

ICS 75.010
E 10
备案号：46010—2014

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6620—2014

代替 SY/T 6620—2005

油罐的检验、修理、改建及翻建

Tank inspection, repair, alteration and reconstruction

2014—03—18 发布

2014—08—01 实施

国家能源局 发布

目 次

| | |
|---------------------------|----|
| 前言 | IV |
| 引言 | V |
| 1 范围 | 1 |
| 2 规范性引用文件 | 1 |
| 3 术语和定义 | 2 |
| 4 工况适用性 | 5 |
| 4.1 总则 | 5 |
| 4.2 油罐罐顶评定 | 6 |
| 4.3 油罐罐壁评定 | 7 |
| 4.4 油罐罐底评定 | 14 |
| 4.5 油罐基础评定 | 17 |
| 5 脆性断裂考虑事项 | 18 |
| 5.1 总则 | 18 |
| 5.2 基本考虑事项 | 18 |
| 5.3 评估程序 | 18 |
| 6 检验 | 20 |
| 6.1 总则 | 20 |
| 6.2 检验周期的考虑 | 21 |
| 6.3 外部检验 | 21 |
| 6.4 内部检验 | 22 |
| 6.5 确定罐底厚度的内部检验替代方案 | 24 |
| 6.6 内部检验的筹备工作 | 25 |
| 6.7 检验清单 | 25 |
| 6.8 记录 | 25 |
| 6.9 报告 | 25 |
| 6.10 无损检测 | 26 |
| 7 材料 | 26 |
| 7.1 总则 | 26 |
| 7.2 新材料 | 26 |
| 7.3 翻建油罐的原始材料 | 26 |
| 7.4 焊接消耗材料 | 27 |
| 8 翻建储罐的设计考虑事项 | 27 |
| 8.1 总则 | 27 |
| 8.2 新焊接接头 | 27 |
| 8.3 现有焊接接头 | 27 |

| | | |
|------|----------------------------|----|
| 8.4 | 罐壁设计 | 27 |
| 8.5 | 罐壁开口 | 28 |
| 8.6 | 抗风圈和罐壁稳定性 | 28 |
| 8.7 | 罐顶 | 28 |
| 8.8 | 抗震设计 | 28 |
| 9 | 储罐修理和改建 | 28 |
| 9.1 | 总则 | 28 |
| 9.2 | 罐壁板材料的拆卸和更换 | 28 |
| 9.3 | 使用搭接焊补板修理罐壁 | 30 |
| 9.4 | 罐壁板材料缺陷的修理 | 32 |
| 9.5 | 变更罐壁高度的油罐罐壁改建 | 32 |
| 9.6 | 有缺陷的焊缝的修理 | 32 |
| 9.7 | 罐壁开口的修理 | 32 |
| 9.8 | 罐壁开口的增加或更换 | 33 |
| 9.9 | 现有罐壁开口的改建 | 33 |
| 9.10 | 油罐罐底的修理 | 35 |
| 9.11 | 固定顶的修理 | 41 |
| 9.12 | 浮顶修理 | 41 |
| 9.13 | 浮顶周边密封的修理或更换 | 42 |
| 9.14 | 开孔 | 42 |
| 10 | 拆除和翻建 | 44 |
| 10.1 | 总则 | 44 |
| 10.2 | 清洗和通风 | 45 |
| 10.3 | 拆卸方法 | 45 |
| 10.4 | 翻建 | 46 |
| 10.5 | 尺寸公差 | 48 |
| 11 | 焊接 | 49 |
| 11.1 | 焊接质量 | 49 |
| 11.2 | 标识与记录 | 49 |
| 11.3 | 用预热或者熔敷控制焊接代替焊后热处理 (PWHT) | 49 |
| 12 | 检测与试验 | 51 |
| 12.1 | 无损检测 | 51 |
| 12.2 | 射线照相 | 53 |
| 12.3 | 水压试验 | 54 |
| 12.4 | 渗漏试验 | 56 |
| 12.5 | 测量水压试验期间的沉降 | 56 |
| 13 | 标记和记录保管 | 56 |
| 13.1 | 铭牌 | 56 |
| 13.2 | 记录保管 | 57 |
| 13.3 | 合格证书 | 58 |
| 附录 A | (资料性附录) 旧版本 API 焊接储罐标准背景资料 | 59 |

| | | |
|--------------|----------------|-----|
| 附录 B (规范性附录) | 储罐罐底沉降的评定 | 61 |
| 附录 C (资料性附录) | 储罐检验清单 | 74 |
| 附录 D (资料性附录) | 授权检验员资格认证 | 90 |
| 附录 E (资料性附录) | 无损检测要求综述 | 92 |
| 附录 F (资料性附录) | 罐底检测步骤和人员的资格审查 | 95 |
| 附录 G (资料性附录) | 类比评估 | 100 |
| 附录 H (资料性附录) | 奥氏体不锈钢储罐 | 112 |

前 言

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

本标准代替 SY/T 6620—2005《油罐检验、修理、改建和翻建》，与 SY/T 6620—2005 相比，主要技术变化如下：

- 调整了部分章节顺序；
- 术语由 17 个增加到 29 个（见第 3 章）；
- 增加了“高温条件下的运行”（见 4.3.10）；
- “底板厚度测量方法”增加了测量方法的说明（见 4.4.4）；
- 2005 年版的表 6.1 调整为“底板最小厚度”（见表 4）；
- “管辖范围内的要求”改为“法规要求”[见 6.2.1 k)]；
- 增加了替代焊后热处理的焊接方法（PWHT）（见表 9）；
- 增加了一些条款（见 4.3.10, 4.4.3, 4.4.4, 5.3.11, 6.2.2, 6.2.3, 6.4.2.3, 6.4.2.4, 6.4.2.5, 6.4.2.6, 6.9.2, 9.8.4, 9.8.5, 9.8.6, 9.9.4, 9.10.2.5, 9.10.2.6, 9.10.2.7, 11.3, 12.2.1.6.1, 12.2.1.6.2 等）；
- 删除了 2005 年版的 6.9.2, 9.10.2.1.6, 10.2.1.7 等条款；
- 增加图 B.4 罐壁沉降表示（见附录 B）；
- 删除 2005 年版的附录 G 技术咨询答复，增加附录 F 罐底检测步骤和人员的资格审查（见附录 F）；
- 增加附录 G 类比评估（见附录 G）；
- 增加附录 H 奥氏体不锈钢储罐（见附录 H）。

本标准采用翻译法等同采用 API Std 653: 2009 Tank inspection, repair, alteration and reconstruction, Fourth edition, April 2009。

本标准将 API Std 653: 2009 范围中的部分内容作为本标准的引言。

与本标准中规范性引用的国际文件有一致对应关系的我国文件为：SY/T 6554—2011《石油工业带压开孔作业安全规范》（API RP 2201: 2003, MOD）和 SY/T 6319—2008《防止静电、闪电和杂散电流引燃的措施》（API RP 2003: 1998, IDT）。

本标准在使用中，凡涉及原标准所在国政府或其他主管当局法令、法规和规定时，一律按中华人民共和国政府主管部门颁布的相应法令、法规和规定执行。

本标准中计量单位以法定计量单位为主，即法定计量单位在前，将英制单位的相应值置在其后的括号内，为不改变原标准中的公式、图、表、曲线的形状特征、常数和系数，凡使用英制单位的，仍沿用英制单位。

本标准由石油工业油气储运专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石油天然气股份有限公司管道分公司、中国石油天然气股份有限公司天然气与管道分公司、中国石油化工股份有限公司生产经营管理部、中国石油天然气管道局。

本标准主要起草人：林明春、黄维和、蒋先尧、郑娟、于帅、潘红丽、何平、王夫安、康叶伟、肖洪江、刘金宝。

引 言

0.1 遵守本标准

业主/操作员对遵守本标准的规定负有主要责任。本标准的使用限于 3.3 所述的雇佣方或获得检验代理授权的单位。倘若指定由业主/操作员以外的单位来承包某些任务（如移位和翻建一座油罐），那么该单位的责任范围在工作开始前就应由业主/操作员确定。

0.2 权限

如果本标准的规定直接或间接地与任何法令规程相违背，则以规程为准。如果本标准比规程的要求更严，则以本标准要求为准。

0.3 安全作业规范

进行油罐内部检验、修理或拆除油罐作业时，应对可能造成人员伤亡的潜在危险进行评定。应按照涉及人员健康和安全管理、火灾和爆炸防范，以及财产损失预防等内容的 API 2015，API 2016，API 2017，API 2217A 中的规定制定出工作程序。

对于 API 出版物中未完全囊括，但在本标准中出现的某些作业，例如人员进入在役的浮顶油罐或罐底部的通风等作业的安全设施，可以制定特殊的工作程序。工作程序应遵守国家或地方的任何安全规程中有关“受限空间”的条款，或任何其他有关的条款。

油罐的检验、修理、改建及翻建

1 范围

本标准适用于依照 API Std 650 及其前身 API Std 12C 而建造的钢制储罐，提出了在安装使用后保持其完整性的最低要求，并讨论它们的检验、修理、改建、移位和翻建。

本标准范围限于油罐基础、罐底、罐壁、构架、罐顶、附件和接管，直至第一个法兰面、第一个螺纹接头或第一个焊接接口。API Std 650 的许多设计、焊接、检验和材料的要求可以用于油罐的维修检验、标定、修理和改建上。当本标准与 API Std 650 或其前版 API Std 12C 要求有明显抵触时，以本标准为准。

本标准采用 API Std 650 的原则，储油罐业主/操作者出于特殊建造和操作细节的考虑，可以将本标准用于依储罐规范建制的任何钢罐。

本标准可用于维修，也可用于工程和检验人员在油罐设计、制造、修理、建造与检验方面的技术培训和经验交流。

本标准未囊括现有油罐可能出现的所有不同条件下的规程或准则。如设计和建造细节未知，且不能在现有标准中找到，则使用与 API Std 650 最新版本规定的同等完整性水平的详细资料。

本标准承认评估在役压力控制构件退化的工况适应性评价概念。API RP 579 为本标准中涉及的不同类型的退化提供了详细的评估过程和合格的标准。当本标准不能为具体的退化类型提供具体的评估过程和合格的标准或者本标准明确允许使用运行适宜性原则，则 API RP 579 可用来评估在本标准中不同的老化类型和测试要求。

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。

SY/T 6319—2008 防止静电、闪电和杂散电流引燃的措施（API RP 2003: 1998, IDT）

SY/T 6554—2011 石油工业带压开孔作业安全规范（API RP 2201: 2003, MOD）

API 2217A 石油石化工业内部受限空间安全作业指南（Guidelines for safe work in inert confined spaces in the petroleum and petrochemical industries）

API RP 579 适用性（Fitness for service）

API Std 620 大型焊接低压储罐的设计和建造（Design and construction of large, welded, low-pressure storage tanks）

API Std 650 焊接储油钢罐（Welded tanks for oil storage）

API RP 651 地上储罐的阴极保护（Cathodic protection of aboveground storage tanks）

API RP 652 地上石油储罐罐底的衬层（Lining of aboveground petroleum storage tank bottoms）

API Std 2000 连通大气的低压储罐 非冷式和冷冻式（Venting atmospheric and low-pressure storage tanks—Nonrefrigerated and refrigerated）

API Std 2015 石油储罐的安全进入和清洗要求（Requirements for safe entry and cleaning of pe-

roleum storage tanks)

API RP 2016 进入和清洗石油储罐的准则和程序 (Guidelines and procedures for entering and cleaning petroleum storage tanks)

API Publ 2207 罐底热加工的作业准备 (Preparing tank bottoms for hot work)

ASME 锅炉和压力容器规范, 第 V 卷 无损检验 [Boiler and pressure vessel code (BPVC), Section V: Nondestructive examination]

ASME 锅炉和压力容器规范 第 VIII 卷 第 2 部分: 选择性规则 [Boiler and pressure vessel code (BPVC), Section VIII: Pressure vessels; Division 2: Alternative rules]

ASME 锅炉和压力容器规范 第 IX 卷 焊接和钎焊评定标准 [Boiler and pressure vessel code (BPVC), Section IX: Welding and brazing qualifications]

ASNT SNT-TC-1A 无损测试人员资格评定和证书 (Personnel qualification and certification in nondestructive testing)

ASTM A6 结构用轧制钢板、型材、板材和板桩的一般要求的标准规范 (Standard specification for general requirements for rolled structural steel bars, plates, shapes and sheet piling)

ASTM A20 压力容器钢板的一般要求的标准规范 (Standard specification for general requirements for steel plates for pressure vessels)

ASTM A36 碳结构钢的标准规范 (Standard specification for carbon structural steel)

ASTM A370 钢产品力学试验的标准测试方法 (Standard test methods and definitions for mechanical testing of steel products)

ASTM A992 结构型钢的标准规范 (Standard specification for structural steel shapes)

AWS D1.1 结构性焊接标准 钢材 (Structural welding code—Steel)

AWS D1.6 结构性焊接标准 不锈钢 (Structural welding code—Stainless steel)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

改建 alteration

任何改变储罐实际尺寸或配置的作业。

3.2

现有标准 as-built standard

用于所述储罐构件建造的标准 (如 API 标准或 UL 标准), 如无此标准, 则用构件安装的有效标准。如果这个标准也没有, 则用当前可以使用的标准。关于 API 的焊接储罐的系列标准参见附录 A。用于对原有结构上进行维修或更换的标准只能作为维修或更换的现有标准, 因此, 一个储罐可能有多个现有标准。

3.3

授权检验机构 authorized inspection agency

雇用获得 API 认可的地面油罐检验员的以下单位之一:

- a) 司法权限内运营的地面油罐的检验组织。
- b) 由持有地面油罐保险业务执照或注册登记的保险公司所属的检验组织。
- c) 支配检验组织进行与他/她的设备有关的非销售或转卖地面油罐的活动的一个或多个地面油罐的业主/操作者。
- d) 与业主/操作者签约和在业主/操作者指导下的一个独立机构或个人, 其得到了运行的地面

油罐在管辖范围的认可或未被禁止。业主/操作者的检验程序应提供必需的控制，以供签约检验地面油罐的授权检验员使用。

3.4

授权检验员 authorized inspector

授权检验机构的雇员，该雇员作为地面油罐检验员参照附录 D 进行了认证。

3.5

沉降起始点 breakover point

油罐罐底开始沉降的区域。

3.6

待检储罐 candidate tank

腐蚀速率未知的储罐。

3.7

工况条件变更 change in service

包括储存不同性质油品在内的原先操作条件的变更，如相对密度或腐蚀性和/或温度和/或压力的不同工况条件等。

3.8

受控储罐 control tank

腐蚀速率和运行历史可知且有记载的储罐。

3.9

腐蚀速率 corrosion rate

总的金属损失与出现金属损失的时间的比值。

3.10

关键区域 critical zone

距离罐壁内沿 76.2mm (3in) (内部径向测量) 内的罐底或环形边缘板的部分。

3.11

当前适用标准 current applicable standard

可以应用于储罐建设的标准版本 (如 API 标准和 UL 标准)。

3.12

外部检验 external inspection

外观目视检验，由指定检验员监督，在不中止运行或不要求储罐停止的情况下，尽可能评估储罐的所有方面 (见 6.3.2)。

3.13

适用性评价 fitness-for-service assessment

在结构内有缺陷时，用来评估以确定该有缺陷结构能否继续运行而不出现失效的一套方法。

3.14

开孔 hot tap

在役油罐罐壁上安装接管的一种程序。

3.15

水压试验 hydrotest

用水进行测试，由静水压形成测试载荷。

3.16

检验员 inspector

机构内的独立部门的代表，其对各种质量控制和安全功能 (如焊接、合同履行等) 负有责任。

3.17

内部检验 internal inspection

指定授权检验员监督，对罐内表面进行的常规、全面检查（见 6.4.1）。

3.18

改造/重要修理 major alteration/or major repair

改造或修理包括以下之一：

- a) 在设计液位以下安装大于 304.8mm (12in) 的罐壁开口。
- b) 在罐壁底部安装 304.8mm 12 (in) 以内的开口。
- c) 在设计液位以下拆除、替换或者添加一个壁板，此处最大尺寸的替代壁板超过了 304.8mm 12 (in)。
- d) 移除或更换边缘板材料，替换的尺寸超过 304.8mm 12 (in)。
- e) 完全或部分（超过一半焊接厚度）移除和替换大于 304.8mm 12 (in) 的垂直焊接壳板或辐射焊接边缘板。
- f) 安装新的底板如 12.3.3.3 所述。
- g) 移除或更换连接壁板和底板或壁板和边缘板的装配焊缝的量超过 12.3.2.5.1 a) 中所述。
- h) 罐壁补板。

3.19

业主/操作员 owner/operator

对现有储油罐在操作和维修上负有管理责任的法律实体。

3.20

罐底上表面 product-side

储罐与储存的流体产品接触的一侧。

3.21

许用韧性 recognized toughness

符合以下条款规定，部件材料视为可用：

- a) 5.3.1（基于储罐原始建造的标准或试样测试）。
- b) 5.3.4（基于厚度）。
- c) 5.3.5（基于最低设计金属温度）。
- d) 5.3.7（基于免除试验曲线）。

3.22

翻建 reconstruction

将某座已经拆除的油罐迁到一个新的场地重新组装所需要的工作。

3.23

翻建机构 reconstruction organization

由业主/操作者委托负责设计和（或）翻建某座油罐的单位。

3.24

修理 repair

维修或修复油罐以适应安全操作所需要的工作。维修包括重要修理（见 3.18）及其他小维修，修理的典型例子有：

- a) 拆除和更换材料（如罐顶、罐壁或罐底材料，包括焊接金属）以维持油罐的完整性。
- b) 油罐罐壁、罐底或罐顶的重新找平或用千斤顶顶起。
- c) 在现有罐壁穿孔处增加补强板。
- d) 用打磨和（或）先凿后焊对缺陷（如撕裂或孔洞）进行修理。

3.25

修理单位 repair organization

符合以下任一项的单位：

- a) 按照本标准修理或改建他/她自己的设备的地面油罐的业主/操作者。
- b) 资质能被地面油罐的业主/操作者接受，并按照本标准进行油罐修理或改建的承包人。
- c) 由管理区域授权、接受或不禁止，并按照本标准进行油罐修理的人。

3.26

类比评估 similar service assessment

该程序使用受控储罐的腐蚀速率和运行历史，得到待检储罐的腐蚀速率与检验间隔，以创建一个检验时间。

3.27

罐底板下表面 soil-side

罐底与土壤接触的那一侧。

3.28

油罐工程师 storage tank engineer

个人或单位，该人或该单位在与影响地面油罐的完整性和可靠性的评价机理和材料性能有关的工程学科方面有经验。通过与适当的专家商议，油罐工程师应被认为是正确评价技术要求所需的所有实体的组成。

3.29

未知韧性 unknown toughness

无法证明构件的材料是否满足许用韧性定义时存在的一种情况。

4 工况适用性

4.1 总则

4.1.1 当油罐检验的结果表明油罐的原始物理条件已经发生变化时，应进行评定以确定其继续使用的适用性。

4.1.2 本章提供了现有油罐继续使用或工况条件变化后的适用性的评定方法，或何时决定对现有油罐进行修理、改建、拆除、移位或翻建。

4.1.3 所要考虑的下列各种因素既没有包括所有情况，也不会替代每种情况所需要的工程分析和评定：

- a) 由于储存油品或积水层而造成的内部腐蚀。
- b) 由于浸没在环境中而造成的外部腐蚀。
- c) 应力和许用应力。
- d) 储存油品的性质，如相对密度、温度和腐蚀性。
- e) 油罐使用环境下的金属设计温度。
- f) 外部罐顶的动载荷、风载荷、地震载荷。
- g) 油罐基础、土壤和沉降状况。
- h) 建造材料的化学成分和机械性能。
- i) 现有油罐的变形。
- j) 运行条件，如进油/出油速率和频率。

4.2 油罐罐顶评定

4.2.1 总则

4.2.1.1 应验证罐顶和罐顶支撑系统的结构完整性。

4.2.1.2 在任意 645.2cm^2 (100in^2) 面积上的罐顶板被腐蚀到平均厚度小于 2.3mm (0.09in) 程度时, 或罐顶板有穿孔现象, 应进行修补或更换。

4.2.2 固定顶

4.2.2.1 应使用检验员认可的方法检验罐顶支撑系统(椽、梁、柱和底垫板)的坚固性; 对变形(如不垂直的支柱)、已经腐蚀的和危险的构件应作出评定, 必要时应进行修补或更换。应注意立柱管内部被严重腐蚀的可能性(从外部目视检查, 腐蚀可能是不明显的)。

4.2.2.2 (罐顶与壁板的)脆性接头不可避免时, 应按照 API Std 650 中 5.10.2 的要求对相关影响进行评估。评估的对象例如罐底与壁板连接处的腐蚀或罐顶与壁板接头修复(如接头补强、连接扶手, 或其他脆性接头区域变的)。

4.2.3 浮顶

4.2.3.1 已经出现裂纹或穿孔的罐顶板和浮舱应进行修补或更换已经损坏的构件。对浮顶板上的孔洞, 应进行修理或更换罐顶板。

4.2.3.2 应对凹坑作出评定, 以确定在下次计划的内部检查之前产生穿透性孔洞的可能性。如果确定有这样的可能, 那么应将受损坏的部位进行修补或更换。

4.2.3.3 应对罐顶支撑系统、环形密封系统、附件如罐顶浮梯、防转动装置、排水系统和通气系统等作出评定, 以确定是否需要修理或更换。

4.2.3.4 现有浮顶评定的指导原则应根据 API Std 650 的规定, 对于外浮顶则根据 API Std 650 附录 C 的规定, 对于内浮顶则根据 API Std 650 附录 H 的规定。当然, 不强制要求提高等级以满足本标准。

4.2.4 工况的变更

4.2.4.1 内压

在对油罐罐顶和罐顶与罐壁之间接缝作出评定并随之而进行的修改都应考虑到适用标准(如 API Std 650 附录 F)的全部要求。

4.2.4.2 外压

适用标准规定, 应对罐顶支撑结构(如果有的话)和罐顶与罐壁之间接缝进行关于设计部分真空效应的评定。应采用 API Std 620 规定的准则。

4.2.4.3 在提升温度下操作

油罐操作温度提高到高于 93.3°C (200°F) 以前应参考 API Std 650 附录 M 的全部要求。

4.2.4.4 在低于原设计温度下操作

如果操作温度降低到低于原设计温度, 应遵守适用标准或 API Std 650 中有关降低温度的要求。

4.2.4.5 正常和紧急通气

4.2.4.5.1 应考虑到工况变更对正常和紧急通气的影响。

4.2.4.5.2 通气口应检查以保证正常操作，丝网应确保无阻塞。

4.3 油罐罐壁评定

4.3.1 总则

4.3.1.1 应对裂纹、损伤或其他情况（例如工况条件变更、移位、腐蚀程度大于原腐蚀裕量等）作出评定，以确定是否已经严重地影响到现有油罐罐壁功能或结构的完整性。

4.3.1.2 在役油罐罐壁的评定应由具有油罐设计经验的人员承担，并应在现有油罐罐壁厚度和材质的基础上作出指定设计条件下的罐壁分析。这个分析应考虑到所有预先提出的载荷条件和载荷组合，包括由液体静压头产生的压力、内部和外部压力、风载荷、地震载荷、罐顶动载荷、接管载荷、沉降和附件载荷。

4.3.1.3 罐壁有多种类型且严重程度不同的腐蚀，其一般结果是遍及一个大面积表面或者一个局部区域内的金属均匀腐蚀，也可能产生点蚀。每种情况都应作为异常情况来对待并进行彻底检查。在制定修理程序以前要确定腐蚀的性质和程度。除非点蚀连成片，点蚀并不表明严重到危及罐壁整体结构的完整性。评定一般腐蚀和点蚀两者的准则如下所示。

4.3.1.4 确定继续操作的最小罐壁厚度的方法在 4.3.2，4.3.3，4.3.4 中作了规定（见第 6 章有关检验周期的内容）。

4.3.1.5 如果不能满足 4.3.3（焊接）或 4.3.4（铆接）的要求，应修补腐蚀或损坏的区域，或者降低油罐的允许液位，或停用油罐。允许油罐继续操作的液位高度 H 可以采用最小可接受厚度（见 4.3.3.1 和 4.3.4.1）公式求出。确定液位限制时应采用实际厚度（检查时确定的）减去腐蚀裕量。不得超过最高设计液位。

4.3.2 实际厚度的确定

4.3.2.1 当已经存在相当大面积的腐蚀区域时，为了确定每层罐壁的控制厚度，应按照下列程序来测量厚度，求平均值（见图 1）：

- a) 对于每个区域，检验员应确定腐蚀区域内任何点上的最小厚度 t_2 ，可不考虑很分散的点蚀（见 4.3.2.2）。
- b) 计算临界长度 L ：

$$L = 3.7\sqrt{Dt_2}, \text{但不超过 } 1016\text{mm (40in)}$$

式中：

L ——在局部不连续处其环向应力假定为“求得平均值”的最大垂直长度（被腐蚀区域的实际垂直长度可以超过 L ），in；

D ——油罐直径，ft；

t_2 ——腐蚀区域内不考虑点蚀的最小厚度，in。

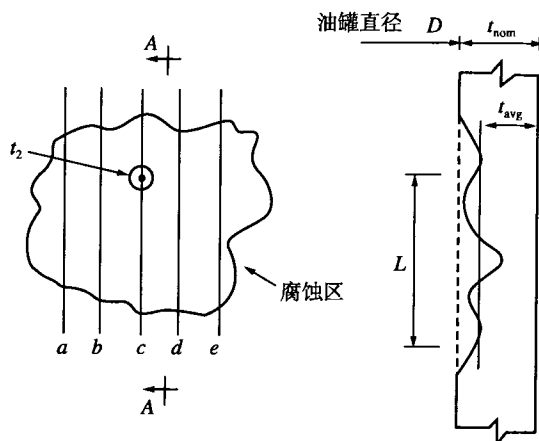
c) 授权检验员应用目视或其他方法确定腐蚀可能最严重区域内的垂直平面。沿着每个垂直平面绘出距离为 L 的测量值轮廓图。在平面内，至少分成 5 个相等间距测量长度 L ，求出平均长度 L 和最小平均厚度 t_1 。

d) 应参照 4.3.3.1 中有关 t_1 和 t_2 的最小许可值，还应考虑到 4.3.3.4 中的附加载荷。

e) 继续操作的准则如下：

- 1) t_1 应大于或等于 t_{\min} （见 4.3.3 或 4.3.4），并且经过承受 4.3.3.5 所列所有其他载荷的验证。
- 2) t_2 应大于或等于 $60\% t_{\min}$ 。

- 3) 油罐使用到下一次检验时的任何腐蚀裕量应加到 t_{\min} 和 $60\% t_{\min}$ 中去。



说明:

$a \sim e$ ——由检验员选定的检验平面。

t_2 ——不考虑点蚀的整个区域内的最小厚度。

截面 A-A: 沿着平面“c”取截面, 取得最小平均厚度 t_1 。

程序: a) 确定 t_2 ;

b) 计算 $L = 3.7 \sqrt{Dt_2}$, 但不得大于 1016mm (40in);

c) 找出“L”得出最小 t_{avg} , 此处是 t_1 。

图 1 腐蚀区的检验

4.3.2.2 不考虑很分散的点蚀情况下:

- 点蚀深度所形成的剩余罐壁厚度不小于油罐罐壁最小可接受厚度的二分之一 (不含腐蚀裕量)。
- 沿着任何垂直线的这些尺寸的总和在 203.2mm (8in) 长度内不超过 50.8mm (2in) (见图 2)。

4.3.3 焊接油罐罐壁最小厚度的计算

注: 一般情况下, 使用 4.3.3.1a) (H 由每层罐壁的底部确定) 确定每层罐壁的最小可接受厚度 (t_{\min}), 并以此作为基础判断油罐继续使用的适用性。如果对局部狭窄区域进行识别或对特殊区域进行调查 (例如对于一个罐壁接管的安装), 可以使用 4.3.3.1b) (其中 H 由特定位置确定) 的方法完成评价。

4.3.3.1 直径小于或等于 61m (200ft) 的油罐罐壁最小可接受厚度用下列公式计算:

- 当确定每层罐壁的最小可接受厚度时, t_{\min} 可按下式计算:

$$t_{\min} = \frac{2.6(H-1)DG}{SE}$$

- 当确定某层罐壁的任何其他位置的最小可接受厚度时 (如局部狭窄区域或其他关心的位置), t_{\min} 可按下式计算:

$$t_{\min} = \frac{2.6HDG}{SE}$$

式中:

t_{\min} ——由上式计算出的最小可接受厚度, in; 油罐任何层罐壁的 t_{\min} 不得小于 2.5mm (0.1in);

D ——油罐公称直径, ft;

H ——高度, ft, 当评价每层罐壁时, 所考虑的那层罐壁的底部到水压试验高度, 或者从每层罐壁腐蚀最狭窄区域的长度 L (见 4.3.2.1) 的底部到水压试验高度, 或者从任何关注区域的最低点到水压试验高度;

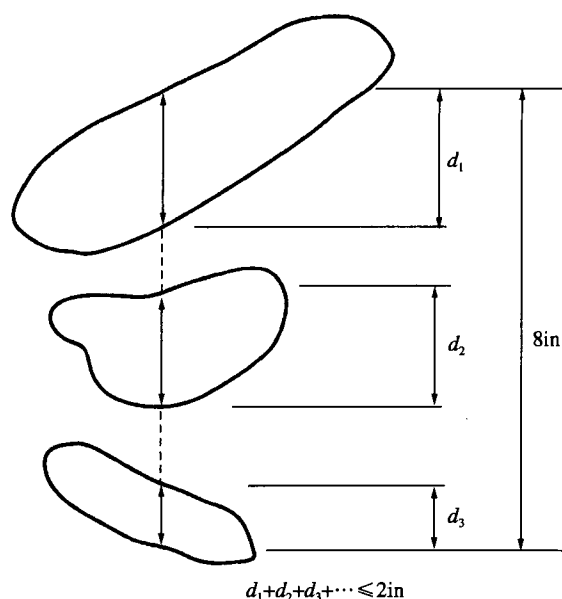


图 2 点蚀测量

G ——储存液体的最大相对密度；

S ——最大许用应力，psi；底层和第二层罐壁采用 0.80 Y 或 0.429 T 中的较小值；所有其他各层罐壁采用 0.88 Y 或 0.472 T 中的较小值；在 API Std 12C 和 API Std 650 的最新和以前的版本中列出了不同材料的罐壁许用应力（见表 1）（对于翻建油罐， S 应遵照最新适用标准）；

Y ——钢板的规定最低屈服强度，如果未知，采用 206.85MPa (30000psi)；

T ——钢板的规定最低抗拉强度或 551.6MPa (80000lbf/in²) 中的较小者，如果未知，采用 379.23MPa (55000lbf/in²)；

E ——油罐原始焊缝系数，如果不知道原始 E 值，采用表 2 中的值，当评定被腐蚀钢板的修复厚度时，如果是距离焊缝或接头至少 25.4mm (1in) 或两倍板厚中的较大值的部位，采用 $E = 1.0$ 。

4.3.3.2 如对油罐进行水压试验，充水高度 H_1 应取决于以下因素。油罐的充水高度不应大于以下确定的 H_1 中的较小值。

表 1 罐壁最大许用应力（不用于翻建油罐^f）单位：lbf/in²

| 材料规格 和等级 | 规定最小 屈服应力 | 规定最小 拉伸强度 | 储存介质下的许用应力 S | | 水压试验允许应力 S_1^g | |
|-----------------|--------------|--------------|----------------|-------|------------------|-------|
| | | | 下两层 | 上面各层 | 下两层 | 上面各层 |
| A283 - C | 30000 | 55000 | 23600 | 26000 | 26000 | 27000 |
| A285 - C | 30000 | 55000 | 23600 | 26000 | 26000 | 27000 |
| A36 | 36000 | 58000 | 24900 | 27400 | 27400 | 30100 |
| A131 - A, B, CS | 34000 | 58000 | 24900 | 27400 | 27400 | 30100 |
| A131 - EH36 | 51000 | 71000 | 30500 | 33500 | 33500 | 36800 |
| A573 - 58 | 32000 | 58000 | 24900 | 27400 | 27400 | 28800 |
| A573 - 65 | 35000 | 65000 | 27900 | 30700 | 30700 | 31500 |
| A573 - 70 | 42000 | 70000 | 30000 | 33000 | 33000 | 36300 |
| A516 - 55 | 30000 | 55000 | 23600 | 26000 | 26000 | 27000 |

表 1 (续)

| 材料规格 和等级 | | 规定最小 屈服应力 | 规定最小 拉伸强度 | 储存介质下的许用应力 S | | 水压试验允许应力 S _t ^g | |
|---|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|-------|--------------------------------------|-------|
| | | | | 下两层 | 上面各层 | 下两层 | 上面各层 |
| ASTM 规范 | A516 - 60 | 32000 | 60000 | 25600 | 28200 | 28200 | 28800 |
| | A516 - 65 | 35000 | 65000 | 27900 | 30700 | 30700 | 31500 |
| | A516 - 70 | 38000 | 70000 | 30000 | 33000 | 33000 | 34200 |
| | A662 - B | 40000 | 65000 | 27900 | 30700 | 33000 | 33700 |
| | A662 - C | 43000 | 70000 | 30000 | 33000 | 37800 | 36300 |
| | A537 - 1 级 | 50000 | 70000 | 30000 | 33000 | 33000 | 36300 |
| | A537 - 2 级 | 60000 | 80000 | 34300 | 37800 | 33000 | 41500 |
| | A633 - C, D | 50000 | 70000 | 30000 | 33000 | 37800 | 36300 |
| | A678 - A | 50000 | 70000 | 30000 | 33000 | 33000 | 36300 |
| | A678 - B | 60000 | 80000 | 34300 | 37800 | 37800 | 41500 |
| | A737 - B | 50000 | 70000 | 30000 | 33000 | 33000 | 36300 |
| | A841 | 50000 | 70000 | 30000 | 33000 | 33000 | 36300 |
| | A10 ^a | 30000 | 55000 | 23600 | 26000 | 26000 | 27000 |
| | A7 ^a | 33000 | 60000 | 25700 | 28300 | 28300 | 29700 |
| A442 - 55 ^a | 30000 | 55000 | 23600 | 26000 | 26000 | 27000 | |
| A442 - 60 ^a | 32000 | 60000 | 25600 | 28200 | 28200 | 28800 | |
| CSA 明细表 | G40. 21M, 260W | 37700 | 59500 | 25500 | 28100 | 28100 | 30900 |
| | G40. 21M, 300W | 43500 | 65300 | 28000 | 30800 | 30800 | 33900 |
| | G40. 21M, 350W | 50800 | 65300 | 28000 | 30800 | 30800 | 33900 |
| | G40. 21M, 350WT | 50800 | 69600 | 29900 | 32900 | 32900 | 36100 |
| | 未知 ^b | 30000 | 55000 | 23600 | 26000 | 26000 | 27000 |
| 铆接 油罐 | A7, A9 或 A10 ^{a-c} | NA | NA | 21000 | 21000 | 21000 | 21000 |
| | 已知 ^d | Y | T | d | d | d | d |
| | 未知 ^e | NA | NA | 21000 | 21000 | 21000 | 21000 |
| ^a ASTM A7, A9, A10 和 A442 是 ASTM 废弃的材料规格, 以前在 API Std 12C 和 API Std 650 中列出。 ^b 所示的屈服应力和拉伸强度值是按照本标准未知成分焊接的 ASTM 材料。 ^c 这个规定是针对用任何等级材料建造, 并按照 4.3.4.1 进行评定的铆接油罐。 ^d 这个规定是针对用任何等级材料建造, 并按照 4.3.4.2 进行评定的铆接油罐。对于每层罐壁, 对于油品和静水压试验条件的最大允许罐壁应力列在许用油品应力一列中。 ^e 这个规定是针对用任何等级材料建造, 并按照 4.3.4.2 进行评定的铆接油罐。 ^f 翻建油罐的许用应力在 API Std 650 的表 5-2 中列出, 或按照 8.4 计算得出。 ^g 除非有其他特别声明, 许用应力按照 4.3.3.1 和 4.3.3.2 计算得出。计算的许用应力圆整到最近的 689.5kPa (100lbf/in ²)。 | | | | | | | |

表 2 焊接接头的焊缝系数

| 标准 | 版本和年 | 接头型式 | 焊缝系数 E | 适用性或限度 |
|-------------|---------------|-----------------|--------------|----------------------------------|
| API Std 650 | 第 7 版或更新 | 对接 | 1.00 | 基本标准 |
| | (1980—现在) | 对接 | 0.85 | 附录 A Spot RT |
| | | 对接 | 0.70 | 附录 A No RT |
| | 第 1 版至第 6 版 | 对接 | 0.85 | 基本标准 |
| | (1961—1978) | 对接 | 1.00 | 附录 D 和附录 G |
| API Std 12C | 第 14 版和第 15 版 | 对接 | 0.85 | |
| | (1957—1958) | | | |
| | 第 3 版至第 13 版 | 搭接 ^a | 0.75 | 9.53mm ($\frac{3}{8}$ in) maxt |
| | (1940—1956) | 对接 ^c | 0.85 | |
| | 第 1 版和第 2 版 | 搭接 ^a | 0.70 | 11.11mm ($\frac{1}{2}$ in) maxt |
| | (1936—1939) | 搭接 ^b | $0.50 + k/5$ | 6.35mm ($\frac{1}{4}$ in) maxt |
| | | 对接 ^c | 0.85 | |
| 未知 | | 搭接 ^a | 0.70 | 11.11mm ($\frac{1}{2}$ in) maxt |
| | | 搭接 ^b | $0.50 + k/5$ | 6.35mm ($\frac{1}{4}$ in) maxt |
| | | 搭接 ^c | 0.70 | |
| | | 搭接 ^d | 0.35 | |

^a 搭接双面满焊缝。
^b 背面至少有 25% 的断续焊的全角焊缝； k = 断续焊缝的百分数，以小数形式表示。
^c 从 1936—1940 年和 1948—1954 年，允许使用带支撑条的单面对接焊缝。
^d 只有单面搭接焊缝。

a) 确定了每层罐壁的控制厚度之后，应按下式计算 H_i ：

$$H_i = \frac{S_i E t_{\min}}{2.6D} + 1$$

b) 根据 4.3.2.1 确定了每层罐壁的局部狭窄区域或其他关注位置的控制厚度之后，应按下式计算 H_i ：

$$H_i = \frac{S_i E t_{\min}}{2.6D}$$

式中：

H_i ——高度，ft；当评价每层罐壁时，所考虑的那层罐壁的底部到水压试验高度，或者从每层罐壁腐蚀最狭窄区域的长度 L （见 4.3.2.1）的底部到水压试验高度，或者从任何关注区域的最低点到水压试验高度；

S_i ——最大允许静水压力，单位为磅力每平方英尺 (lbf/in²)；底层和第二层罐壁采用 0.88Y 或 0.472T 中的较小值，所有其他各层罐壁采用 0.9Y 或 0.519T 中的较小值。

注 1：根据油品的相对密度，确定 t_{\min} ， H_i 可能小于 H 。油罐水压试验高度为 H 时，腐蚀区域可能泄漏。

注 2：如 H_i 小于 H ，业主/操作员应确定油罐在储液高度为 H （储罐的最高设计液位）的运行条件下的后果和可接受性。应按照 12.3.2 的要求，对高于 H_i 的罐壁部位进行修理。

注 3：对于翻建的油罐，应按照现行标准确定 S_i 。

油罐继续使用的准则是：

- a) t_1 [见 4.3.2.1c)] 应大于或等于 t_{\min} (见上文)，并且经过承受下列所有其他载荷的验证。
- b) t_2 [见 4.3.2.1b)] 应大于或等于 60% t_{\min} 。

油罐使用到下一次检查时的任何腐蚀裕量应加到上述 a) 和 b) 中所要求的两个厚度 (t_{\min} 和 60% t_{\min}) 中去。

4.3.3.3 另一方面，直径小于或等于 61m (200ft) 的油罐罐壁最小可接受厚度可以按照 API Std 650 的 5.6.4 变点设计法计算，以“S·E”代替“S”；E 和 S 的定义已在 4.3.3.1 中说明。

4.3.3.4 直径大于 61m (200ft) 的油罐应使用变点设计法，所有变数的定义见 4.3.3.1。

4.3.3.5 4.3.3.1, 4.3.3.2, 4.3.3.3 的厚度确定值只考虑液体载荷，还应遵照原始建造标准进行所有其他载荷的评定，并应利用工程审查来评定不同载荷条件或新的数据。根据适用要求，应考虑以下外载荷：

- a) 风载失稳。
- b) 地震载荷。
- c) 在超过 93.3°C (200°F) 温度下操作。
- d) 真空，形成外压。
- e) 由于管线、油罐支撑设备、固定支腿等所形成的外部载荷。
- f) 风造成的倾覆。
- g) 由于沉降造成的载荷。

4.3.3.6 作为不同于上述作法的另一种方法，尚可采用“分析设计法” (ASME 锅炉和压力容器规范第 VIII 卷第 2 部分附录 4) 或 API RP 579 第 4 部分、第 5 部分或第 6 部分中的适宜章节评定由于腐蚀或其他损耗而造成小于最低所需壁厚的油罐罐壁减薄情况，以确定继续使用的适用性。当应用 ASME 准则时，如果设计应力小于或等于 $\frac{2}{3}Y$ (规定的最小屈服强度) 或 $\frac{1}{3}T$ (规定的最小抗拉强度) 中的较小值，则应将原始油罐设计所采用的应力值代替 ASME 锅炉和压力容器规范第 VIII 卷第 2 部分中的 S_m 值。如果原始设计应力大于 $\frac{2}{3}Y$ 或 $\frac{1}{3}T$ ，则用 $\frac{2}{3}Y$ 或 $\frac{1}{3}T$ 中的较小值代替 S_m 。

4.3.4 铆接油罐罐壁的最小厚度计算

4.3.4.1 铆接油罐罐壁的最小可接受厚度应采用 4.3.3.1 的公式计算，应采用下述许用应力准则和铆接系数：

$$S = 144.8 \text{ MPa (21000 lbf/in}^2\text{)}.$$

$E =$ 距铆钉 152.4mm (6in) 或更远的罐壁板的铆接系数为 1.0，距铆钉 152.4mm (6in) 以内的罐壁板的铆接系数见表 3。

4.3.4.2 表 3 中所给出的铆接系数是铆接油罐建造过程中偏保守的最小值，借此简化铆接油罐的评定。当然，在某些情况下，采用计算方法计算搭接和对接型式的铆接接缝上的实际铆接系数可能是有利的。当选用这种计算铆接系数时，应采用下列最大许用应力：

- a) 钢板净截面的最大拉应力，采用 $0.80Y$ 或 $0.429T$ 中的较小值，如果 T 或 Y 未知，则采用 144.8MPa (21000lbf/in²)。
- b) 铆钉净截面的最大剪切应力采用 110.32MPa (16000lbf/in²)。
- c) 钢板或铆钉的最大支撑应力，在铆钉承受单向剪切应力时，采用 220.64MPa (32000 lbf/in²)；在铆钉承受双向剪切力时，采用 241.34MPa (35000lbf/in²)。

4.3.4.3 对于铆接油罐，应考虑腐蚀是否会影响这些接头及影响程度。如果计算结果表明存在超量厚度，那么这个超量就可作为腐蚀裕量。

表3 铆接接头的铆接系数

| 接头型式 | 铆钉排数 | 铆接系数 |
|-----------------|----------------|------|
| 搭接 | 1 | 0.45 |
| 搭接 | 2 | 0.60 |
| 搭接 | 3 | 0.70 |
| 搭接 | 4 | 0.75 |
| 对接 ^a | 2 ^b | 0.75 |
| 对接 | 3 ^b | 0.85 |
| 对接 | 4 ^b | 0.90 |
| 对接 | 5 ^b | 0.91 |
| 对接 | 6 ^b | 0.92 |

^a 本表列出的所有对接接缝都在里侧和外侧配有对接垫板。
^b 接缝中心线每侧的排数。

4.3.4.4 在铆接油罐的分析中还应考虑非液体载荷(见4.3.3.5)。

4.3.5 变形

4.3.5.1 罐壁变形包括不圆度、失稳区、扁平区以及焊缝处的棱角和夹层。

4.3.5.2 罐壁变形是由许多因素造成的,如基础沉降、超压或负压、大风、不良的罐壁制造或修理技术等。

4.3.5.3 罐壁变形应在各自基础上进行评定,以确定在指定条件下油罐能否继续使用和(或)进行纠正工作的范围。

4.3.6 缺陷

对缺陷(如裂纹或分层)应彻底地进行检测和评定,以确定它们的性质和程度以及是否需要修理。如果需要修理,应制定并执行一项修理程序。修理缺陷的要求,如对待临时连接焊缝上的弧坑、擦伤或撕裂,都应逐个进行评定。罐壁和罐底之间焊缝上的裂纹尤为重要,应清除并补焊。

4.3.7 抗风圈和罐壁加强圈

评定现有油罐罐壁操作适用性时,还应考虑到任何抗风圈或罐壁加强圈的细节和状况。这些结构部件或它们与罐壁连接焊缝被削弱后,将使它们成为不符合设计条件的部件。

4.3.8 罐壁焊缝

应评定油罐罐壁焊缝状况对操作条件的适用性。由于腐蚀或点蚀而对现有焊缝造成的任何损坏都应进行评定并制定相应的修理程序,必要时对油罐重新进行标定。罐壁对接焊缝的一些典型缺陷及推荐的修理程序见9.6。

4.3.9 罐壁开口

4.3.9.1 在评估现有油罐罐壁完整性时,应检查现有罐壁开口(接管、人孔、清扫孔)的状况和细节。像补强板的型式和范围、零部件(补强板、接管颈、螺栓法兰和盖板)的焊缝间距和厚度等细节都应是着重考虑的问题,应按照适用标准检查构架的适合性和一致性。如果用磁粉方法检查罐壁上原

有焊缝且未发现缺陷或迹象时，并且不需要修理或不受维修影响同时接近 API Std 650（第 7 版或最新版）的要求，则允许其继续运行。如果剖面满足底线厚度和焊接尺寸要求，则可用打磨来消除焊接缺陷。焊缝修复不能用于验收焊缝间距小于 API Std 650 所规定的间距，除非经 9.10.2.7 许可。应评估与标准任何不相符或由腐蚀引起的退化，并编制适宜的修理规程，或按需要修理储罐。

4.3.9.2 应根据承受压力和所有其他载荷评定接管壁厚。

4.3.10 高温运行储罐

高温 [93.3°C~260°C (200°F~500°F)] 运行的焊接储罐应进行适应性评价。本节的要求基于 API Std 650 附录 M。

4.3.10.1 在高温条件下运行

4.3.10.1.1 原有的最初按 API Std 650 附录 M 设计的储罐应为其继续运行进行如下评估：

- a) 储罐罐壁应根据 4.3.3 评估，除非所有罐壁板的允许应力 (S) 不超过 0.80Y。Y 的值乘以 API Std 650 表 M.1 中的屈服强度减少系数作为罐壁材料的最小规定屈服强度。如果最小规定屈服强度未知，则用假设值 $2.07 \times 10^8 \text{ Pa}$ (30000 lbf/in^2) 进行评估。
- b) 如果临界区域的底板材料减薄超出腐蚀余量时，由于温度的升高、液压头和热循环，罐壁与底板的接合处应进行评估。使用 API Std 650 M.4 部分推荐的简化分析技术以满足此标准。

4.3.10.1.2 原有的在升高温度下运行的储罐，该储罐没有按照 API Std 650 附录 M 设计和建造，但是有成功的运行服役历史，则该储罐应按 4.3.10.1.1 中标记的进行继续服役适宜性的评估。如果储罐直径超过 30.50m (100ft) 且储罐建造时没有对接焊圈板时，则应进行对临界区域的分析 [见 4.3.10.1.1b)]。另外，最大运行温度不能超过储罐过去运行成功的最大温度。

4.3.10.2 转变到高温下运行

不是按 API Std 650 附录 M 设计和建造的现有储罐应就其运行改变（高温下的运行）进行如下评估：

- a) 储罐罐壁按 API Std 650 附录 M 进行评估，不使用 API 653 的允许罐壁应力。
- b) 由 API Std 650 附录 M 决定是否需要对焊圈板，如果需要则安装。
- c) 疲劳情况下，应对罐壁底板接合进行评估，此外，临界区域底板材料的适宜性以该标准的要求为准。

4.4 油罐罐底评定

4.4.1 总则

油罐罐底的检验应提供适当的数据，按照本标准的程序使用这些数据可确定油罐罐底的完整性，这对于阻止可能造成环境破坏的液体泄漏是必须的。应查明每种腐蚀现象的情况和其他潜在的渗漏或失效机理。除 6.4 规定的内部检验外，应定期进行油罐罐底完整性的评估。评估周期应小于或等于 6.4.2 所给定的内部检验周期。泄漏检测测试或监测系统的使用（如双层罐底装有泄漏检测管的衬里）将满足内部检测期间定期评估的要求。

油罐过量的基础沉降能够影响油罐罐壁和罐底的完整性，所以监测油罐沉降情况是评估油罐罐底完整性的一种公认作法，参见附录 B。

4.4.2 罐底失效的原因

下列某些油罐罐底渗漏或失效的历史原因应认定是加衬里、修理或更换一座油罐罐底的依据：

- a) 在预期使用期间内部点蚀和点蚀速率。
- b) 焊接接头的腐蚀（焊缝和热影响区）。
- c) 焊接接头的裂纹历史。
- d) 由于罐顶支撑载荷和罐壁沉降而作用在罐底板上的应力。
- e) 底侧腐蚀（一般呈点蚀状态）。
- f) 排水不当造成地表水流入罐底板下。
- g) 缺少应具备的环形边缘板。
- h) 不均匀沉降在罐底板内造成局部应力增大。
- i) 罐顶支撑立柱或其他支架焊在不能产生适当移动余量的油罐罐底上。
- j) 岩石或砾石基础垫层有填充不适当的表面空隙。
- k) 油罐罐底下面填充了不均匀物质（例如在砂基础垫层内有一堆黏土）。
- l) 排液槽支撑不当。

4.4.3 罐底防渗漏系统

API 支持利用渗漏防止系统（RPS）来维持罐底的完整性。RPS 参考了 API 的系列标准和推荐操作，这些标准用来维持储罐的完整性从而保护环境。关于罐底防漏，这些工作包括：罐底内部检验、渗漏监测系统及储罐渗漏测试、在罐底下表面安装阴极保护、给罐底内部安装衬里、在罐底下侧设置渗漏防护层（RPB），或者根据储罐的运行及运行环境，结合使用这些方法。

4.4.3.1 内部检查

罐底检查是为了评估当前罐底的完整性以及识别未来导致罐底完整性丧失的工况。内部检验技术如罐底沉降监测以及适当检验频率的确定，见 4.4.6 及第 6 章、附录 B、附录 C 等。

4.4.3.2 渗漏检验系统及测试

储罐渗漏检验系统及测试是为了识别、量化和定位破坏罐底完整性的缺陷，这些失效不能通过目视或清单对比检测。渗漏检验是储罐设计、建造、改建（例如有裂缝监控的 RPB）完整性所必需的，也可单独操作（如土壤蒸汽监控和化学标记）；可以由业主/操作者运营或者作为第三方测试或服务，也可以连续检验渗漏或者周期性检验。储罐渗漏检验系统及测试方法将在 API 575 中列出并讨论。

4.4.3.3 油罐罐底的阴极保护

油罐罐底下表面阴极保护系统选择的基本原则应按 API RP 651 的规定。

4.4.3.4 油罐罐底的内部衬里保护

油罐罐底的内表面所采用的衬里按照 API RP 652 的规定。

4.4.3.5 渗漏防护层

渗漏防护层包括钢底、合成材料、黏土衬垫、混凝土垫块和其他应用于罐底或储罐下方的单项或多项综合措施。其功能为：

- a) 预防罐内材料溢出；
- b) 吸附或引流溢出材料用于渗漏探测。

渗漏防护层设计可参照 API Std 650 附录 I。罐底更换可参照 9.10.2。若需要更换罐底，可参考 API 评估 RPB 的安装或 RPS 的持续使用。评估需考虑其他 RPS 控制的影响、介质储存、储罐位置和环境敏感性。

4.4.4 罐底板厚度测量

确定油罐罐底下表面侧腐蚀有几种方法可供选用。这些方法按不同范围有所变化，但都能可靠地测量一般腐蚀和点蚀。运用这些方法的综合作用，并结合外推法的技术和分析，可建立起整个油罐罐底的概率条件。检测罐底通常使用漏磁（MFL）技术，并配以超声壁厚测量仪器（UT）。超声壁厚测量技术常用于确认或进一步量化 MFL 检测的数据，但该技术并不是必需的，取决于具体的流程和应用。MFL 和 UT 获得的数据质量依赖于人员、设备和操作流程。附录 F 可用于指导壁厚测量的人员和流程。

4.4.5 油罐罐底板的最小厚度

依据测量结果得到的油罐罐底的最小剩余厚度可使用 4.4.5.1 列出的方法计算求得，也可使用其他方法（如概率法，见 4.4.5.2）。

4.4.5.1 计算整个或部分罐底最小剩余厚度的允许方法如下：

$$MRT = (RT_{bc} \text{ 或 } RT_{ip} \text{ 中的最小值}) - O_r (StP_r + UP_r)$$

式中：

MRT ——操作使用周期末的最小剩余厚度， MRT 应满足表 4 及 4.4.5.4，4.4.6 的要求；

O_r ——操作使用周期（到下一次内部检验的时间）不应超过 6.4.2 中的允许值；

RT_{bc} ——修理后底板上表面腐蚀的最小剩余厚度；

RT_{ip} ——修理后底板下表面腐蚀的最小剩余厚度；

StP_r ——未经修理的底板下表面的最大腐蚀速率，对于罐底有涂层的区域， $StP_r = 0$ ；涂层的预期寿命应大于或等于 O_r ， $StP_r = 0$ ；

UP_r ——底板下表面的最大腐蚀速率，使用底板修理后的最小剩余厚度计算腐蚀速率；根据油罐的使用时间假定一个线速度；对于有效阴极保护的区域， $UP_r = 0$ 。

注 1：对于经漏磁（或专有方法）过程扫描和无有效阴极保护的罐底板区域，用于计算 UP_r 的厚度，应取 MFL 的门限值或未经修理的腐蚀区域的最小厚度中的较小值。MFL 的门限值（检测精度）是指所检测区域能检测到的最小剩余厚度。该值应由油罐业主根据预期的检验周期事先设定。除非已经消除了造成腐蚀的因素，否则应对修理过的底板下表面腐蚀区域的腐蚀速率进行评价。通过使用修理过的区域的腐蚀速率 UP_r 和 RT_{bc} 或 RT_{ip} 中的较小值（如果使用补板，应加上补板厚度）进行评价。

注 2：底板的腐蚀包括点蚀或一般腐蚀。

4.4.5.2 对于概率法，要根据罐底的抽样扫描，依照实测剩余厚度测量值（见 4.4.6）作出厚度数据的统计分析。

4.4.5.3 如果计算的操作使用周期期末的最小罐底厚度小于表 4 中所规定的最小罐底更新厚度，或小于最小罐底更新厚度（在根据以风险为基础的检验方法，如 6.4.2.4 中的 RBI 评价方法，确定风险可接受的条件下）的话，罐底应加衬里、修补、更换或缩短下次内部检验的间隔时间。

4.4.5.4 除非进行了应力分析，罐底关键区域的最小底板厚度（见 9.10.1.2 的规定）应是原始罐底板厚度（不包括原始腐蚀裕量）的 $\frac{1}{2}$ 或罐壁底层的 t_{min} （见 4.3.3.1）的 50% 中较小值，但不应小于 2.5mm (0.1in)。孤立的点蚀不会明显影响板的强度。

4.4.5.5 当需延长操作使用周期时，应通过点焊、堆焊或搭接补板，之后进行检验和试验的方法对内部点蚀进行修理。焊接修理的范围限于 9.10.1.2 规定的关键区域内。

4.4.5.6 在计算 MRT 时，使用非焊接方法（如涂层、堵缝）处理罐底点蚀，不增加 RT_{ip} 。

4.4.5.7 在罐底与罐壁外部连接角焊缝的焊趾处测量的超出罐壁的罐底板突出部分的厚度应不小于 2.5mm (0.1in)。边缘板外露部分（从焊趾开始测量）的距离至少应是 9.5mm ($\frac{3}{8}$ in)。

4.4.6 环形边缘板的最小厚度

4.4.6.1 出于强度要求，环形边缘板的最小厚度通常大于 2.5mm (0.1in)。孤立的点蚀不会明显影响板的强度。除非进行过应力分析，环形边缘板厚度的适用范围应遵照 4.4.6.2 或 4.4.6.3。

4.4.6.2 对于储存油品相对密度小于 1.0 的油罐来说，要求环形边缘板除不考虑地震载荷，其厚度不应小于表 4 中规定的厚度加上任何规定的腐蚀裕量。

表 4 底板最小厚度

| 下一次检验时的最小底板厚度, in | 储罐罐底/基础设计 |
|-------------------|--------------------------------------|
| 0.10 | 储罐罐底/基础设计时没有底部渗漏探测和防止措施 |
| 0.05 | 储罐罐底/基础设计时有底部渗漏探测和防止措施 |
| 0.05 | 根据 API RP 652 采用了罐底加强衬里, 厚度大于 0.05in |

表 5 罐底环形边缘板厚度 (油品相对密度小于 1.0)

单位为英寸

| 第一层罐壁的板厚 t^a in | 第一层罐壁内的应力 ^b psi | | | |
|----------------------|-------------------------------|--------|--------|--------|
| | <24300 | <27000 | <29700 | <32400 |
| $t \leq 0.75$ | 0.17 | 0.20 | 0.23 | 0.30 |
| $0.75 < t \leq 1.00$ | 0.17 | 0.22 | 0.31 | 0.38 |
| $1.00 < t \leq 1.25$ | 0.17 | 0.26 | 0.38 | 0.48 |
| $1.25 < t \leq 1.50$ | 0.22 | 0.34 | 0.47 | 0.59 |
| $t > 1.50$ | 0.27 | 0.40 | 0.53 | 0.68 |

注：本表内所规定的厚度是依据在环形边缘板全宽度下面的基础提供了均匀支持，除非基础正确地压实，否则沉降会在环形边缘板内产生附加应力，尤其在混凝土环境的内边。

^a 板厚参见建造时的油罐罐壁。

^b 从 $[2.34D(H-1)]/t$ 计算得到的应力。

4.4.6.3 对于储存油品相对密度大于或等于 1.0 的油罐，要求环形边缘板除不考虑地震载荷外，其厚度应符合 API Std 650 表 5-1 加上任何规定的腐蚀裕量。

4.4.6.4 对于考虑了地震载荷采用加厚环形边缘板的油罐，应采用现用环形边缘板的实际厚度，遵照适用标准的要求完成地震评定。

4.4.6.5 对于边缘板外露部分的厚度和设计可参考 4.4.5.7。

4.5 油罐基础评定

4.5.1 总则

4.5.1.1 基础变形的主要原因是沉降、冲蚀、裂缝及由脱水、地下水浸蚀、霜冻浸蚀、碱和酸浸蚀而造成的混凝土变形。为了确保操作的适用性，应定期检查所有油罐的基础 (见 6.3)。

4.5.1.2 混凝土变形的一些机理简述如下：

- 当混凝土浸没在足够高温度下一段时间就会发生脱水 (水合作用下水分损失)。在中间冷却期间，混凝土能够吸收水分膨胀，丧失其强度并破裂。
- 浸没在地下水中的混凝土，由于化学浸蚀、温度周期性变化和水分冻结都会造成变形。
- 疏松混凝土内水汽冻结造成的膨胀或混凝土内较轻微沉降裂缝或温度裂纹都能产生剥落，形

成各种结构裂缝。

- d) 硫酸盐型碱化和有少量的氯化物都会如一种腐蚀剂那样毁坏混凝土的固化力。
- e) 温度裂缝（均匀宽度的细裂缝）不会严重地损坏混凝土基础结构的强度；可是，这些裂缝会成为水汽或水渗漏的电位连接点，最终造成加强钢筋的腐蚀。

4.5.1.3 当储罐处于高温 [$>93^{\circ}\text{C}$ (200°F)] 服役时，API Std 650 中 B.6 应用于评估油罐基础服役的适宜性。

4.5.2 基础修理或更换

4.5.2.1 如果需要进行基础修理或更改，基础应恢复到 10.5.6 所要求的公差范围。

4.5.2.2 混凝土垫层、环墙和桩墩表面上的剥落迹象、结构裂缝或一般变形都应进行修补，以防止水进入混凝土结构中并腐蚀加强筋。

4.5.3 基础螺栓

锚固螺栓产生变形和混凝土结构过量裂缝，表明存在严重的基础沉降或油罐过量压力造成的向上提升的情况。

5 脆性断裂考虑事项

5.1 总则

本章提供考虑脆性断裂风险，评估现有油罐继续使用或工况改变的适用性的程序，本章并不增加或替代第 12 章对油罐修理、改建或翻建的水压试验的要求。这个程序适用于焊接和铆接油罐。这个程序基本上是以由焊接油罐所得到的经验和数据为依据的。

5.2 基本考虑事项

判断树（见图 3）是用于表示由于脆性断裂造成失效的评定程序。此判断树依据下述原理。

5.2.1 在由于脆性断裂造成油罐失效的所有事故报告中，失效不是发生在安装以后不久的水压试验期间，就是在寒冷气候中系统变为低温工况或经过修理/改建以后进行的第一次充油期间。这些经验表明，一旦一座油罐证明具有经受最高液位（最大应力）和最低操作温度的综合作用的能力而没有发生失效，则继续工作时由于脆性断裂而失效的危险是极低的。

5.2.2 在工况条件有任何变更时应进行评定，以确定由于脆性断裂造成失效的危险性是否会增加。万一工况条件变得更严峻（如在低温下或装卸更大相对密度的油品时），就需要考虑水压试验以证明能适应新的更严峻的工况条件。同时，应考虑下述情况：

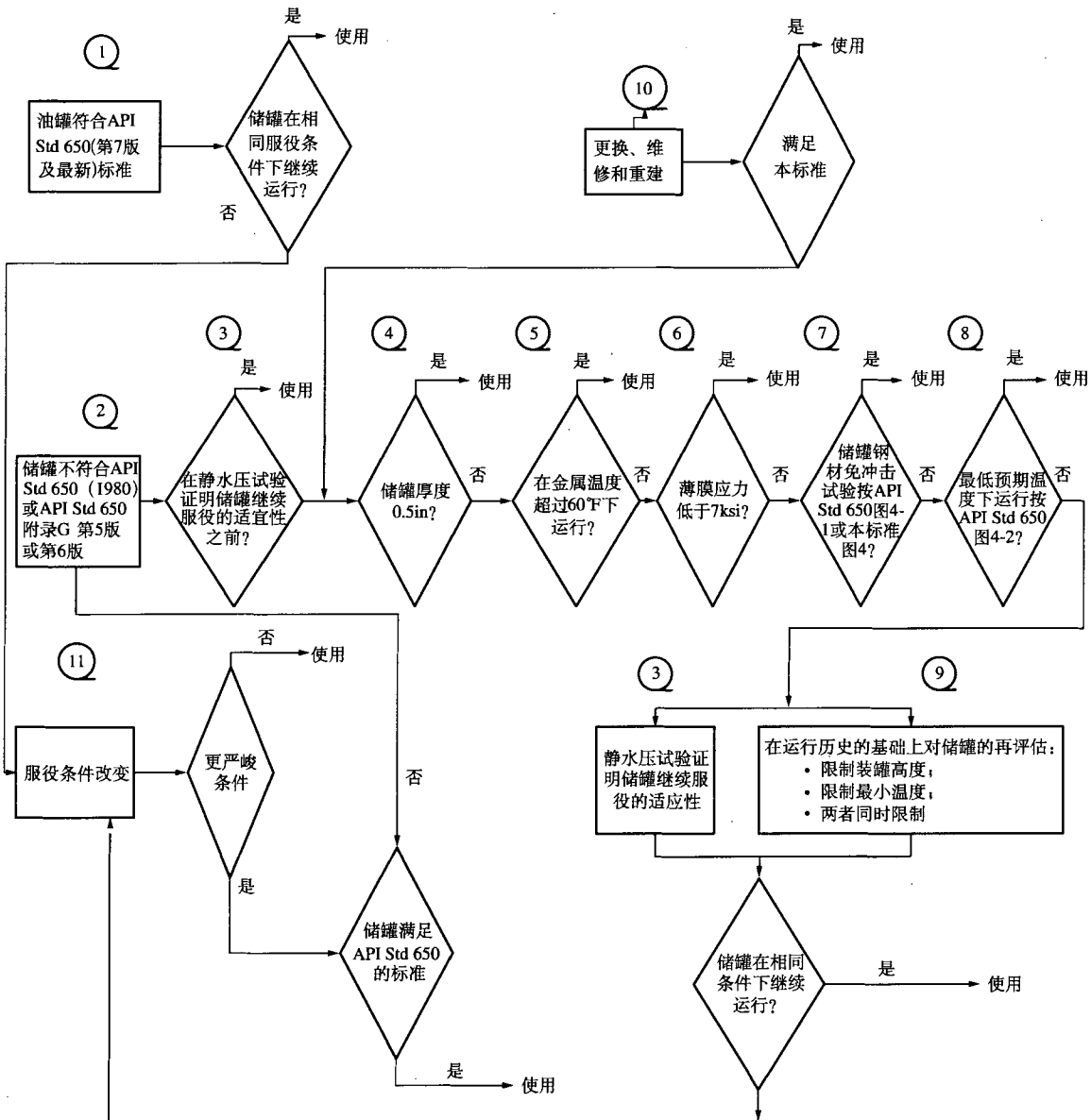
- a) 因为初始水压试验不符合本标准的要求而进行修理/改建的可能性。
- b) 由于水压试验造成油罐的变形。

5.3 评估程序

图 3 中图解的评估程序适用于评定石油和石化行业的地面常压储油罐。判断树上每个关键步骤都标注数码 1~11 并相应地解释如下。

5.3.1 这些油罐符合 API Std 650（第 7 版或最新版）或 API Std 650 附录 G（第 5 版和第 6 版）的要求，使脆性断裂危险降到最小程度。取自具有代表性块数的罐壁板的冲击试验试件证明油罐符合 API Std 650（第 7 版或最新版）的韧性要求。

5.3.2 许多油罐建造时不符合 API Std 650（见 5.3.1 中描述的版本及附录号）的要求，虽然在相同工况条件下正常运行，但这些油罐潜在着脆性断裂失效的影响，需要依据判断树进行评估。



注：这并不是免除本标准要求的油罐的其他的水压实验。

图3 脆性断裂考虑

5.3.3 为了达到评估目的，水压试验能证明石油和石化行业中的地面常压储油罐适合继续工作和使脆性断裂失效的危险降到最小程度，只要有关修理、改建、翻建或变更工况条件等方面的控制要求均符合本标准（包括重大修理、改建或翻建以后要求进行的水压试验）。实际经验证明，水压试验对于证明油罐继续使用的效用是行之有效的。

5.3.4 如果一座油罐罐壁厚度小于或等于 12.7mm (0.5in)，脆性断裂失效的危险是极小的，只要按照第 4 章所进行的工况适用性的评定工作已经完成。本评估所采用的油罐最厚罐壁板是初始公称厚度。

5.3.5 脆性断裂失效是不会发生在罐壁金属温度高于或等于 15.6℃ (60°F) 时的。加热油罐内介质提高了金属温度，能够获得抵抗脆性断裂的同样保障。

5.3.6 工业经验和实验室试验证明引起脆性断裂失效的油罐罐壁内薄膜应力的最低值是 48.3kPa (7ksi)。

5.3.7 油罐是采用 API Std 650 的图 4-1 中所列的钢材建造的，可以采用符合它们的免试曲线，只要第 4 章所要求的工况适用性的评定工作已经完成。另外，按照其他含有韧性要求的国家认可规范或

标准（如 API Std 620）建造的储罐，其相关指标应符合该标准对于韧性的最新要求。如果油罐符合图 4 的要求，则采用厚度大于 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的韧性值未知钢材建造的油罐可以在罐壁金属温度低于 15.6°C (60°F) 下操作。本评估应采用油罐最厚罐壁板的初始公称厚度。对于不加热的油罐来说，罐壁金属温度应是 API Std 650 中 4.2.9.4 所规定的设计金属温度。

5.3.8 一旦证明油罐能在最低预期温度和规定的最高液位下操作而没有失效，则脆性断裂失效的危险是很小的。为了达到评估目的，最低预期温度的定义是 API Std 650 图 4-2 中所示的美国大陆的最低日平均温度。当日平均温度与 API Std 650 图 4-2 中所示同样低时，就需要校核油罐操作记录和气象记录，以保证油罐在规定的最高液位下操作。

5.3.9 根据油罐过去的操作历史可进行油罐的评定以制定出安全操作方框图。这个评定应根据油罐使用期间所经过的温度和液位的最严峻复合工况而做出。这个评定可以表明油罐需要重新评级或改变操作条件。有以下几种方案可供选择：

- a) 重定液位高度。
- b) 重定最低金属温度。
- c) 改变工况条件，储存密度相对较小的油品。
- d) 上述 a), b), c) 的组合。

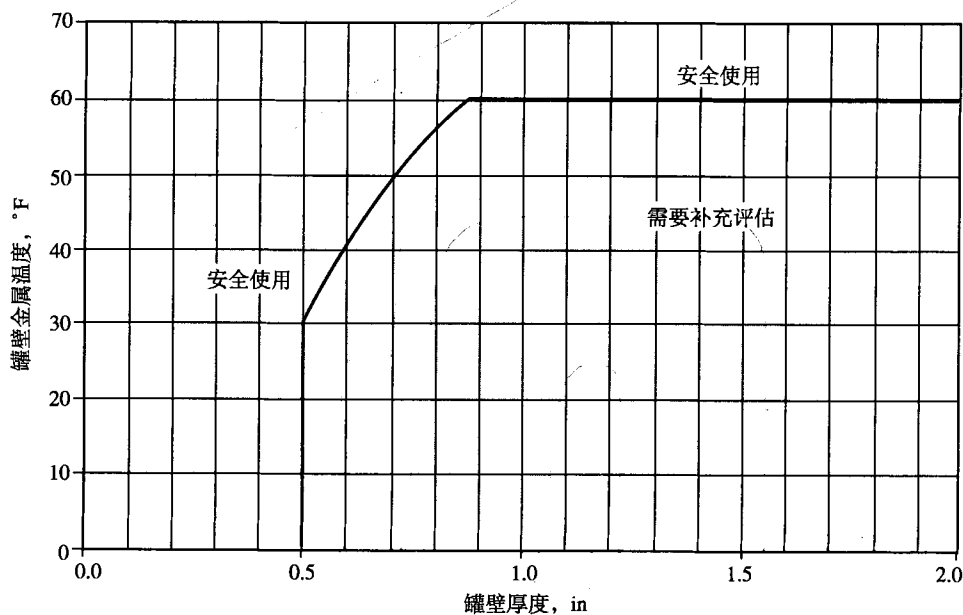


图 4 由未知韧性值碳钢建造的油罐的免试曲线

业主/操作者也可以进行严格的分析，根据既定原理和作法通过断裂力学分析确定脆性断裂失效的危险性。实施另一种分析的有关程序和验收标准不包括在本标准内。

5.3.10 所有修理、改建和移位都应遵循本标准的要求。

5.3.11 如果工况条件改变而使油罐脆性断裂失效的危险性增大，就要通过评定来确定。如果工况温度降低（例如从加热油品改为环境温度油品）或油品改为更大相对密度，从而增大应力时，就认为工况条件更加严峻，并会增大脆性断裂的危险。

6 检验

6.1 总则

应按照本章的规定，定期进行油罐的在役检验。检验的目的是确保油罐的完整性。应由授权的检验员直接进行检验（6.3 规定的检验除外）。

6.2 检验周期的考虑

6.2.1 确定储罐的检验间隔时应考虑但不限于以下因素：

- a) 储存油品的性质。
- b) 目视维修检查的结果。
- c) 腐蚀裕量和腐蚀速率。
- d) 预防腐蚀系统。
- e) 早先检验的情况。
- f) 建造和修理的方法和材料。
- g) 油罐的位置，如处于隔离或高风险区。
- h) 空气或水污染的潜在危险。
- i) 泄漏检测系统。
- j) 操作方式的变化（例如进出循环频率、浮顶支柱落底的频率）。
- k) 法规要求。
- l) 工况（包括罐底积水变化）的变化。
- m) 存在双层罐底或泄漏阻止装置。

6.2.2 除有特殊原因应提前进行的检验外，油罐检验间隔时间（包括内部和外部）应根据它的工作历史决定。可以参考一座已知工作历史的油罐或工况条件相似的油罐（在相同场地则更为可取），以便能够按照与油罐腐蚀速率相对应的周期完成计划检验。正在生产中的油罐，当确定检验周期的时候，应考虑到无损检验的方法。

6.2.3 在某些情况下，法规控制着检验的频率和周期。这些规程可能包括蒸发损失要求、密封条件、泄漏、正确护堤和修理程序。为了保证计划与检验要求相一致，了解这些规程是必须的。

6.3 外部检验

6.3.1 例行在役检验

6.3.1.1 根据例行计划应从靠油罐的地面上仔细地目视检验监测油罐的外部状况。这种检验可由业主/操作人员来做，也可由 3.4 中所规定的其他检验人员来作。执行这项检验的人员宜具有储存运行、油罐和储存油品性质的知识。

6.3.1.2 这种检验的间隔时间应符合特定场地条件，但不应超过一个月。

6.3.1.3 这项例行在役检验应包括油罐外表面的目视检验、检查、渗漏、罐壁变形、沉降迹象、腐蚀、基础的状况、油漆涂层、保温装置和配件。

6.3.2 外部检验

6.3.2.1 所有油罐应按照至少每 5 年或 $RCA/4N$ （ RCA 表示测量的罐壁壁厚与要求的最小厚度之差，单位是密尔； N 是罐壁的腐蚀速率，单位是密尔每年）两者中的较短期限，由授权的检验人员对所有油罐进行目视外部检验。这个检验称为外部检验。可以进行不停产检验。

6.3.2.2 只有当油罐或罐顶的外壁状况确实需要鉴定时，方可拆除保温油罐的保温。

6.3.2.3 应目视检查油罐接地系统的部件，如接地分流保护器或接地线的机械接头。有关防止烃类燃烧的推荐作法见 SY/T 6319—2008。

6.3.3 超声波厚度检验

6.3.3.1 罐壁外部超声波厚度测量可以作为判断在役油罐一般均匀腐蚀速率的一种手段，并且能够

表明罐壁的完整性。这种测量的范围应由业主/操作者确定。

6.3.3.2 在使用这种方法时，超声波厚度测量应在不超过下述间隔时间内进行：

- a) 当腐蚀速率未知时，最大间隔时间应为 5 年。可以根据工况条件相似的油罐，在间隔时间不超过 5 年进行厚度测量，估计腐蚀速率。
- b) 当腐蚀速率已知时，最大间隔时间应是 $RCA/2N$ （ RCA 表示测量的罐壁壁厚与要求的最小厚度之差，单位是密尔， N 是罐壁的腐蚀速率，单位是密尔每年）或 15 年两者中的较小值。

6.3.3.3 当油罐停用时，如果内部检验的间隔时间小于或等于 6.3.3.2b) 中要求的间隔时间，则可用油罐罐壁外部超声波厚度测量程序代替罐壁内部检验。

6.3.4 阴极保护检验

6.3.4.1 对于由阴极保护系统控制的罐底下表面的腐蚀，应按照 API RP 651 进行定期的阴极保护系统调查。业主/操作员应检查调查的结果。

6.3.4.2 业主/操作员应确保进行调查的人有足够的专业能力。

6.4 内部检验

6.4.1 总则

6.4.1.1 内部检验首先要求查明：

- a) 确信罐底没有严重的腐蚀和渗漏。
- b) 收集第 6 章评估中列举的所需最小罐底和罐壁厚度的数据。当应用这些数据时，还应将在役检验时外部超声波厚度的测量值考虑进去（见 6.3.3）。
- c) 验明和评定油罐罐底任一部分的沉降。

6.4.1.2 应按照 6.4.2 中规定的间隔时间，对所有油罐进行正规的内部检验。负责进行油罐评价的授权检验人员应进行目视检验，并确保无损检测结果的质量和完整性。如果为了确定油罐罐底的状况和完整性，需要单独进行内部检验，则可在油罐在役时，利用各种超声波机械式厚度测量和其他能评价罐底厚度的运行期间检测方法，结合 4.4.1 中介绍的评价罐底完整性的方法，进行内部检验。漏磁方法可作为油罐运行期间超声波检验的补充。

如果选择在油罐运行期间检验，应收集足够的数据和信息，以评价壁厚、腐蚀速率和罐底的完整性，并利用本标准介绍的方法，根据罐底厚度、腐蚀速率和罐底的完整性，确定内检测的间隔时间。有检验方法相关知识和经验的人及负责进行油罐评价的授权检验人员，应确保运行期间的无损检测结果的质量和完整性。

6.4.2 检验周期

6.4.2.1 储罐开始运行到储罐首次检验的周期不能超过 10 年。另一方面，当进行了一个按 6.4.2.4 基于风险性的检验评估或按附录 G 的类比评估，且储罐渗漏有防止、探测、预防措施中的一种，那么首次检验周期不能超过以下表的最大周期。

| 储罐防护 | 最大的首次检验周期 |
|-----------------------------------|-----------|
| i) 罐底原有公称厚度为 0.0079m (5/16in) 或更大 | 12 年 |
| ii) 第一层储罐底板与土壤接触的那一面的阴极保护符合注 1 | 12 年 |
| iii) 与产品接触那一面的薄膜衬里符合注 2 | 12 年 |
| iv) 与产品接触面的玻璃纤维加强衬里符合注 2 | 13 年 |
| v) 阴极保护加有薄膜衬里 | 14 年 |

(续)

| 储罐防护 | 最大的首次检验周期 |
|---|-----------|
| vi) 阴极保护加玻璃纤维加强衬里 | 15 年 |
| vii) 渗漏防护层满足注 3 (当已做了储罐类比评估) 要求 | 20 年 |
| viii) 渗漏防护层符合注 3 (但已做了 RBI 评估) 的要求 | 25 年 |
| <p>注 1: 对于 6.4.2.1 的目的, 主罐底与土壤接触的那一面的有效阴极保护指的是按照 API RP 651 安装并维护的一个系统。</p> <p>注 2: 对于 6.4.2.1 的目的, 罐底与产品接触那一面的衬里表示需要按 API RP 652 进行衬里的安装、维护和检验。</p> <p>注 3: 对于 6.4.2.1 的目的, 渗漏防护层表示按 API Std 650 附录 I 进行的罐底下方渗漏探测、维护系统的设计。</p> | |

6.4.2.2 与随后的内部检验之间的间隔应根据 6.4.2.3 的腐蚀速率步骤或者 6.4.2.4 所述的 RBI 程序确定, 且不能超过下表显示的适用最大间隔。

| 使用的程序 | 最大间隔 |
|---|------|
| i) 6.4.2.3 中的腐蚀速率程序 | 20 年 |
| ii) 按 6.4.2.4 进行的 RBI 评估 | 25 年 |
| iii) 按 6.4.2.4 进行的 RBI 评估并有渗漏防护层 | 30 年 |
| 注: 对于 6.4.2.2 的目的, 渗漏防护层表示根据 API Std 650 附录 I 罐底下方渗漏探测和预防系统的设计。 | |

6.4.2.3 在内部检查期间, 已获得关于罐底情况和厚度数据的业主/操作者可以利用已测得罐底腐蚀速率和 4.4.6 中的最小剩余厚度计算与下一次内部检验的间隔。

6.4.2.4 作为 6.4.2.3 的替代, 业主/操作者可根据此部分的标准用 RBI 程序确定内部检验间隔。

RBI 评估应由个人或多人组成的团队进行, 这些人员在适当运用 API 580 地上储罐原则方面有丰富知识, 在储罐设计、建造细节、储罐退化原理方面有丰富经验, 且应经指定检验员和油罐工程师的审查和认可。在间隔不超过 10 年时, 在过早故障产生时, 建议储罐运行工况改变时或储罐情况有其他重大变化时, 应对最初的 RBI 评估进行再评估。

RBI 评估采用 API 580, 应由一个系统的评估组成, 既包括故障的可能性, 也包括故障连带产生的后果。RBI 评估应进行完备的记录, 明确引起故障的可能性及故障或储罐渗漏连带产生的后果的所有因素。

6.4.2.4.1 所有应考虑进 RBI 评估的可能因素包括但不限于:

- a) 原始厚度、焊接类型及底板使用年限。
- b) 用于确定罐壁和罐底的产品面、土壤面和外部腐蚀速率的分析方法及其准确性。
- c) 检验历史, 包括储罐失效数据。
- d) 土壤电阻率。
- e) 储罐垫层的类型和质量。
- f) 护堤区域的排水。
- g) 阴极保护系统的类型和效率及其维护记录。
- h) 运行温度。

- i) 由于储物对内部腐蚀速率的影响。
- j) 内部涂层/衬里/筛管类型、使用年限及环境。
- k) 蒸汽盘管的使用和抽水情况。
- l) 储罐维修质量，包括先前的修理和更换。
- m) 储罐（包括罐底）建造、维修及更换时使用的设计标准和说明。
- n) 建造材料。
- o) 检验方法的效率和数据质量。
- p) 功能失效，例如浮顶密封、罐顶排水系统等。
- q) 沉降数据。

6.4.2.4.2 失效后果的影响因素应考虑进 RBI 评估里，这些因素包括但不限于：

- a) 罐底有渗漏防护隔层（RPB）。
- b) 储存介质的类型和体积。
- c) 失效形式（例如渗漏、罐底破裂或罐壁脆性断裂）。
- d) 环境受体的确定，如湿地、地表水、地面水、饮用水含水层和岩层水。
- e) 到环境受体的距离。
- f) 渗漏探测系统的效率和探测时间。
- g) 在环境中储物的流动性，包括渗漏到土壤里、产品的黏度和土壤的渗透性。
- h) 环境受体对产品的敏感特性。
- i) 对于去除潜在污染物的费用。
- j) 储罐清理和维修的费用。
- k) 与功能丧失有关的费用。
- l) 公共安全与健康的影响。
- m) 围堤容量（体积和渗漏密封）。

可以使用更多不包括以上列出的因数的定性方法，在这些情况下使用保守的估计和结果，有必要通过案例研究来确定这种方法。

RBI 评估的结果用来确立储罐检验策略，这个策略定义了最适合的检验方法，内部、外部及不停产检验的周期，定义了储罐渗漏或失效可能性及引起后果的缓和、防止步骤。

6.4.2.5 储罐业主/操作者应审查现有储罐的内部检验间隔，在本标准的要求下做必要的更改。以下为 6.4.2 决定的现有储罐的检验间隔。

- a) 已进行了内部检验且检验间隔仅仅由腐蚀速率数据按 6.4.2.3 确定的储罐不需要进行该审查，内部检验间隔不受影响。
- b) 没有进行内部检验的储罐需要按照 6.4.2.1 进行审查。
- c) 进行了内部检验且由 RBI 评估决定内部检验计划的储罐应按 6.4.2.2 进行审查。如果 RBI 评估符合 6.4.2.4 且确定的间隔已经超过 6.4.2.2 中适用的最大间隔，或者从 API Std 653 的该版本出版日期起 5 年期内将会超过该最大间隔，则业主/操作者须使用 RBI 评估制定和完善内部检验，独立于适用的最大检验间隔只要求检验在 5 年期内完成。5 年期后，检验间隔不能超过 6.4.2.2 中适用的最大检验间隔。

6.4.2.6 如果进行了 RBI 评估或相似运行情况的评估，那么在 6.4.2.1 或 6.4.2.2 中适用的最大检验间隔不能用于储存高黏度物质 [凝点为 37.77°C (110°F)] 的储罐。这些介质为：沥青质、屋面沥青、渣油、尾油和常压渣油。

6.5 确定罐底厚度的内部检验替代方案

在结构、规格或其他方面允许从外部接近罐底以测定罐底厚度的场合，允许用外部检验代替内部

检验以满足表 4 的要求。但是在这些情况下，对于其他项目维修的考虑将决定内部检验间隔。这种替代方法应记录并作为储罐永久记录的一部分。

6.6 内部检验的筹备工作

在进行检验时应制定专门的作业规程并加以执行，这将确保检验人员的安全和健康并防止作业点的财产损失（见 0.3）。

6.7 检验清单

附录 C 提供了在不停产和停产时进行检验需考虑事项的清单样本。

6.8 记录

6.8.1 总则

检验记录是形成计划检验/维修程序的基础（要认识到较早的油罐是没有记录的，应根据类似工况条件油罐的使用经验作出判断）。业主/操作者应保持一份完整的记录档案，其中包括记录的三种样式，即建造记录、检验历史及修理/改建历史。

6.8.2 建造记录

建造记录可包括铭牌资料、图纸、规范、建造完工报告、材料试验及分析的任何结果。

6.8.3 检验历史

检验历史包括所有测量记录、所有部件检验的情况及所有检查和试验记录。还应包括任何异常情况连同修正或细节建议，以及产生原因的完整说明。这个存档资料还包括腐蚀速率和检验间隔时间的计算。

6.8.4 修理/改建历史

修理/改建历史包括一座油罐从建造开始时所积累的有关修理、改建、移位、工况条件变更（有关工况条件的记录，如储存油品温度和压力）的所有数据。这些记录宜包括有关衬里和涂层的任何使用结果。

6.9 报告

6.9.1 总则

对于每一个按 6.3.2 进行的外部检验和按 6.4 进行的内部检验，授权检验员应准备一个书面报告。这些书面报告和检验员的建议及处理文献由业主/操作者在储罐使用期间保存。当地管理部门可能有附加的储罐检验报告和记录保存要求。

6.9.2 报告内容

报告至少包括以下信息：

- a) 检验日期。
- b) 检验类型（外部或内部）。
- c) 检验范围，包括未检区域及其原因（如检验受限或不可接近）。
- d) 储罐的描述（数量、规格、容量、建造年份、材料、运行历史、罐顶和罐底设计等）。
- e) 检验构件及发现问题列表。

- f) 使用的检验方法和进行的检验（外观检测、漏磁检测、超声检测等）及每种方法及检验的结果。
- g) 罐底和罐壁的腐蚀速率。
- h) 沉降检验及分析。
- i) 6.9.3.1 的建议。
- j) 负责检验的指定检验员的姓名、公司、API Std 653 资格编号及签名。
- k) 需要添加到报告的图纸、NDE 报告和其他相关信息。

6.9.3 建议

6.9.3.1 报告应包括维修和监测的建议及理由，应按该标准恢复储罐的完整性和在下一次检验之前保持其完整性很有必要。推荐的最大检验间隔和用于计算间隔的基础应在报告中陈述，此外，报告中还包括其他非关键观测结果、评论和建议。

6.9.3.2 业主/操作者有责任审查检验结果和建议，如果需要，确定维修范围和适当的维修、监控和维护时间安排，典型的时间安排考虑和维修实例：

- a) 储罐恢复运行前——对储罐完整性至关重要的维修（如罐底或罐壁维修）。
- b) 储罐恢复运行后——较小的维护作业（如排水改进、涂刷、仪器的维修、灌浆等）。
- c) 在下次预期内部检验时——预期的维护（如涂层更新、按计划罐底维修等）。
- d) 持续退化的监测情况——（如罐顶和罐壁板腐蚀、沉降等）。

业主/操作者应保证记录所有关于推荐维修和监测安排，如果推荐操作延期或被认为不需要，给出相应的理由。

6.10 无损检测

进行无损检验的员工应符合 12.1.1.2 中规定的资质，但不需要经附录 D 认证。但是，指定检验员应把任何无损检验工作的结果都考虑进储罐的评估。

7 材料

7.1 总则

本章规定了现有油罐修理、改建和翻建时材料选择的一般要求。有关修理和改建的特殊要求见第 9 章。

7.2 新材料

修理、改建和翻建采用的所有新材料都应符合适用的现行油罐标准。

7.3 翻建油罐的原始材料

7.3.1 罐壁和与罐壁相焊接的罐底板

7.3.1.1 所有罐壁板和与罐壁相焊接的罐底材料都应是被鉴定过的。凡被原始合同图纸、API 铭牌或其他适当的文件鉴定过的材料都不要作进一步鉴定。没有被鉴定过的材料应根据 7.3.1.2 所规定的要求进行试验和鉴定。鉴定以后，就可被确定为适用于指定工况条件下的材料。

7.3.1.2 没有满足鉴定要求的每张钢板都应按照 ASTM A6 和 ASTM A370（包括夏比 V 形缺口试验）的要求，进行化学成分分析和机械性能试验。冲击值应满足 API Std 650 的要求。当确定不知道轧制方向时，应从每张钢板的一个角上取两个彼此成直角方向的拉伸试样，其中一个试样应满足规范

要求。

7.3.1.3 对于已知性能的材料，所有罐壁板与与罐壁相焊接的罐底板至少应符合 API Std 650 所列的按照厚度和设计金属温度所规定的材料化学成分和机械性能。

7.3.2 结构

重复使用的现有轧制结构型钢至少应符合 ASTM A7 的要求。新的结构材料至少应符合 ASTM A36 或 ASTM A992 的要求。

注：ASTM A7 是在 API Std 650（1970，第 4 版）中已停止使用的一个钢材规范。

7.3.3 法兰和紧固件

7.3.3.1 法兰材料应符合原始建造标准中有关材料规范的最低要求。

7.3.3.2 紧固件应符合现行适用标准的材料规范。

7.3.4 罐顶、罐底和抗风圈板

如果翻建油罐时使用现有钢板，则应校核它们的超量腐蚀和点蚀（见第 4 章、第 6 章）。

7.4 焊接消耗材料

焊接消耗材料应根据所需用途符合指定的 AWS 分类规定。

注：AWS 为美国焊接协会（American Welding Society）。

8 翻建储罐的设计考虑事项

8.1 总则

除了正常油品载荷之外的任何特殊设计考虑都应由业主/操作者规定。参考 4.4.3 对渗漏阻止系统和泄漏阻止装置的定义。

8.2 新焊接接头

8.2.1 焊接接头工艺应符合适用标准的焊接要求。

8.2.2 罐壁所有新接头都应是全焊透和全熔合的对接接头。

8.3 现有焊接接头

现有焊接接头应符合建造油罐原始标准的要求。

8.4 罐壁设计

8.4.1 当校核油罐设计时，每层罐壁板所采用的厚度应取重新安置以前 180d 内的测量值（见 4.3.2 有关测量厚度的测量程序、数量和位置的规定）。

8.4.2 油品最高设计液位高度应根据油品相对密度、每层罐壁的实际测量厚度、每层罐壁材料的许用应力和所采用的设计方法先计算出每层罐壁的最高设计液位高度后再确定。材料的许用应力应根据 API Std 650 的表 5-2 确定。API Std 650 表 5-2 中没有列出的材料，许用应力取 $\frac{2}{3}$ 屈服强度或 $\frac{2}{3}$ 拉伸强度两者中的较小值。

8.4.3 水压试验的最高液位应根据每层罐壁的实际测量厚度、每层罐壁材料许用应力和所采用的设计方法来确定。材料的许用应力应按照 API Std 650 中表 5-2 确定，对于 API Std 650 表 5-2 中未列出的材料，应取 $\frac{3}{4}$ 屈服强度或 $\frac{3}{4}$ 防拉伸强度两者中的较小值。

8.4.4 如果翻建油罐要求具有腐蚀裕量，则在计算最高液位前应从实际厚度中扣除所要求的腐蚀裕量。如果实际厚度大于允许液位所要求的需要值，则超出的厚度值可以作为腐蚀裕量。

8.4.5 计算设计液位所采用的焊缝系数和许用应力应符合所用的设计方法和对焊接接头所作的检验程度与类型。现有的不能去掉和更换的焊接接头的焊缝系数和许用应力值应根据原来检验程度与类型决定。

8.5 罐壁开口

8.5.1 更换的和新的开口应按照现行适用标准进行设计、细述、焊接和检验。

8.5.2 现有开口应按照建造原始标准进行评定。

8.6 抗风圈和罐壁稳定性

8.6.1 敞口油罐的顶部和中部抗风圈应符合适用标准的要求。

8.6.2 翻建的油罐应按照适用标准程序及翻建油罐所在地区的风压要求，进行风载稳定性校核。

8.7 罐顶

8.7.1 罐顶设计应符合适用标准的要求。

8.7.2 如果新场地要求的活载荷比原来场地大的话，那么现有罐顶的适用度应进行评定。

8.8 抗震设计

将要翻建的油罐应根据适用标准的规程使用翻建油罐的尺寸和厚度来校核抗震稳定性。翻建油罐应按照适用标准的稳定性要求进行建造。即使原有油罐没有采用，也可以要求加厚底层罐壁下面的罐底或增加油罐的基础螺栓。

9 储罐修理和改建

9.1 总则

9.1.1 修理和改建的依据应是 API Std 650 或相当的标准。

9.1.2 水压试验要求、无损检测要求、焊缝和修理罐壁板以及现有焊缝的验收准则均在第 12 章中。

9.1.3 在修理单位开始修理前，所有修理工作应授权检验人员或设计油罐有经验的工程师审定。在未与设计油罐有经验的工程师协商和得到批准之前，按照 API Std 650 对油罐进行改建可能不会得到批准。授权检验员指定修理或改建顺序所需的检验停止点和工作结束后提交的最基本的记录。只要确信修理无需进行水压试验或不需要进行工程评价，授权检验员可对限定或常规的修理给出预先的一般性要求。

9.1.4 所有拟用的设计、工作实施、材料、焊接工艺、检测和试验方法应得到授权检验人员或设计油罐有经验的工程师的批准。授权检验人员或设计油罐有经验的工程师应按照本标准的要求，在指定的停止点及修理和改建完成后对所有确定的修理和改建工作进行审定。

9.1.5 附录 E 概括了对检测方法的要求并提供了验收准则、检验员资质和程序要求。附录 E 不企图单独用于确定本标准所涉及工作的检测要求。在任何情况下，应遵照第 1 章至第 12 章所列出的指定要求。

9.2 罐壁板材料的拆卸和更换

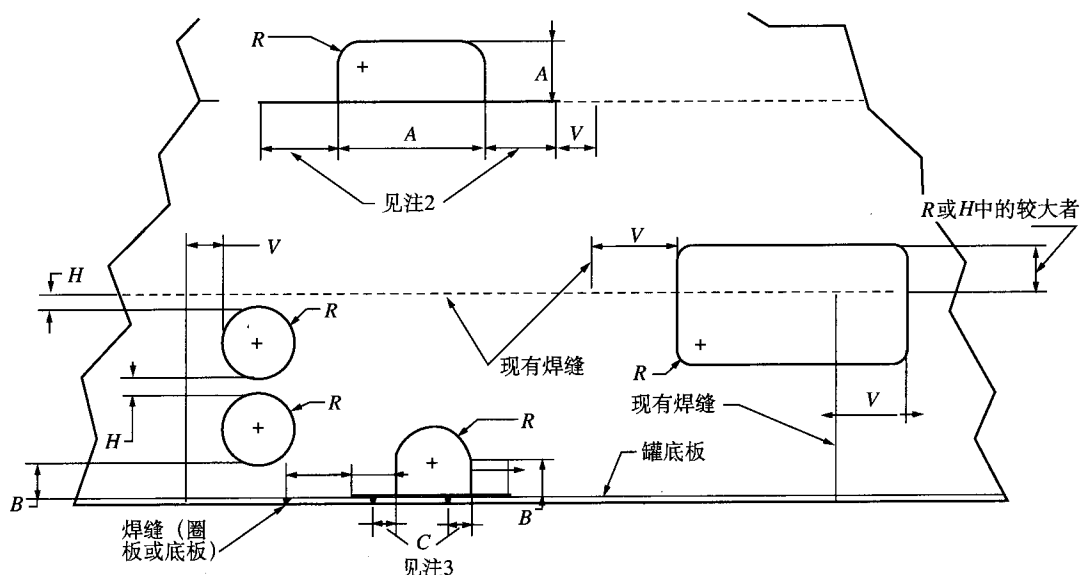
9.2.1 更换罐壁板的最小厚度

更换罐壁板材料的最小厚度应按照适用标准进行计算。除相邻板是一张加厚嵌入板外，更换罐壁

板的厚度应不小于同层内与更换板相邻任何板的最大公称厚度。原设计条件的任何改变，如相对密度、设计压力、液位和罐壁高度都应予以重视。

9.2.2 更换罐壁板的最小尺寸

9.2.2.1 更换罐壁板的最小尺寸取 304.8mm (12in) 或 12 倍更换板的厚度两者中的较大值。除整张罐壁板被更换外，更换板可以是圆形、长圆形、带圆角的正方形或带圆角的长方形，参见图 5 所示的允许使用的更换罐壁板的典型形状。



| 尺寸 | 更换的厚度为 t (in) 的罐壁板的焊缝边缘(焊趾)间最小焊缝间距 | |
|-----|--|---|
| | $t \leq 12.7 \text{ mm } (\frac{1}{2} \text{ in})$ | $t > 12.7 \text{ mm } (\frac{1}{2} \text{ in})$ |
| R | 152.4mm (6in) | 取 152.4mm (6in) 或 $6t$ 中的较大值 |
| B | 152.4mm (6in) | 取 254mm (10in) 或 $8t$ 中的较大值 |
| H | 76.2mm (3in) | 取 254mm (10in) 或 $8t$ 中的较大值 |
| V | 152.4mm (6in) | 取 254mm (10in) 或 $8t$ 中的较大值 |
| A | 304.8mm (12in) | 取 304.8mm (12in) 或 $12t$ 中的较大值 |
| C | 取 76.2mm (3in) 或 $5t$ 中的较大值 | |

注 1: 所有焊缝交点应近似为 90° 。

注 2: 焊接新垂直焊缝以前，切除现有水平焊缝至少要离开垂直焊缝 12in 以上。最后焊接水平焊缝。

注 3: 焊接新垂直焊缝以前，切除现有罐壁与罐底连接焊缝至少要离开垂直焊缝 12in 以上。切除延伸过去或未达到罐底板焊缝的距离至少为 3in 或 $5t$ 。最后焊接罐壁与罐底连接焊缝。

图 5 更换罐壁板材料的验收详图

9.2.2.2 无论何处的一块或更多块整张罐壁板或罐壁板全高的板段被拆除和更换，都应遵守图 5 中规定的与垂直焊缝的最小间距要求。允许用切割方法拆除和更换整张罐壁板或罐壁板全高的板段，并且沿着现有水平焊缝重新焊接。新的垂直焊缝施焊以前，应切除现有水平焊缝至少离开新的垂直接头 304.8mm (12in) 以上。同时应在水平接头施焊以前焊垂直接头。

9.2.3 焊接接头设计

9.2.3.1 罐壁更换板应是全焊透和全熔合的对接接头。角焊缝搭接补板是不允许的。

9.2.3.2 更换罐壁板的焊接接头设计应符合 API Std 650 的 5.1.5.1~5.1.5.3 的要求。搭接焊罐壁的油罐接头可以按照原始建造标准的要求进行修理，修理罐壁的搭接补板的搭接接头设计应满足 9.3 的要求。焊接工艺应符合 API Std 650 的 7.2 和本标准的第 9 章。

9.2.3.3 对于厚度超过 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的现有罐壁板，连接更换罐壁板对接焊缝的外边缘距现有罐壁板任何对接接头的外边缘至少应大于 8 倍焊缝厚度或 254mm (10in)。对于厚度小于或等于 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的现有罐壁板，这个间距可以缩短为距离垂直焊缝的外边缘 152.4mm (6in) 或距离水平焊缝的外边缘 76.2mm (3in)。最小尺寸见图 5。对于厚度超过 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的现有罐壁板，除更换的罐壁板延长到与罐底和罐壁之间的接头并近似相交成 90° 的情况外，连接更换罐壁板对接焊缝的外边缘应距连接底层罐壁和罐底之间的角焊缝边缘（焊趾）至少大于 8 倍焊缝尺寸或 254mm (10in)。对于厚度小于或等于 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的现有罐壁板，这个间距可以缩短为 152.4mm (6in)。对于不满足图 4 免试标准的未知韧性的罐壁板，任何连接更换板垂直焊缝接头的边缘应距罐底环形圈板的焊缝接头或油罐罐壁下面的罐底板的焊缝接头的边缘 76.2mm (3in) 或 $5t$ 。最小尺寸见图 5。

9.2.3.4 为了减少由于将更换板焊在现有油罐罐壁上而造成变形的可能性，应考虑安装、热影响和焊接顺序。

9.3 使用搭接焊补板修理罐壁

9.3.1 在 9.3.2, 9.3.3 和 9.3.4 的情况下，对于对接焊接、搭接焊接和铆接油罐，搭接补板修理罐壁是一种可接受的形式。除非业主指定，修理细节应按照 9.3.1.1~9.3.1.10 的要求。依据现行的检验和维护程序进行这些日常修理。这些要求可能用于评价现有搭接补板罐壁修理，但无需限制补板的厚度。

9.3.1.1 所有修理材料应符合建造适用标准和本标准的要求。

9.3.1.2 搭接补板罐壁修理不应用于任何层厚度（原始建造）大于 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的罐壁，也不应用于更换入孔盖或罐壁板。

9.3.1.3 除 9.3.3.2 和 9.3.4.3 准许的之外，修理板材料的厚度应是 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 或与修理的罐壁板相邻罐壁板厚度中的较小值，但不应小于 4.8mm ($\frac{3}{8}$ in)。

9.3.1.4 修理板的形状可以是圆形、长圆形、正方形或长方形。所有角（除了罐壁与罐底的接缝处），均应是圆形，且最小半径为 50.8mm (2in)。API Std 650 中接管补强板的形状也应是合格的。

9.3.1.5 修理板可以横过一些已经打磨齐平的对接焊接的垂直或水平罐壁接缝，但覆盖应至少离开罐壁接缝 152.4mm (6in)。应使用图 5 的焊接间距要求作为确定与对接焊接、填角焊接和铆接焊缝有关的修理板和其他修理板位置的基础。

9.3.1.6 如果修理板垂直侧面与罐底相交成 90°，且罐壁与罐底连接焊缝与图 6 中一致，则修理板可以延伸至与罐壁与罐底外部接缝相交。在罐壁内部的修理板焊缝的焊趾（焊缝与母材的分界线）与罐壁与罐底连接焊缝的焊趾的间距至少为 152.4mm (6in)。

9.3.1.7 修理板的最大垂直和水平尺寸分别是 1219.2mm (48in) 和 1828.8mm (72in)。修理板的最小尺寸是 101.6mm (4in)。修理板应按罐壁半径成形。

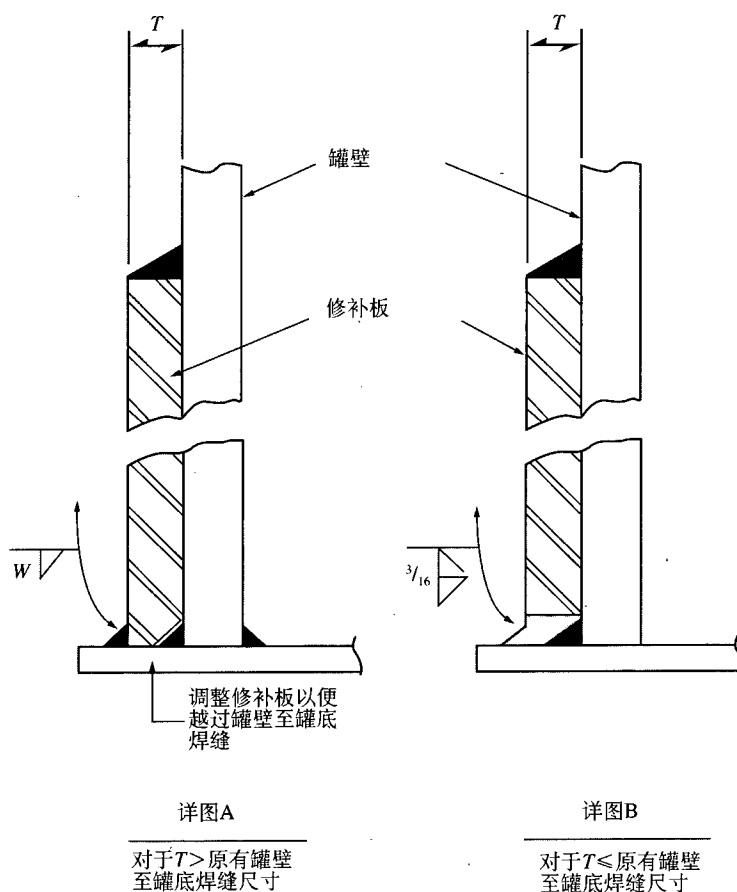
9.3.1.8 罐壁开孔及其补强板不应定位在搭接补板罐壁修理区域内。

9.3.1.9 在进行搭接补板罐壁修理前，应超声波检验焊接区域，以确定罐壁板缺陷和剩余厚度。

9.3.1.10 在搭接焊罐壁焊缝、铆接罐壁焊缝和其他搭接修理板、变形区域或未修理的裂纹或缺陷上，不应搭接修理板。

9.3.2 搭接修理板可以用于修补由于拆除现有罐壁开口或严重腐蚀或浸蚀区域后形成的开孔。除此之外，应满足以下要求。

9.3.2.1 修理板的外周和罐壁上孔的内周上的焊缝应是连续的。孔的直径至少为 50.8mm (2in)。由于拆除罐壁形成的罐壁开口的半径至少为 50.8mm (2in)。



$W =$ 修补板厚度或底板厚度的较小者

图 6 在罐壁与罐底外部接缝处的搭接补板修理板

9.3.2.2 在安装修理板之前应整个拆除接管颈和补强板。

9.3.2.3 应根据按照建造适用标准和本标准进行的设计选取修理板的厚度，使用的焊缝系数应不大于 0.70。修理板的焊接应采用全角焊。修理板的尺寸至少应为 101.6mm (4in)。重叠厚度至少为 25.4mm (1in)。最大重叠厚度为罐壁厚度的 8 倍。

9.3.2.4 修理板的厚度不应超过与所修理罐壁板相邻的罐壁板的公称厚度。

9.3.3 搭接修理板可用于加强不能抵抗油罐所经受的工作载荷的严重损坏的罐壁板。如果满足以下补充要求，则搭接修理板也可以用于厚度小于废弃厚度的罐壁板的修理。

9.3.3.1 应根据按照建造适用标准和本标准进行的设计选取修理板的厚度，使用的焊缝系数应不大于 0.35。周边的焊接应采用全角焊。

9.3.3.2 修理板的厚度应不超过其周边的罐壁板厚度的 $\frac{1}{3}$ ，且不大于 3.2mm ($\frac{1}{8}$ in)。修理板的厚度应不超过 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in)。

9.3.3.3 在计算工况或水压试验载荷时，应不考虑修理板下面的损坏区域的剩余强度。

9.3.4 如果满足以下要求，搭接修理板可以用于修理小的罐壁泄漏或将严重的孤立或大面积分散的点蚀引起的潜在泄漏危险减到最小。

9.3.4.1 除了穿孔和点蚀，现有罐壁的厚度满足 4.3.2 和 4.3.3 确定的最小可接受罐壁厚度的要求。

9.3.4.2 修理板按照能承受修理板与罐壁间的水压试验压力载荷（假定罐壁上有一个空洞），焊缝系数为 0.35 进行设计。

9.3.4.3 修理板的厚度应不超过其周边的罐壁板厚度的三分之一，且不大于 3.2mm ($\frac{1}{8}$ in)。修理板的厚度应不小于 4.8mm ($\frac{3}{16}$ in)，也不大于 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in)。周边的焊接采用全角焊。

9.3.4.4 如果浸没在油品中的角焊缝将产生缝隙腐蚀，或罐壁板和修理板之间可能出现蜂窝型腐蚀，则不应使用这种修理方法。

9.3.4.5 如果在进行热作业时，罐壁板和修理板之间油品的存在将妨碍油罐排气，则这种修理方法不应用于修理罐壁泄漏。

9.3.4.6 在未来的每次检验时，应对修理板下面的现有罐壁板进行评价，以确保其满足 9.3.4.1 的要求。如果现有罐壁板厚度不满足 9.3.4.1 或修理板不满足 9.3.3 的要求，则按照 9.2 或 9.3.2 对所要修理的区域进行修理。

9.4 罐壁板材料缺陷的修理

在油罐罐壁检验期间发现的缺陷，如裂纹、擦伤或撕裂（通常由拆除临时附件以后而残留下来的），大面积分散的点蚀和检验罐壁时发现的腐蚀区域，应根据各自具体情况按照第 4 章决定修理。在板厚超过设计条件所要求的罐壁区域内，只要剩余厚度能满足设计条件，允许将裂痕打磨成均匀圆滑曲面。打磨成均匀圆滑曲面后，造成金属厚度不合格的部位，可以通过填充焊接金属进行修理，之后按照 12.1.8 进行检测和试验。如果有更大的罐壁区域需要修理，可以考虑使用对接焊罐壁更换板或搭焊补板。

9.5 变更罐壁高度的油罐罐壁改建

可以增添新壁板加高油罐罐壁以改建油罐罐壁。改变罐壁高度应符合适用标准的要求和考虑到所有预期载荷（如风载荷和地震载荷）。

9.6 有缺陷的焊缝的修理

需要修理的焊缝缺陷或不合格焊缝类型如 9.6.1~9.6.4 所述。

9.6.1 需要修理的裂纹、未熔合、超标夹渣和气孔应用气刨和（或）打磨的方法完全铲除干净并形成适合焊接的间隙。

9.6.2 一般来说，当一座现有油罐显示具有满意的操作历史时，超过 API Std 650 所允许的现有焊缝的高度部分是不需要铲除的，但是，如果焊缝超高有碍于运行（如带柔性密封的浮顶油罐）时，应考虑使用打磨方法进行修理。

9.6.3 根据工况适用性的考虑，认为现有焊缝咬边是不合格的，应采用适当的增补焊接金属或打磨方法进行修理。

9.6.4 由于腐蚀而遭受金属损失的焊接接头可用焊接进行修补。

9.6.5 焊接接头或其附近的电弧烧伤应用打磨或（和）焊接进行修理。应打磨用焊接修补的电弧烧伤，使之与钢板齐平。

9.7 罐壁开口的修理

9.7.1 修补现有罐壁开口应遵循 API Std 650 的规定。

9.7.2 当认为恰当时，无补强板的现有接管可以增加补强板。补强板应符合 API Std 650 的所有有关尺寸和焊缝间距的要求。合格的详图见图 7B。

9.7.3 若接管有足够的内伸段，补强板可以放在油罐的内部。

9.8 罐壁开口的增加或更换

9.8.1 新罐壁开口（增加或更换）应符合 API Std 650 和本标准 9.8.2~9.8.6 的所有要求。

9.8.2 按照 API Std 650 中 5.7.2 要求的开口加强区域，采用要求的壁厚确定，该壁厚由 4.3.3.1b) 的公式计算可得，而已有壁板的允许设计应力变量 S 从 API Std 650 表 5.2 中取得，如果材料未知取 $1.38 \times 10^8 \text{ Pa}$ (20000 lbf/in^2)。焊缝系数取 1.0（见 9.8.5）。 H 为从开口中心线到最大液位的高度，单位为英尺（ft）。

9.8.3 按照 API Std 650 中 5.7.4 的要求，嵌入式开口预制后应进行焊后热处理。在补强板材料是 API Std 650 IV 类至 VI 类材料，且原有罐壁是 I 类至 III A 类材料时，可以使用 API Std 650 中 4.1.5 的标准。

9.8.4 应满足以下安装要求：

- a) 若采用整体补强板设计，当插入板厚度超过壁板厚度至少 3.18 mm ($\frac{1}{8} \text{ in}$) 时，则其周边的插入板应具有 1:4 的缩小锥度以便与壁板厚度相匹配。
- b) 焊缝间隙应符合图 5。
- c) 插入板应以全焊透和全熔合对焊接入到原有壁板。

9.8.5 检查应满足第 12 章的要求，如果开口在壁板接合处，需要按照 API Std 650 中 5.7.3 进行另外的壁板射线检验。

9.8.6 大于 50.8 mm (2 in) 的开口，若壁板厚度大于 12.7 mm ($\frac{1}{2} \text{ in}$)，并且壁板材料不符合现行设计金属温度规范时，应安装 NPS（美国标准直管螺纹），并采用一插入板，另外应满足以下要求：

- a) 插入板最小直径至少为开口直径的 2 倍，或者为开口直径加 304.8 mm (12 in)，以两者中的较大者为准。
- b) 采用补强板时，插入板的最小直径应等于补强板直径加 304.8 mm (12 in)。

9.9 现有罐壁开口的改建

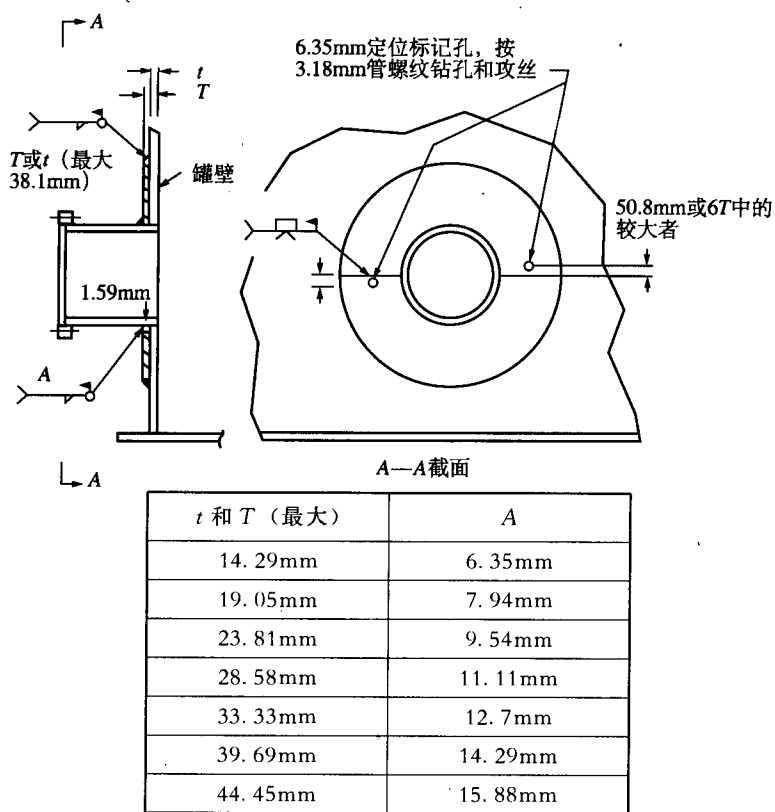
9.9.1 如果修改细节符合 API Std 650 的要求，包括最小补强面积的要求和接合处周围焊缝的间距要求，则现有罐壁开口可以修改。

9.9.2 当在现有罐底上装配一个新的油罐罐底时，可能需要变更油罐底层罐壁上的现有罐壁开口。如果新罐底是在现有罐底以上几英寸穿过油罐罐壁“开槽”的话，开口周围的现有焊缝和新的罐底与罐壁之间焊缝的间距可以不遵循 API Std 650 的要求。9.9.2.1~9.9.2.3 中规定了变更开口和（或）补强板的选择方案。

9.9.2.1 只要变更细节是遵循 API Std 650 的要求，可以调整现有补强板以增加焊缝之间的间距。在调整操作时，应避免损伤补强板下方的罐壁材料。拆除连接补强板部分的现有焊缝时，应用割削和打磨方法将其完全拆除。

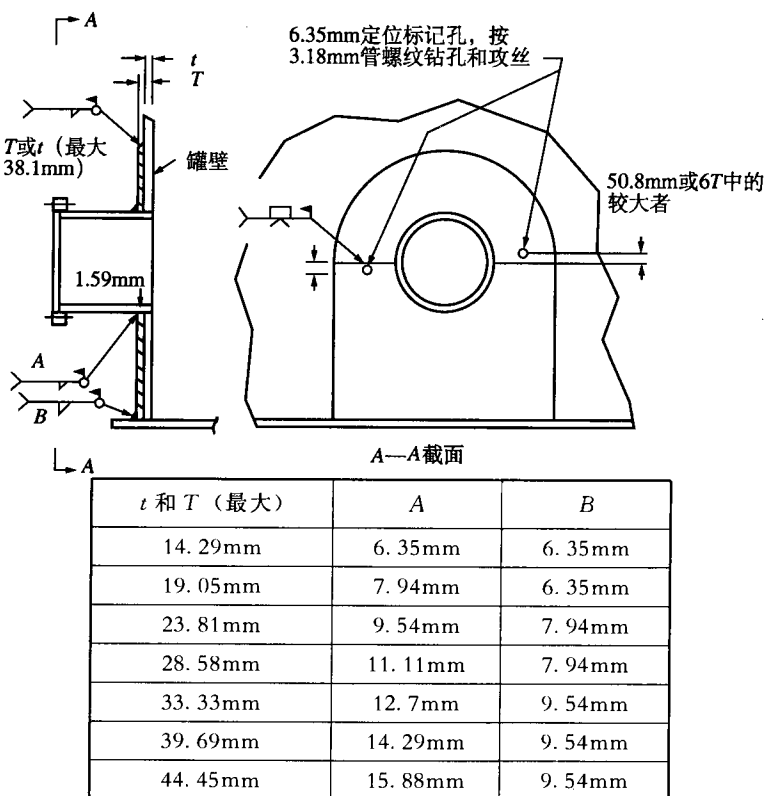
9.9.2.2 除非现有的泄压装置不允许更换补强板，否则可以拆除现有补强板并增加一个新的补强板。如果不知道是否是热应力泄压装置，则改建应满足 API Std 650 中 5.7.4 的要求。当拆除现有补强板时，要注意操作应避免损伤补强板下面的罐壁板。现有补强板的上半部分符合 API Std 650 的要求时，可经购买者同意后保留。此时，只需去除并更换现有补强板的下半部分，并配标示孔或钻孔和气压试验用的焊管。标示孔或钻孔下方的壁板厚度应在钻孔后再次测量以保证其厚度不小于 $\frac{1}{2} t_{\min}$ （见 4.3.3.1 计算），同时考虑腐蚀裕量的要求。补强板周边的焊缝和补强板与开口颈部之间的焊缝应用切割和打磨方法将其完全拆除。新的补强板应符合图 7A 的要求。如果要求保持焊缝间距，可以采用“墓碑”形状的补强板（见图 7B）。

9.9.2.3 可以切除包括装配部件在内的部分罐壁和补强板来移动现有开口，并将整个组合件提升到适当的高度（见图 8）。



注：所有详图、尺寸和焊缝间距应符合 API Std 650 的要求。

图 7A 现有罐壁开口增加补强板的典型形状图 (一)



注：所有详图、尺寸和焊缝间距应符合 API Std 650 的要求。

图 7B 现有罐壁开口增加补强板的典型形状图 (二)

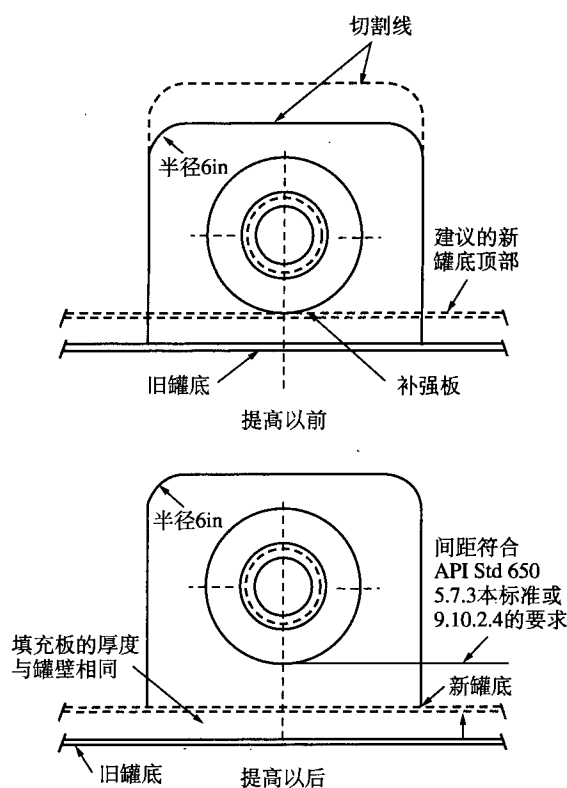


图 8 提高罐壁接管的方法

9.9.3 适用工况条件的任何开口组合件（颈部、法兰和补强板）在拆除以后可以再使用。

9.9.4 需要安装新的底板穿过已有墓碑石式补强板，符合所有 API Std 650 规定的焊缝间距和加强要求。应采用以下方法中的一种：

- 去除只需焊接的那部分原有补强板并测试新的罐底至罐壁的焊缝。补强板的边缘应切割得适度平直，形成坡口以便焊接，焊缝详图见图 9A。
- 从内部斜切罐壁使其可以在罐底与罐壁之间形成全焊透焊缝。该方法只能用于边缘板或罐底异型板厚度大于或等于 10mm ($\frac{3}{8}$ in) 的储罐。该焊接详图应沿着补强板的全宽使用并且超出补强板边缘延伸至少 25mm (1 in)。超出补强板后，全渗透焊缝应连接至外部罐壁—罐底角焊缝以形成“水阻”和到典型罐壁—罐底焊缝的转变。关于焊缝接缝详图见图 9B。
- 按图 9C 的要求，在罐底嵌入开口颈和新底板之间水平切割以去除底板部分的补强板。拆除的（或新的）补强板应采用全熔合接合焊接准备有定位标示孔（见图 9C），拆除的（或新的）补强板在罐壁—罐底焊缝完成、检验和测试后可以再安装。应在补强板焊接以前把接合焊缝焊接至底板焊缝，完成的接合焊缝应用磁粉检查。
- 原有补强板的下侧部分在新的罐壁—罐底焊缝完成后拆除和再安装。在开口的水平中心线上切割原有补强板，补强板的两个部分都应安装定位标示孔（见图 7B）。
- 在新的罐壁—罐底焊缝完成后进行原有补强板的拆除、修改和再安装（见图 7B）。

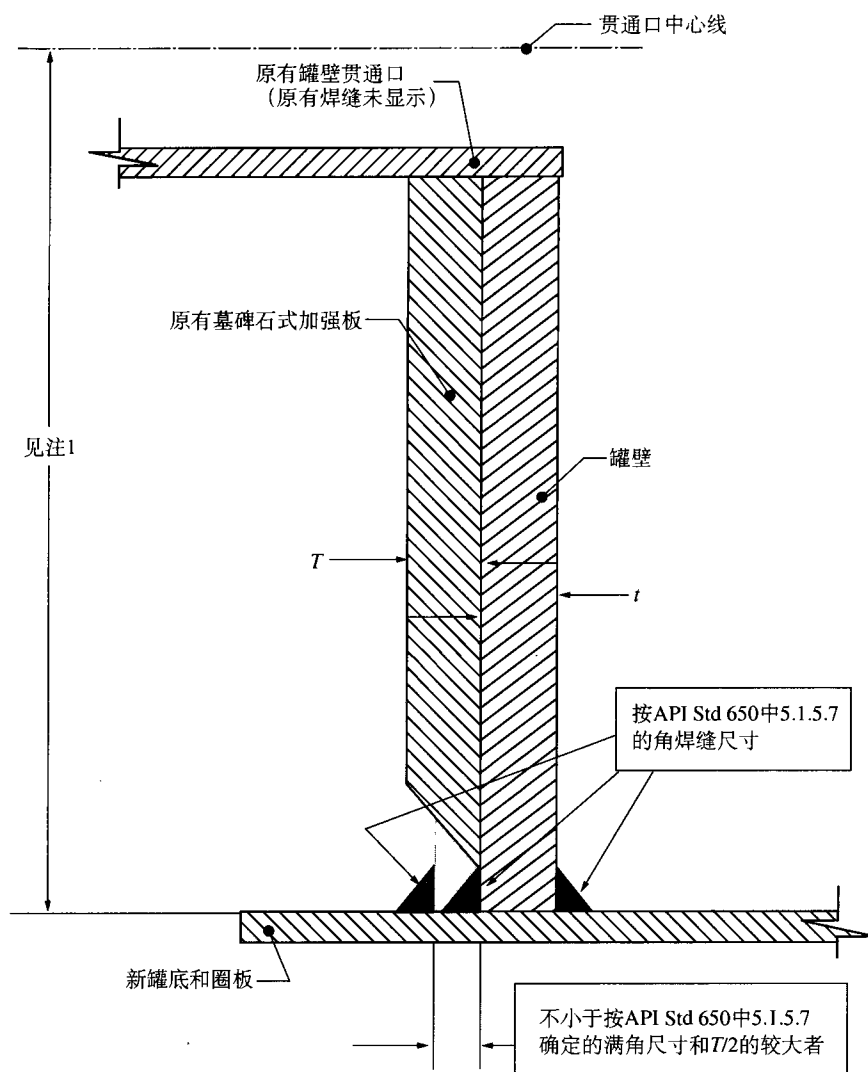
注 1：9.9.4d) 与 e) 不允许用于现有经过焊后热处理的喷口或人孔。

注 2：在移除现有补强板时应小心操作，最小化对接受修理的罐壁的损伤。

9.10 油罐罐底的修理

9.10.1 修理油罐罐底的一部分

9.10.1.1 一般修理要求：在本条限制和 9.10.1.2 范围内，使用焊接补板修理均匀支撑油罐罐底的一部分。参考图 10 焊接补板的验收详图。



注 1: 在使用本图时, 必须确定新罐底到贯通口中心的距离符合 API Std 650 中表 5-6 的要求。

注 2: 所有标示的焊缝应按 API Std 650 中 7.2.4 进行单独检查

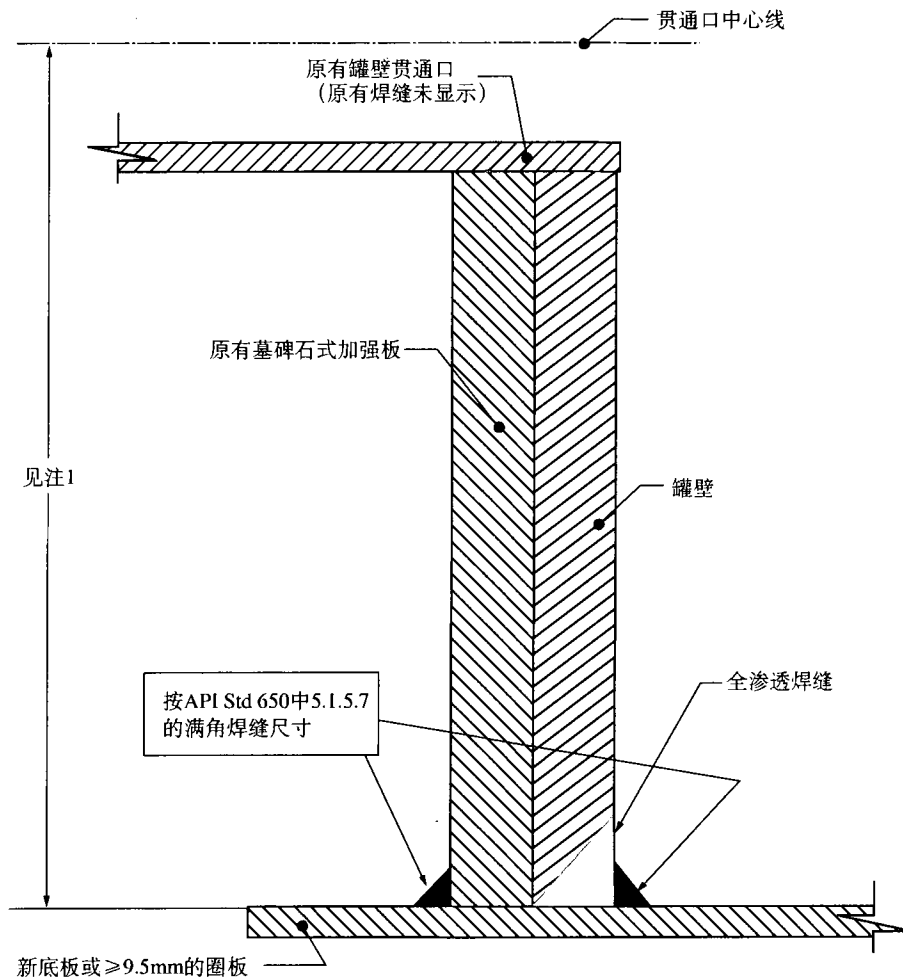
图 9A 穿过原有墓碑石式补强板安装新罐底详图 (一)

- 重叠在罐底焊缝或现有补板上的焊接补板的最小尺寸是 304.8mm (12in)。焊接补板形状可以是圆形、长圆形或带圆角的多边形。
- 如果焊接补板的直径大于或等于 142.4mm (6in); 焊接补板未与罐底焊缝重叠; 不是全部或部分覆盖现有补板; 焊接补板距腐蚀的罐底区域 (如果有的话) 至少为 50.8mm (2in), 则焊接补板的直径可以小于 304.8mm (12in)。
- 在有整体凹陷、局部凹陷 [9.10.1.1d) 允许的除外]、沉降或变形大于附录 B 限制的区域, 不应安置焊接补板。

注: 如果油罐仍在沉降, 则增加焊接补板是不可取的。

- 如果焊接补板在任何方向上无支撑的尺寸不超过 304.8mm (12in); 焊接补板的厚度至少为 6.35mm (1/4in); 焊接补板的厚度至少与现有罐底相同; 焊接补板不与焊缝或其他补板重叠, 除此之外, 油罐是按照 API Std 650 附录 M 进行设计, 其焊接补板的厚度至少为 9.5mm (3/8in), 则焊接补板可以安置在压痕或局部凹陷上。
- 依据现行的检验和维护程序, 进行日常修理。

9.10.1.2 关键区域的修理: 如果满足 9.10.1.1 和以下补充要求, 则允许使用焊接补板修理油罐关



注 1: 使用本图时, 必须确定新罐底顶部到贯通口的距离符合 API Std 650 中表 5-6 的要求。

注 2: 所有标示的焊缝必须按 API Std 650 中 7.2.4 的要求进行单独检查。

图 9B 穿过原有墓碑石式补强板安装新罐底详图 (二)

键区域 (见 3.10) 内罐底的一部分。

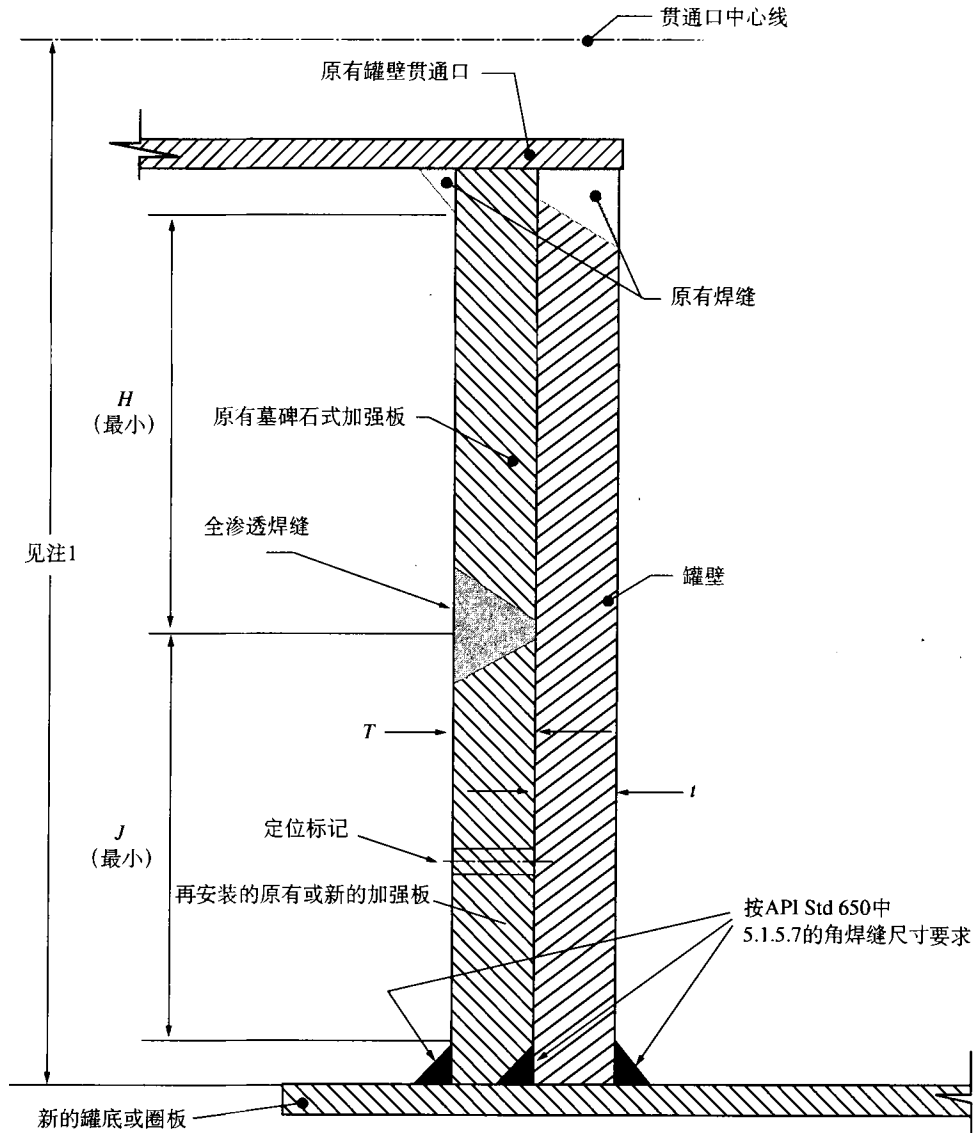
- 在关键区域内焊接补板的最大厚度是 6.4mm ($\frac{1}{4}$ in), 并且应满足 API Std 650 中 4.2.9 的厚度要求。
- 当焊接补板在 152.4mm (6in) 内时, 焊接补板的形状应为墓碑形, 其边应与罐壁与罐底间接缝近似相交成 90° 。
- 在关键区域内焊接补板周边的焊缝至少应是双层焊, 并按照 12.1.1.3 和 12.1.7.2 进行检测。
- 在关键区域内, 不允许采用对接焊将焊接补板安装在相邻的现有补板上。
- 在关键区域内, 不允许焊接补板覆盖现有补板。
- 焊接补板周边下面的罐底板应满足 4.4 的厚度要求。

注: 在将焊接补板焊接到罐底板前, 连接焊缝处的罐底板厚度应至少是 2.5mm (0.1in)。详细情况可参考 API Publ 2207。

9.10.1.2.1 在关键区域内, 不允许焊接或焊缝重叠, 但这些情况另外, 包括大面积点蚀 (见 4.3.2.2)、针孔、罐底板裂缝、罐壁与罐底连接焊缝、焊接补板或焊接到罐壁的罐底板需要更换的情况。

9.10.1.2.2 如果在下次内部检验时, 焊接补板所覆盖的罐底板 (在罐内壁与罐底连接焊缝的焊趾

处)的最小剩余厚度小于 4.4.5 或 4.4.6 要求的最小厚度,则不应使用焊接补板。



| 材料 | 厚度 | H (较大者) | J (较大者) |
|-------------|------------------------|-------------------------|------------------|
| 例 1、例 2、例 3 | $t \leq 12.7\text{mm}$ | 72.6mm | 72.6mm |
| 例 1 | $t > 12.7\text{mm}$ | 72.6mm 或 $\frac{5}{2}t$ | 72.6mm 或 $4t_w$ |
| 例 2 | $t > 12.7\text{mm}$ | 101.6mm 或 $4t$ | 101.6mm 或 $4t_w$ |
| 例 3 | $t > 12.7\text{mm}$ | 127mm 或 $4t$ | 127mm 或 $4t_w$ |

注: 其中 t_w 是 API Std 650 中 5.1.5.7 要求的焊缝尺寸。

例 1: 罐壁材料符合 API Std 650 第 7 版或最新的韧性要求且开口经焊后热处理。

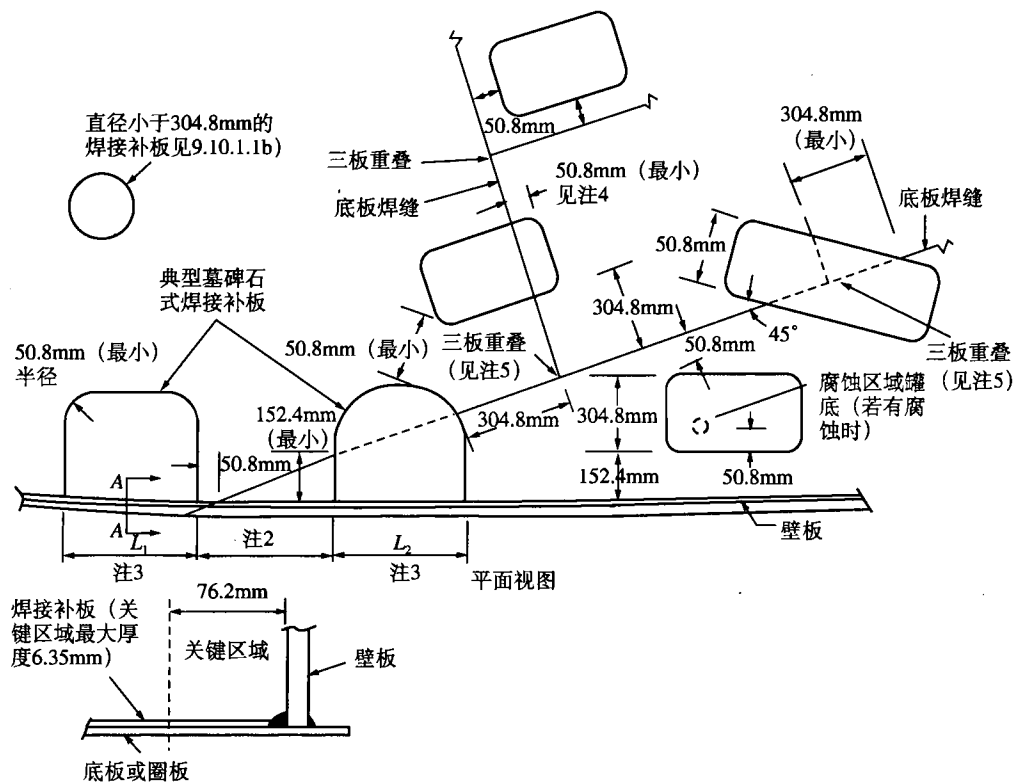
例 2: 罐壁材料符合 API Std 650 第 7 版或最新的韧性要求。

例 3: 罐壁材料不符合 API Std 650 第 7 版或最新的韧性要求。

注 1: 在使用本图时, 必须确定新的罐底顶部到贯通口中心的距离符合 API Std 650 中表 5-6 的要求, 此外, 要有足够的空间为最小 H 和 J 提供间隔。

注 2: 所有标示出的焊缝必须按 API Std 650 中 7.2.4 进行检查。

图 9C 穿过原有墓碑形补强板安装新罐底的详图 (三)



注1：给出的尺寸是从角焊缝焊趾或到对接焊缝的中心线，也可用于新焊缝与现有焊缝之间的尺寸。

注2：关键区域内两焊接补板之间的最小距离应为 L_1 和 L_2 中的较小者的 $\frac{1}{2}$ 。

注3：关键区域内焊接补板沿罐壁的最大尺寸为 609.2mm。

注4：当焊接补板边缘近似平行于底板焊缝时，该边缘应距焊缝至少 50.8mm。

注5：三板重叠上的补板应延伸至三板重叠以外至少 304.8mm。

注6：这些准则适用于对焊底板。

图10 油罐罐底板上的典型焊接补板

9.10.1.2.3 对于操作温度超过 93.3℃ (200°F) 的碳钢制油罐或操作温度超过 37.8℃ (100°F) 的不锈钢制油罐，不允许使用焊接补板修理油罐关键区域内的罐底板。

9.10.1.2.4 如果需要在 9.10.1.2 所规定的那些关键区域内进行更大范围的修补，应与罐壁相连的罐底板切除并安装新板。焊缝间距的要求应符合 API Std 650 中 5.1.5.4, 5.1.5.5 和本标准 9.10.2.3 的规定。

9.10.1.3 如果修理方法经对按照 API Std 650 设计油罐有经验的工程师审查和批准，则不满足 9.10.1.1 或 9.10.1.2 要求的焊接补板的使用是允许的。应考虑检查脆性断裂、沉降导致的应力、罐壁与罐底的连接处的突变导致的应力、金属温度、断裂机理和无损检测的范围和质量。

9.10.1.4 在罐底关键区域外发现的不合格迹象（如裂纹、孔洞、撕裂和腐蚀区域），可以通过填充焊接金属进行修理，并按照 12.1.7.3 进行检测和试验。在焊接前，应清理修理区域表面的凸凹不平和污物。

9.10.1.5 位于关键区域内的排液槽的修补应遵循 9.10.1.2 的规定。

9.10.1.6 如果满足以下条件，焊接修理罐底板的腐蚀是允许的，但关键区域内腐蚀板的修理限定使用点焊和堆焊方法：

- 与罐壁和罐底间接缝平行的圆弧上 203.2mm (8in) 长范围内的蚀坑的尺寸之和不超过 50.8mm (2in)。
- 应有足够的剩余罐底板厚度以正确地实施焊接，避免焊穿。焊接修理的最小可接受罐底板厚度是 2.5mm (0.1in)。如果经设计油罐有经验的工程师审查和批准，焊接修理的厚度允

许更小。

- c) 所有焊缝修理应打磨得与周围的板材料齐平，并按照 12.3.2.4 进行检测。

9.10.2 整个油罐罐底的更换

9.10.2.1 对罐底板进行换板的安装要求如 9.10.2.1.1~9.10.2.1.5 所述。

9.10.2.1.1 在旧罐底和新罐底之间应填充一种适当的非腐蚀性材料软垫层，如沙子、沙砾或混凝土。

9.10.2.1.2 在罐壁上平行于罐底均匀地切割出“开槽”。槽口切割边缘应打磨去掉切割操作遗留的所有熔渣和毛刺。新罐底应像 API Std 650 所要求的那样伸出罐壁外边。应遵守有关焊缝间距的所有规定。

9.10.2.1.3 旧罐底下面的基础空穴应用沙子、碎石灰石、砂浆或混凝土填实。

9.10.2.1.4 除 9.10.2.7 允许的情况外，如果抬高的新罐底切割线穿过补强板（见图 7B 和 API Std 650 中的 5.7.2）或不符合 API Std 650 中 5.7.3 所规定的焊缝间距要求，应抬高现有罐壁开口或修改补强板。

9.10.2.1.5 对于浮顶油罐，新罐底的轮廓线应保持浮顶支柱停留在低位置时的水平度。不是抬高支柱维持原来的高度，就是支柱缩短了相当于软垫层加上新罐底板厚度的数值。

9.10.2.2 应装配浮顶支柱和固定顶支柱所要求的新支撑板。对于带铝支承的内部浮顶，应使用新奥氏体不锈钢或可接受的非金属垫圈把支承从碳钢罐底隔开。

9.10.2.3 当拆除现有油罐罐底时，油罐罐壁应按照以下要求之一从油罐罐底分离：在罐底至罐壁焊缝上至少 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 处平行于罐底切割罐壁（切割线 B-B 如图 12 所示），或用合适的方法，如电弧铲凿或打磨，去除全部罐底至罐壁连接焊缝，包括任何开口和热影响区。应使用磁粉检验法检验电弧铲凿区，修理缺陷区域，并重新检验。

9.10.2.4 拆除原有罐底以后，新罐底的安装应符合 API Std 650 的全部要求。除在 9.10.2.7 中允许的以外，若新底板高程导致开口加固不适当（见图 7B 和 API Std 650 的 5.7.2），或不满足 API Std 650 的 5.7.3 中给出的焊缝间距要求时，应抬高原有罐壁开口或更换补强板。对于第 3 章中的未知韧性壁板的储罐，罐底或圈板内的新焊缝和罐底中的原有垂直焊缝至少隔开 76.2mm (3in) 或 $5t$ 中的较大者，其中 t 为罐底厚度，单位为英寸。

9.10.2.5 当计划更换一座非关键区域（见 3.10）油罐的罐底（整个矩形板或板的上段）时，可参照 API RP 650 执行。

9.10.2.6 对于储罐的阴极保护和罐底下侧渗漏探测，应考虑以下：

- a) 对于在原有罐底安装了阴极保护（CP）的储罐，应考虑去除整个底板和不用的、坏的罐壁以阻止 CP 防护电流到新底板。旧的底板拆除对防止电腐蚀也很重要（见 API RP 651）。如果可能，除非不用的、坏的罐壁和不超过 457.2mm (18in) 的罐底圈板固定在罐壁上，否则应考虑拆除整个旧的底板。
- b) 应考虑安装罐底下侧渗漏监测系统（如 RPB）用来控制并引导任何罐底渗漏物流到从储罐外面可轻易观察的位置，见 4.4.3.5。

9.10.2.7 对于建筑材料屈服强度小于或等于 344.75MPa (50000lbf/in²) 的油罐，如果满足以下条件，则不必抬高现有罐壁开口。

- a) 对于最小为 101.6mm (4in) 的加固开口（包括低型），应保持其在罐壁与罐底的连接焊缝焊趾（焊缝与母材的分界线）和距离最近的开口连接焊缝（补强板周边焊缝或接管颈焊缝到低型补强板和罐壁板焊缝）焊趾之间。
- b) 对于尺寸是 76.2mm (3in) 或 $2\frac{1}{2}t$ 中较大值的自加固开口，应保持其在罐壁与罐底连接焊缝焊趾与最近的开口连接焊缝焊趾之间。
- c) 罐壁与罐底连接焊缝选用低氢焊条，并采用限制变形和残余应力的焊接程序进行焊接。

- d) 焊缝的焊趾应进行综合打磨，以尽量减小应力集中。
- 1) 对于环形补强板，综合打磨连接焊缝周边从 4 点（4 点钟）到 8 点（8 点钟）的位置。综合打磨罐壁与罐底内部和外部连接焊缝，打磨量是开口中心线任一面的最小一个开口直径长度。
 - 2) 对于菱形补强板，综合打磨菱形连接焊缝的较低的横长。综合打磨罐壁与罐底内部和外部连接焊缝，打磨量是开口中心线任一面的最小一个开口直径长度。
 - 3) 对于低型开口，综合打磨接管连接焊缝（罐壁和补强板）的 4 点（4 点钟）到 8 点（8 点钟）的位置。综合打磨罐壁与罐底内部和外部连接焊缝，打磨量是开口中心线任一面的最小一个开口直径长度。
- e) 在水压试验前后，应对 9.10.2.7d) 列出的焊缝综合打磨长度进行磁粉检测。

9.10.3 垫板

9.10.3.1 如在罐底附加其他垫板，如耐磨、隔离、防撞和支承板，则应按 9.10.1 安装，并按 12.1.7 检验。对于这些附加焊接板，如不满足图 10 中确定的搭接焊缝间距要求及有关验收标准，应采用磁粉（MT）或渗透（PT）对曝露焊缝或缺陷焊缝进行检测，以确定是否符合最小间距要求的有关验收及标准，有关验收要求见第 12 章。

9.10.3.2 应按 9.10.1.2 安装关键区域（见 3.10）内焊接壁板，并遵守其全部要求。

9.11 固定顶的修理

9.11.1 维修

9.11.1.1 罐顶维修包括储罐排放和紧急排放，应满足 API Std 650 中 5.8.5 的要求。

9.11.1.2 罐顶维修包括罐顶结构和脆性接口的修复，应满足 API Std 650 中 5.10 的要求。

9.11.2 有支撑锥形的罐顶

9.11.2.1 新罐顶板的最小厚度应是 4.8mm ($\frac{3}{16}$ in) 加上修理规范中规定的任何腐蚀裕量。万一规定的罐顶动载荷超过 172.4kPa (25psi)（如绝缘层、真空操作、高雪载），应采用 API Std 650 中 5.10.3 规定的许用应力分析板厚（见 9.11.2.2）。

9.11.2.2 修理或改建后的罐顶支撑（椽、檩、柱和垫板），其设计条件下所得到的应力不超过 API Std 650 中 5.10.3 所规定的应力水平。

9.11.3 自支撑罐顶

9.11.3.1 新罐顶板的公称厚度应是 4.8mm ($\frac{3}{16}$ in) 或 API Std 650 中 5.10.5 或 5.10.6 所规定的要求板厚加上任何规定的腐蚀裕量，取两者中的较大值。

9.11.3.2 罐顶与罐壁之间的焊接接头细节应符合 API Std 650 中 5.10.5 和 5.10.6，或符合适用的 API Std 650 中附录 F 中有关指定工况条件的要求。

9.12 浮顶修理

9.12.1 外浮顶

能够使罐顶恢复到所要求的使用条件的任何修理方法都是允许的。

9.12.2 内浮顶

如果有原始建造图纸，应按照该图修理内浮顶。如果没有原始建造图纸，应按照 API Std 650 附

录 H 的要求修理。

9.12.3 浮舱内渗漏的修理

双盘浮顶的浮舱或隔舱应采取重焊渗漏接头和/或使用补板进行修理。

9.13 浮顶周边密封的修理或更换

9.13.1 一次密封

悬挂在周边板上的一次蹄形机械密封和环形密封系统是能够拆除、修理或更换的。为了减少蒸发损失和降低对工作人员的潜在危险，在役油罐一次拆除的罐顶密封系统应不得多于该系统的四分之一。在修理期间，为保持罐顶居中，应在罐壁和浮顶间加临时硬质隔离物。油罐在役时由于一次密封系统是部分地或全部地悬挂在螺栓杆或周边板的下面，这通常是不可拆除的，在此情况下，在役修理只限于更换一次密封的密封带。

9.13.2 二次密封

当油罐在役时，可以容易地组装、修理或更换悬挂在周边板上和悬挂在蹄形密封上的二次密封。

9.13.3 密封与罐壁的间隙

维持密封与罐壁间隙要求的修理或其他校正操作包括：

- a) 调整一次蹄形机械密封上的吊挂系统，并在环形密封内填充泡沫填充物。
- b) 在有问题的区域内增加安装在周边板上的二次密封的长度。
- c) 与为组装二次密封而可能安装一块周边延伸板的同时更换全部或部分一次密封系统。只有在该校核从低液位到高液位时的环向间隙变化以后才能采取这个步骤。

9.13.4 机械损伤

已经损伤的部位应修理或更换。采取这个措施以前，应查明损伤的原因并予以整治。已经屈服的部件应更换，不允许矫直。有划痕的纤维布应更换。

9.13.5 密封材料的变质

由于金属元件上的磨损、腐蚀及密封纤维布的化学和老化变质而造成了材料变质。应按照使用寿命和检验资料确定材料的这种变化是否有根据。

9.13.6 一次和二次密封的组装

9.13.6.1 一次和二次密封的更换和充填都应遵守密封制造厂的推荐说明。此外，最后装配应符合适用标准的要求。

9.13.6.2 如果罐顶周边板厚度小于 2.5mm (0.10in)，则应更换。新罐顶周边板的厚度至少应为 4.8mm ($\frac{3}{16}$ in)。

9.14 开孔

9.14.1 总则

9.14.1.1 本节所规定的要求适用于在原有在役储罐上组装径向开孔接管。对于不允许在要求热应力释放的壁板材料上进行的开孔接管参照 API Std 650 中 5.7.4 执行。

- a) 对于已知韧性的油罐罐壁板，如第 3 章定义，接管尺寸和罐壁厚度界限见表 6。

- b) 对于未知韧性的油罐罐壁板, 如第 3 章定义, 使用以下限制:
- 1) 接管的最大直径应限制在 101.6mm (4in) NPS。
 - 2) 在整个开孔操作过程中, 罐壁板的最小罐壁设计金属温度是在图 4 所示的曲线上或上部。
 - 3) 所有接管均应加强。应按照 API Std 650 中 5.7.2 进行补强计算。补强板的最小厚度应等于罐壁板的厚度, 最小补强板的直径应不小于罐壁切 VI 直径加上 50.8mm (2in)。
 - 4) 在开孔操作过程中, 开孔位置以上的最高液位高度应使在开孔高度的油罐罐壁静水应力小于 48.27MPa (7000lbf/in²)。

表 6 开孔接管尺寸和罐壁板厚度

| 接管尺寸, NPS mm | 最小罐壁板厚度 mm |
|-----------------|---------------|
| ≤152.4 | 4.76 |
| ≤203.2 | 6.35 |
| ≤355.6 | 9.52 |
| ≤457.2 | 12.7 |

9.14.1.2 在开孔操作过程中, 开孔位置以上的最低液位高度至少应为 0.9m (3ft)。

9.14.1.3 焊接应使用低氢焊条。

9.14.1.4 不允许在油罐罐顶上或油罐的气体/蒸气空间内开孔。

9.14.1.5 开孔不应组装在夹层或严重点蚀的罐壁板上。

9.14.1.6 开孔不允许位于由于焊接热而导致油罐上可能产生环境裂纹(如腐蚀性裂纹或应力腐蚀裂纹)的地方。

9.14.2 开孔程序

应针对开孔制定出专门的程序, 并形成文件。程序应包括 SY/T 6554—2011 中所规定的作法。

9.14.3 准备工作

9.14.3.1 开孔和相邻接管之间任何方向的最小间距(焊趾至焊趾)应相等于 RT 的平方根, 此处, R 是油罐罐壁半径(in), T 是罐壁板厚度(in)。

9.14.3.2 罐壁板的厚度测量应沿着预期接管位置的圆周上至少取四个部位进行测量。

9.14.4 材料限制

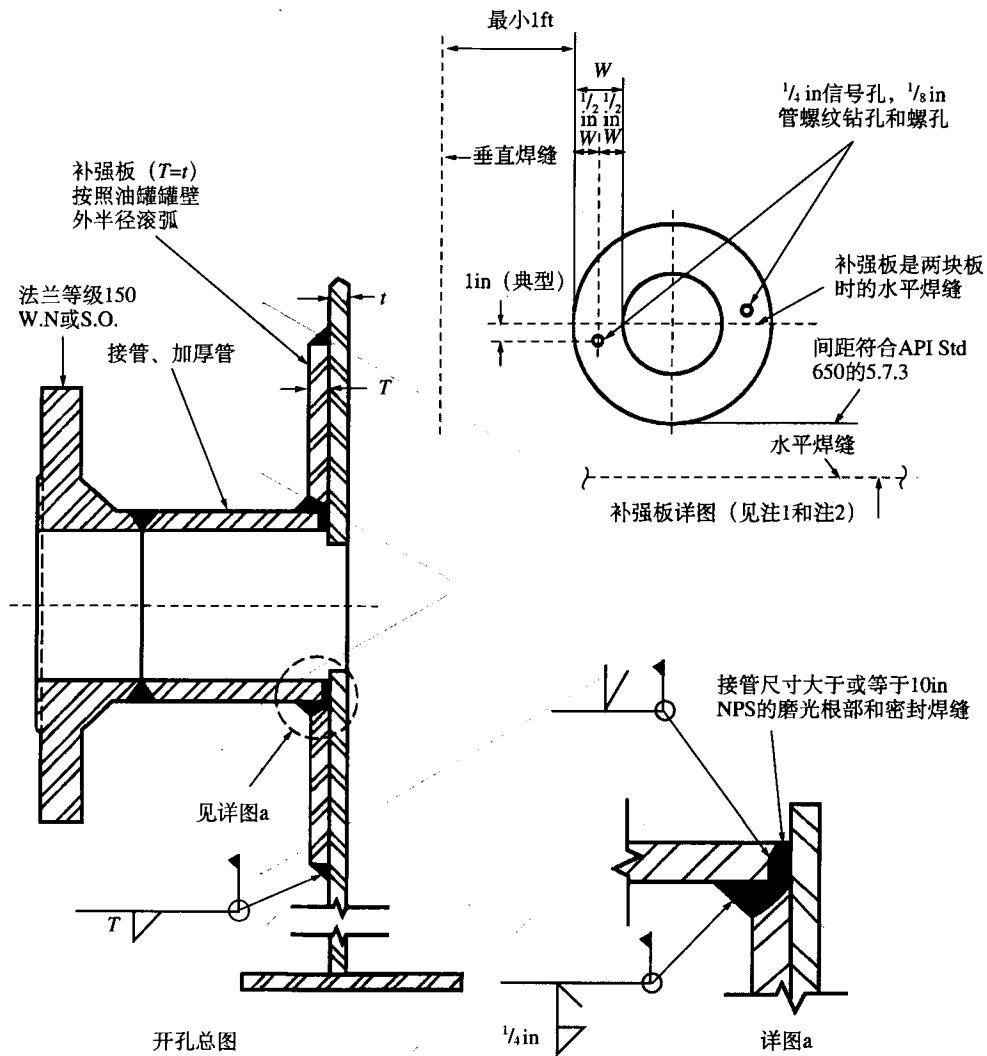
除非满足 9.14.1.1 b) 中的补充要求, 否则开孔只适用于已知韧性(见第 3 章)合格的钢, 或未知韧性的钢但最小罐壁金属温度是在图 4 所示的免试曲线上或上部。

9.14.5 组装程序

9.14.5.1 管子接管应按罐壁切割出外形, 并开出全开口焊缝用的外边缘坡口(见图 11)。接口颈至罐壁的焊缝应按 12.1.2.3 检查。

9.14.5.2 管子焊接以后, 补强板应采用整块板或用水平焊缝拼接的两块板。应采用全开口焊缝组装补强板和接管。应注意控制焊缝的热影响。

9.14.5.3 当补强板焊在罐壁上并进行了无损检验以后, 应根据 API Std 650 中 7.3.4 规定的程序进行补强板的气压试验。当阀门装在法兰上以后, 在用螺栓将开孔机安装在阀门上以前, 应以不低于



注 1: 见 12.1。

注 2: 补强板直径见 API Std 650 中表 5-6 的给定值。

图 11 油罐开孔

1.5 倍水压的压力进行接管的水压试验。用于试验的压力不低于以下方程式计算的值：

$$P(\text{psi}) = 1.5 H_2 G \gamma_w$$

式中：

H_2 ——储罐壁的高度，in；

G ——储存介质的密度，由购买者规定，不能低于 1.0；

γ_w ——水的密度， lb/in^3 。

9.14.5.4 应由经评定合格的操作者操作开孔机，并按照开孔机制造厂的程序在油罐上切割开孔。

10 拆除和翻建

10.1 总则

10.1.1 本节规定了有关将现有焊接油罐从原来场地移位时的拆除和翻建的程序。

10.1.2 翻建油罐的水压试验要求、无损检测要求和验收准则见第 12 章。

10.1.3 在翻建机构（见 3.23）开始动工前，所有翻建工作应得到授权检验人员或设计油罐有经验的工程师的批准。授权检验人员将指定翻建过程所需的检验停止点和工作结束后要提交的最少记录。

10.1.4 在指定停止点和按照本标准要求完成翻建后，授权检验人员或设计油罐有经验的工程师应审定所有翻建工作。

10.2 清洗和通风

在拆除工作开始以前，储罐应进行清洗和通风。

10.3 拆卸方法

10.3.1 总则

可以将罐顶、罐壁和罐底切割成易于运到翻建新场地的任何尺寸的板件。

10.3.2 罐底

10.3.2.1 除了切割线穿过现有焊缝的情况外，其他从搭接焊缝处用气割或从残留焊缝一侧距现有焊缝至少 50.8mm (2in) 处切割下来的罐底板都是可以重复使用的。

10.3.2.2 若要使用罐底，可采用以下方法之一：

- 罐底板可离开罐壁沿着图 12 中的 A-A 线和 B-B 线切割。清除焊缝，拆除连接罐壁的罐底板。
- 若整个罐壁是完整的重复使用，则罐底可离开罐壁沿着 C-C 线切割，留下与部分罐底相接的罐壁。
- 如果油罐有一个现有对接焊环形圈板，这个环形圈板可以留在罐壁上或者离开罐壁沿着 B-B 线切割，或者要不然将现有罐壁移至环形圈板焊缝处。

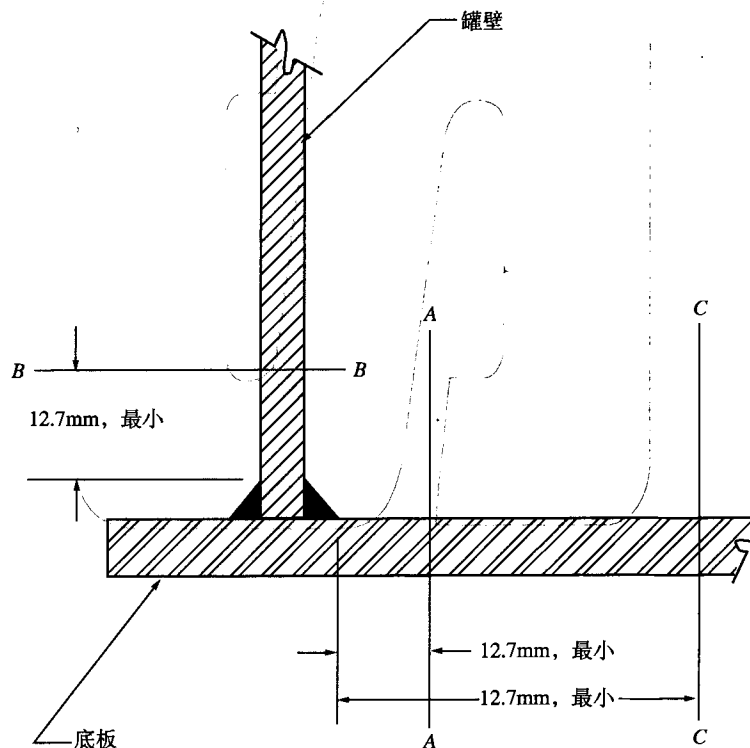


图 12 油罐罐壁和罐底

10.3.3 罐壁

10.3.3.1 罐壁板应按照下列方法之一或它们的综合方法拆卸：

- a) 可以通过切割现有焊缝和焊缝的热影响区 (HAZ) 来拆卸所有罐壁圈板。对于这种方法，需要去掉的最小热影响区将是焊缝金属宽度 (焊缝的两边) 的 $\frac{1}{2}$ 或 6.4mm ($\frac{1}{4}$ in) 中的较小值。
- b) 可以通过穿过焊缝切割而不切除热影响区来拆卸所有 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 厚或更薄的罐壁圈板。
- c) 可以通过距现有焊缝至少 152.4mm (6in)，垂直和/或水平切割罐壁来拆卸罐壁圈板，切口穿过焊缝的除外。

10.3.3.2 罐壁加强圈，包括抗风圈和顶角钢，可以留在罐壁板上或者从连接焊缝处切割拆除。遗留的临时连接附件区域应打磨得与罐壁板齐平。

10.3.3.3 罐壁应离开罐底板沿着图 12 中的 B-B 线切割。除整个罐底原封不动地重复使用的情况外，其他现有罐壁与罐底的焊接接头不应重复使用。

10.3.4 罐顶

10.3.4.1 除切割线穿过现有焊缝的情况外，其他罐顶板应从搭接焊缝气割或从残留焊缝一侧距离现有焊缝至少 50.8mm (2in) 处切割。

10.3.4.2 罐顶支撑结构应通过卸掉螺栓 (如果是螺栓连接) 或气割结构的连接焊缝来进行拆除。

10.3.5 板件标记

10.3.5.1 在翻建油罐时，为了便于辨别和堆放，拆除以前，罐壁、罐底和罐顶板应打上标记。标记材料应是耐久的。标明标记位置的图纸也是一种有用的附件。

10.3.5.2 为了便于在翻建时易于正确对准，至少应在每块罐壁板的上、下边缘位于两件相匹配的中心处打上标记。

10.4 翻建

10.4.1 总则

10.4.1.1 翻建油罐的基础应符合 10.5.6 所规定的建造公差。

10.4.1.2 应拆除临时连接附件并将连接区域打磨得与钢板表面齐平。

10.4.2 焊接

10.4.2.1 油罐翻建期间应采取措施确保焊缝间距符合图 5 的要求。相邻层罐壁上按照 10.3.3.1 焊接的新垂直焊缝不应成一条直线，而应互相有至少 $5t$ 的偏移， t 是偏移点处较厚层罐壁板的厚度。

10.4.2.2 油罐及其结构附件应按照 API Std 650 规定的工艺和本标准 10.4.2.3~10.4.2.11 的要求施焊。

10.4.2.3 当被焊接部件的表面被雨水、雪或冰弄湿时；或者当这些表面正受到落雨或落雪时，或者大风期间，除非焊机或工件是被妥善保护，其他情况下不允许进行任何类型的焊接。当母材温度低于 -17.8°C (0°F) 和 0°C (32°F) 之间或厚度超过 25.4mm (1in) 时，施焊以前，应将焊接部位 76.2mm (3in) 以内的母材温度加热到手感到温暖的温度约 60°C (140°F) [见 10.4.4.3 有关罐壁厚度超过 38.1mm ($1\frac{1}{2}$ in) 的预热要求]。

10.4.2.4 多层焊接的每层焊缝金属在下一层焊道施焊以前应清除熔渣和其他沉积物。

10.4.2.5 所有焊缝边缘应与钢板的表面熔合并不得有尖角。最大允许焊缝咬边见 API Std 650 中的 7.2.1.4 和 8.5.1.6。

10.4.2.6 所有对接接头新焊缝的余高在钢板的每侧应不超过表 7 的厚度。

10.4.2.7 当焊缝是手工施焊时，油罐罐壁垂直接头组装用的定位焊缝应清除，而不应留在完工的焊缝内。当这些焊缝是采用埋弧焊工艺施焊时，应彻底清除定位焊的所有焊接熔渣，但是能保证熔渣牢固而彻底地熔于下次施焊的焊道中则不需要清除。定位焊应采用按照 ASME 规范第 IX 卷评定合格的角焊缝和对接焊缝工艺施焊。保留定位焊的部位应由合格焊工施焊。

10.4.2.8 如果焊接表面采用可焊性底涂层，则应将其牌号、成分和最大厚度纳入焊接工艺的评定试验中。所有其他涂层应在施焊以前从焊缝区域完全清除。

10.4.2.9 包括第一层罐壁与罐底板或环形边缘板的连接焊缝在内的下述焊缝的手工电弧焊应采用低氢焊条：

- a) 厚度超过 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的 API Std 650 第 I 组至第 III 组材料的罐壁圈板的所有焊缝。
- b) API Std 650 第 IV 组至第 VI 组材料的全部罐壁圈板的所有焊缝。

10.4.2.10 API Std 650 第 IV, IV A, V, VI 组材料的罐壁上的临时和新永久连接的附件，焊接应采用低氢焊条。所选择的焊接工艺不应产生焊道下裂纹；此外还应考虑焊接时低气温的影响和厚板预热的必要性。

表 7 新焊缝的最大厚度

| 钢板厚度 in | 最大余高厚度 in | |
|----------------------|----------------|----------------|
| | 垂直接头 | 水平接头 |
| $\leq \frac{1}{2}$ | $\frac{3}{32}$ | $\frac{1}{8}$ |
| $\frac{1}{2} \sim 1$ | $\frac{1}{8}$ | $\frac{3}{16}$ |
| > 1 | $\frac{3}{16}$ | $\frac{1}{4}$ |

10.4.2.11 如果发现现有焊缝不符合建造时的原始标准的话，应按照 9.6 进行修理。

10.4.3 罐底

10.4.3.1 罐底板铺开和定位焊以后，应采用最小收缩变形和保证尽可能平坦表面的焊接顺序施焊罐底板焊缝。

10.4.3.2 罐壁与罐底之间的焊接（入孔板除外）应在罐底接头施焊以前完成。

10.4.3.3 焊接时所有搭接接头处的钢板应保持紧密接触。

10.4.4 罐壁

10.4.4.1 对接焊的钢板应准确装配并在焊接时保持位置不变。超过 15.9mm ($\frac{5}{8}$ in) 厚度的已竣工的垂直接头的错边量应不超过板厚的 10%，且最大为 3.2mm ($\frac{1}{8}$ in)。小于或等于 15.9mm ($\frac{5}{8}$ in) 厚度的错边量应不超过 1.6mm ($\frac{1}{16}$ in)。下一层罐壁水平接头施焊以前，应完成上一层垂直接头的焊接。

10.4.4.2 除了上一层罐壁板厚度小于 7.9mm ($\frac{5}{16}$ in)，突出 1.6mm ($\frac{1}{16}$ in) 为合格以外，其余已竣工的上一层罐壁板比下一层罐壁板表面的水平对接接头的突出量，在任何点都不应超过上一层罐壁板厚度的 20%，最大突出量为 3.2mm ($\frac{1}{8}$ in)。

10.4.4.3 建造油罐罐壁圈板材料厚度超过 38.1mm ($\frac{3}{2}$ in)（根据接头处较厚板的厚度）的水平和垂直接头应要求采用多道焊缝工艺，每道焊缝的厚度不允许超过 19.1mm ($\frac{3}{4}$ in)。这些焊接需要最低 200°F (93.3°C) 的预热。

10.4.5 罐顶

除了结构构架（如椽和梁）应适当地修整平直外，本标准对翻建的罐顶没有特殊规定。其他要求应遵循现有标准的规定。

表 8 半径公差

| 油罐直径 ft | 半径公差 in |
|------------|--------------------|
| <40 | $\pm \frac{1}{2}$ |
| 40~150 | $\pm \frac{3}{4}$ |
| 150~250 | ± 1 |
| ≥ 250 | $\pm 1\frac{1}{4}$ |

10.5 尺寸公差

10.5.1 总则

10.5.1.1 本节所提出的公差已被证实能建成外形合格和结构完整的翻建油罐，并能使浮顶和密封正确运行。

10.5.1.2 公差验证的测量应在翻建油罐水压试验以前完成。

10.5.2 垂直度

10.5.2.1 罐壁顶部相对于罐壁底部的不垂直度应不得超过油罐总高度的 $\frac{1}{1000}$ ，但最大为 127mm (5in)。这个准则也应用于固定顶的立柱。对于内浮顶油罐，使用本节或 API Std 650 附录 H 中较严格的准则。

10.5.2.2 每层罐壁的不垂直度应不得超过 ASTM A6 或 ASTM A20 规定的轧制公差值，两者均可选用。

10.5.3 圆度

在罐壁与罐底之间焊缝向上 0.3m (1ft) 处测量的半径应不得超过表 8 中的公差。

在罐壁与罐底之间焊缝向上 0.3m (1ft) 以上处测量的半径应不得超过表 8 中的公差的 3 倍。

10.5.4 棱角度

用 914.4mm (36in) 长的水平样板测量，棱角度应不得超过 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in)。样板应按油罐的准确外半径制作。

10.5.5 箍束度

用 914.4mm (36in) 长的垂直样板测量，箍束度应不得超过 25.4mm (1in)。

10.5.6 基础

10.5.6.1 为了达到 10.5.1~10.5.5 中所规定的公差，应为翻建油罐提供一个精确的平面基础。基础应有足够的承载能力，以保持基础的精确度。

10.5.6.2 规定的精确平面的基础，其公差应如下：

- a) 罐壁下面有混凝土环墙时，按平均标高测量环墙顶部的水平度，其数值在任何 9.1m (30ft) 圆周上应在 ± 3.2 mm ($\frac{1}{8}$ in) 以内；在总的圆周上，其水平度应在 6.4mm ($\frac{1}{4}$ in) 以内。

- b) 没有混凝土环墙时,按平均标高测量罐壁下面基础的水平度,其数值在任何 3m (10ft) 圆周上应在 $\pm 3.2\text{mm}$ ($\frac{1}{8}\text{in}$) 以内;在总的圆周上,其水平度应在 $\pm 12.7\text{mm}$ ($\frac{1}{2}\text{in}$) 以内。

10.5.6.3 对于规定有坡度的基础,圆周上的标高差应根据规定的标高点计算。圆周上实际标高差应根据规定的标高点的实际标高确定。实际标高差与计算标高差的偏离值不应大于下列公差:

- a) 有混凝土环墙时,任何 9.1m (30ft) 圆周上为 $\pm 3.2\text{mm}$ ($\frac{1}{8}\text{in}$),总的圆周上为 $\pm 6.4\text{mm}$ ($\frac{1}{4}\text{in}$)。
- b) 没有混凝土环墙时,任何 3m (10ft) 圆周上为 $\pm 3.2\text{mm}$ ($\frac{1}{8}\text{in}$),总的圆周上为 $\pm 12.7\text{mm}$ ($\frac{1}{2}\text{in}$)。

11 焊接

11.1 焊接质量

11.1.1 焊接工艺规程 (WPSs)、焊工、自动焊机应符合 ASME 锅炉和压力容器规范第 IX 卷的要求,并且也需要符合 API Std 650 的附加要求和本标准。除了储罐的附属设备外,盘梯、平台、扶手、扶梯和其他各种装配的焊接工艺应符合 AWS D1.1, AWS D1.6 或者 ASME 锅炉和压力容器规范第 IX 卷以及 SWPSs 的要求。

11.1.2 现有油罐上的钢材应进行可焊性的鉴定。如果现有油罐上钢材的技术条件已经不知道或废除,焊接工艺评定所用的试件应从所用实际钢材上取样。

11.2 标识与记录

11.2.1 应规定每位焊工和焊接操作者一个标识号码、字母或符号。这个标识记录连同焊工评定试验的日期和结果应便于检验员查阅。

11.2.2 焊工或焊接操作者的标识符号应用人工或机器沿着整个焊缝不超过 0.9m (3ft) 长的间距打在靠近焊缝处。代替打符号,可保存一份标识着每位焊工或焊接操作者所施焊的每条焊缝的记录,这些记录应便于检验员查阅。罐顶板焊缝和法兰与接管颈的焊缝不要求做焊工标识。

11.3 用预热或者熔敷控制焊接代替焊后热处理 (PWHT)

如 11.3.1 和 11.3.2 中所述,现在的 API Std 653 中或早期的建造行业标准中指出了一些管嘴需要用焊后热处理来修理,但是这并不合理且没有必要。预热和熔敷控制焊接能够代替焊后热处理来修理这些管嘴。在采用任何替代方案之前,储罐工程师应做一个金相方面的考察来评估这个方案是否合适于当前项目。该考察应考虑到焊后热处理设备方面的原因,操作是否会加剧应力腐蚀开裂、焊接处周围和内部的压力等。

如果材料的强度未知而且在图 4 的免试曲线以下,按照 11.3.2 的要求执行。如不进行焊后热处理,需经储罐工程师书面同意。储罐业主或者管理者需书面同意无需焊后热处理。焊接方法的选择应充分考虑在操作条件和试水条件下处于焊节的焊点。

11.3.1 预热方法 (不要求冲击试验)

如果没有进行冲击试验,以下的附加的预热要求就适用。

- a) 这个方法仅限于 P-1 材料,这种材料在早期的建造行业和当前的 API Std 650 中都不要求冲击试验。
- b) 焊接仅限于埋弧自动焊 (SMAW)、气体保护焊 (GMAW)、自保护药芯焊丝电弧焊 (FCAW)、惰性气体保护焊 (GTAW)。
- c) 焊工和焊接工艺应按照建造行业早期的章程执行,而焊后热处理的取样步骤可以取消。
- d) 焊接处应预热,焊接时温度至少保持在 150°C (300°F)。这个温度应在 100mm (4in) 和 4

倍材料厚度这两个值中较大的一个的范围内测量，且在坡口两侧都要测量，因为焊接时这里的温度最低。最高层间温度不能超过 315℃ (600°F)，当焊接不穿透材料的整个厚度时，在焊接点两边最小的预热温度和最高层间温度只需要在 100mm (4in) 或 4 倍补焊深度这两个值中较大的一个的范围内保持。

11.3.2 熔敷控制焊接方法 (要求冲击试验)

如果冲击试验要求，下面的焊接条件就适用。

- 这个方法适用于焊接依照 API Std 650 中 4.2.8 和 4.2.9 要求进行冲击试验的材料，即仅限于 P-1, P-3, P-4 钢。
- 焊接仅限于手工电弧焊 (SMAW)、二氧化碳气保焊 (GMAW)、自保护药芯焊丝电弧焊 (FCAW)、惰性气体保护焊 (GTAW)。
- 焊接工艺规程应根据每个不同的实际情况来制定。焊接过程应定义预热温度、层间温度、焊后热处理温度，如本条 e) 8) 所示。试板厚度和坡口深度应与表 9 一致。

表 9 替代焊后热处理的焊接方法 (PWHT) 试板厚度和补焊坡口深度标准

| 试验中坡口深度 t^a | 补焊坡口深度 | 测试板厚度 T | 基体金属厚度 |
|---------------|--------|--------------------|----------|
| t | $< t$ | $< 50\text{mm}$ | $< T$ |
| t | $< t$ | $\geq 50\text{mm}$ | 50mm 及以上 |

^a 工艺评定中的坡口深度要足够深以便取出必要的试板。

焊接过程的测试材料应具有相同的原材料规格 (包括规格号、等级、热处理条件)。

如果原材料规格失效，测试材料应尽可能和建筑材料相近，但是测试材料的强度不应低于建筑材料，且含碳量不应大于 0.35%。

- 如果要求冲击试验，工艺评定报告应包括足够的测试来确定在最低设计温度下，焊接材料和母材的热影响区域在焊后情况时是否具有足够的韧性。如果耐腐蚀性对硬度极限有要求 (比如在 NACE RP 0472, NACE MR 0103 和 NACE MR 0175)，工艺评定报告中应有硬度测试结果。
- WPS 应包括以下附加要求：
 - 遵循 ASME 锅炉和压力容器规范第 IX 卷的 QW-250 段中补充变量的要求。
 - 每一焊层的最大焊接温度不得超过工艺评定试验中的使用值。
 - 焊接的最小预热温度不得低于工艺评定试验中的使用值。
 - 焊接的最大层间温度应高于工艺评定试验中的使用值。
 - 预热温度应确保在材料的 100mm (4in) 和 4 倍材料厚度范围内，以较大值为准，焊接点的两侧应高于最低允许温度。当焊接不穿透材料的全部厚度时，在焊接点两边最低的预热温度只需要保持在 100mm (4in) 或 4 倍补焊深度范围内，以较大者为准。
 - 在 11.3.2b) 的焊接工艺中，焊条和钎料材料规格的扩散氢量应在 H8 或更低。当焊接工艺使用保护气时，保护气的露点应不高于 -50℃ (-60°F)。焊接表面应保持干燥且消除铁锈，磨去鳞状物，取出含氢污渍，如原油、油脂、其他有机物。
 - 焊接应采用熔敷控制、焊道回火或半焊道技术。特殊的技术应在工艺评定试验中考察。
 - 气体保护焊中，焊接完成时，焊接不应低于最低预热温度，焊缝温度应高于 260℃ ± 30℃ (500°F ± 50°F) 至少 2h~4h 以排除焊接时焊缝处产生的氢气。当焊条的钎料规格的扩散氢量是 H4 时，此氢气排除处理工艺可以省去 (如 E7018-H4)。

9) 补焊完成, 温度降至环境温度后, 焊道回火补强层应和母材表面等高。

12 检测与试验

12.1 无损检测

12.1.1 总则

12.1.1.1 无损检测应遵照 API Std 650 和本节提供的所有增补要求。

12.1.1.2 应由遵照 API Std 650 和本节提供的所有增补要求评定合格人员进行无损检测。

12.1.1.3 验收准则应遵照 API Std 650 和本节提供的所有增补要求。

12.1.1.4 每一个熔敷焊和抠挖或者磨出的孔洞应在全长范围内目视检验。如果需要附加无损检测, 会在以下相关部分做出要求。

12.1.1.5 使用漏磁检测工具检验储罐底部时, 附录 F 给出相关人员和工艺的评定指导。业主和运营方应检验一些特别的变量以确保罐底的完整性。

12.1.2 罐壁开口

12.1.2.1 在下列作业后应在直接受影响的区域内进行分层的超声波检测:

- a) 在现有无补强的开口处增设补强板。
- b) 增设开孔接管。

12.1.2.2 为去除补强板焊接附着物而抠挖或者磨出的孔洞应使用磁粉或液体渗透的方法检验。

12.1.2.3 已经完工的接管颈与罐壁, 补强板与罐壁和与接管颈的连接焊缝均应用磁粉或液体渗透方法进行检测。对于未知韧性最大厚度大于 12.7mm ($\frac{1}{2}$ in) 的罐壁板或未知韧性最小罐壁设计金属温度在图 4 中曲线下部的罐壁板上的开孔接管, 要考虑进行补充检测 (如磁性荧光法检测和/或超声波检测)。

12.1.2.4 泄压装置的焊接处在泄压后与静水压试验之前, 应使用磁粉或液体渗透的方法检验。

12.1.3 修补焊缝缺陷

12.1.3.1 清除焊缝缺陷时, 切割操作造成的空隙不仅须用目视检查, 而且还须用磁粉或液体渗透方法进行检测。

12.1.3.2 已完工的修补对接焊缝应用射线照相或超声波方法检测其全部长度。

12.1.3.3 已完工的修补角焊缝应用本标准所列的适当的无损检测方法检验其全部长度。

12.1.4 罐壁临时和永久性附件

12.1.4.1 永久附件的焊缝 (不包括罐壁与罐底连接焊缝) 和清除临时附件的区域及清除焊缝突出部分的残留物, 应进行目视检查。

12.1.4.2 另外, 对于已完工的与用 API Std 650 第 IV, IV A, V 或 VI 组材料制造的罐壁上的新永久附件焊缝 (不包括罐壁与罐底连接焊缝) 和清除临时附件的区域应用磁粉方法或液体渗透方法进行检测。

12.1.5 罐壁板与罐壁板连接焊缝

12.1.5.1 罐壁板与罐壁板新的连接焊缝应用目视检查和射线照相方法进行检测 (见 12.2)。另外, 对于厚度超过 25.4mm (1in) 的罐壁板, 根部焊道和最后焊道 (每侧) 背面的清根表面应用磁粉或液体渗透方法检测其全部长度。

12.1.5.2 新的罐壁板材料与新的罐壁板材料的连接焊缝只需要遵照 API Std 650 用射线照相方法进行检测。

12.1.6 罐壁与罐底连接焊缝

12.1.6.1 罐壁与罐底新的连接接头应用直角真空箱和溶液涂膜,或使用轻柴油检测其全部长度。另外,第一个焊道应使用轻柴油涂在其背面进行检测。轻柴油至少停留 4h (最好隔夜),然后检查焊缝的“虹吸”作用。在焊缝完工以前应清除柴油。

12.1.6.2 作为 12.1.6.1 的备选方案,对于罐壁内侧和外侧的初始焊道,应清除焊缝表面熔渣和非金属。另外,内侧和外侧的填角焊或部分焊透焊缝焊接完工后,应通过在内外侧和焊缝间施加 103.4kPa (15psi) 的大气压力和在两个焊缝上使用溶液涂膜,对焊缝进行试验。为确保大气压力施加在焊缝的所有部分,应通过在一点或多点焊接,在内外侧和焊缝间的环形通道上形成一个密封隔断。此外,应在与隔断相邻处焊接一个在焊缝间传送气体的小管接头(每一端都应焊接)。试验时,气源应连接在管接头的一端,压力表连接在管接头的另一端。

12.1.6.3 焊接补板下罐壁与罐底现有连接焊缝的全长应用目视和磁粉或液体渗透方法进行检测。在安置修理板前,对焊接补板每一侧外另外 152.4mm (6in) 长的罐壁与罐底接缝,应同样进行检测,以确保焊缝的完整性和确认焊缝不存在裂纹。

12.1.7 罐底

12.1.7.1 油罐罐底焊接完工后,应对罐底板及其上新焊缝全长上的潜在缺陷和泄漏进行目视检查。应特别注意以下区域,如排水槽、压痕、孔洞、三板搭接、罐底板破裂、电弧烧伤、清除临时附件区域、焊接引起的烧穿。API Std 650 中 8.5 规定了目视检查验收和修理准则。另外,所有新焊缝(包括将补板连接到罐底的焊缝)、经焊接修复的罐底板区域和内部检验过程中发现有缺陷的焊缝的修复,应用 API Std 650 中 7.3.3 的方法之一进行检验。渗漏区域应用打磨和重焊(如果需要)进行修理,修理区域应重新试验。

12.1.7.2 除 12.1.7.1 的要求外,关键区域(定义见 3.10)内的焊接补板焊缝的根部焊道和最后焊道应进行目视检查和用磁粉或液体渗透方法检测其全部长度。

12.1.7.3 除 12.1.7.1 的要求外,经焊接修复的罐底板区域应用磁粉或液体渗透方法进行检测。另外,修复区域还应使用真空箱和溶液或示踪气体和探测器进行检验。

12.1.8 罐壁板

12.1.8.1 用焊接金属填充修理罐壁板

需要用焊接修理的罐壁板区域,应进行目视检查。另外,焊接修理的罐壁板区域应用磁粉方法(或液体渗透方法)进行检测。

12.1.8.2 用搭焊补板修理罐壁板

新搭焊罐壁补板的连接焊缝应用磁粉或液体渗透方法进行目视检查。

12.1.9 罐顶

焊接的罐顶接头和修补应遵照 API Std 650 中 7.3.2.2 和 7.3.7 进行检测。

12.1.10 钢质浮顶的修复工作

修复完成后:

- a) 用目视检验浮顶的上下面。
- b) 用空气渗漏法、真空箱法、油渗透法、追踪气体法或者其他无损检验法（见附录 E）检验。作为 b) 的备用方法，对修复的浮顶进行一次浮力测试。无损检验的检验程序和验收标准按照 12.1 执行。

12.2 射线照相

12.2.1 射线照相的数量和部位

射线照相的数量和部位应符合 API Std 650 和下述补充要求。

12.2.1.1 在垂直接头处：

- a) 除 API Std 650 对新建油罐要求拍射线照片外，新罐壁板上的新更换罐壁板，不需要拍射线照片。
- b) 现有罐壁板上的新更换罐壁板，每个接头应额外拍一张射线照片。
- c) 现有罐壁板修补后的接头，每个接头应额外拍一张射线照片。

12.2.1.2 在水平接头处：

- a) 除 API Std 650 对新建油罐要求拍射线照片外，新罐壁板上的新更换罐壁板，不需要拍射线照片。
- b) 现有罐壁板上的新更换罐壁板，每 15.2m (50ft) 长垂直接头应额外拍一张射线照片。
- c) 现有罐壁板修补后的接头，每 15.2m (50ft) 长水平接头应额外拍一张射线照片。

12.2.1.3 在垂直和水平接头的交叉点处：

- a) 除 API Std 650 对新建油罐要求拍射线照片外，新罐壁板上的新更换罐壁板，不需要拍射线照片。
- b) 现有罐壁板上的新更换罐壁板，每个交点处应拍一张射线照片。
- c) 现有罐壁板的所有修补后的交点都应拍射线照片。

12.2.1.4 翻建油罐时，每条环形边缘板对接接头应按照 API Std 650 的规定拍射线照片。

12.2.1.5 翻建油罐时，对所有新焊缝和现有接缝接合点的 25% 需要用射线照相检验。业主/操作者应在征得承包人同意的情况下，确定需要进一步检验和修理的范围。任何对现有焊缝的进一步检验或修理将由业主/操作者和油罐翻建承包人签订合同。

12.2.1.6 新、更换的罐壁板和入孔板焊缝应拍射线照片。修补焊缝和现有焊缝的交点应拍射线照片。如果发现缺陷，应在修补焊缝的全部拍射线照片。

12.2.1.6.1 对于圆形更换板，至少应拍一张射线照片，无论其壁厚是多少。当圆形更换板位于壁板上且壁厚大于 1in，则其所有焊缝应进行射线拍照。

12.2.1.6.2 正方形或长方形更换板的垂直接头及水平接头至少应拍一张射线照片，每个角度各拍一张射线照片。当正方形或长方形更换板位于壁板上且壁厚大于 1in，则其所有垂直接头应进行射线拍照。

12.2.1.7 每张射线照片的最小判断长度为 152.4mm (6in)。

12.2.1.8 对于用嵌板装配（见 9.8.6）的开口，嵌板与罐壁板之间的对接焊缝应全部拍射线照片。

12.2.2 现有罐壁板与罐壁板连接焊缝的验收标准

如果新的和旧的焊缝交点处的射线照片用现行标准判为不合格焊缝时，现有焊缝可以按照建造时的原始标准进行评定。

12.2.3 射线照片的标记和标识

12.2.3.1 每张照片应注明施焊焊工的标识。注明焊缝部位、焊缝号、射线照片号、焊工标识和每条

焊缝的等级的焊缝图是本准则的另外一项验收要求。

12.2.3.2 返修的射线照片和返修射线照片的记录应标记字母“R”。

12.3 水压试验

12.3.1 要求水压试验时

下列情况下应进行全载荷水压试验（保压 24h）：

- a) 翻建的油罐。
- b) 除 12.3.2 规定的材料、设计和建造特点适当结合而免试的以外，其余任何经过重大修补或重大改建的油罐（见 3.18）。
- c) 工程评价表明由于工况严格程度增加需要水压试验的油罐。工况严格程度增加如增加操作压力（如储存更高相对密度的油品）、降低操作温度（见图 4）和使用已经损坏的油罐。

12.3.2 不要求水压试验时

12.3.2.1 总则

凡符合本条 a) 和 b) 及满足 12.3.2.2 的任何重大修补和重大改建都不要求全载荷水压试验。

- a) 12.3.2.3~12.3.2.6 中相应部位或其一。
- b) 12.3.2.7 工况适应性评价。

12.3.2.2 审查/审批/授权的要求

应满足：

- a) 修复的储罐应按 API Std 650 由具有储罐设计经验的工程师审查。免除充水试验需经工程师同意。
- b) 储罐的业主/操作者应书面同意免除充水试验。

12.3.2.3 罐壁修理

12.3.2.3.1 对于现有金属的焊接，根据现有材料化学（包括强度）要求制定合格的焊接程序。焊接程序应符合现有或类似材料的要求，应包括冲击试验。冲击试验要求应遵照 API Std 650 中 9.2.2 的相应部分，并应在修理程序中作出规定。

12.3.2.3.2 用于修理的新材料应满足 API Std 650 最新版本的要求。

12.3.2.3.3 修理区域现有油罐的材料至少应满足以下要求之一：

- a) API Std 650 的要求（第 7 版本或更新版本）。
- b) 在图 4 中“安全使用”区域内。
- c) 修理区域的应力应不超过 48.27kPa (7000lbf/in²)。极限应力应按下式计算：

$$S = \frac{2.6HDG}{t}$$

式中：

S ——罐壁应力，lbf/in²；

H ——在修理或改建罐底上部的油罐储油高度，ft；

t ——所关注区域的罐壁厚度，in；

D ——油罐平均直径，ft；

G ——油品的相对密度。

12.3.2.3.4 新的垂直和水平罐壁对接焊缝应是全焊透和全熔合的。

12.3.2.3.5 根部焊道和最后焊道检测应符合 12.1.5。另外，完工的焊缝应全部拍射线照片。

12.3.2.3.6 补强板与接管颈之间和接管颈与罐壁之间的焊缝应是全焊透和全熔合的。接管连接焊缝的根部焊道应清根，并用磁粉或液体渗透方法进行检测。完工的焊缝应用超声波方法检测。无损检测的检验和验收准则应按照 12.1。

12.3.2.3.7 罐壁与罐底连接焊缝按 12.3.2.5 执行。

12.3.2.3.8 若入孔板延伸至或与罐底与罐壁接缝相交，则入孔板应符合本标准对罐壁板的组装要求。

12.3.2.4 关键区域内的罐底修理

12.3.2.4.1 关键区域（见 3.10）内的环形圈板或罐底板的修理应按照以下要求：

- a) 满足 12.3.2.3.1~12.3.2.3.3 的要求。
- b) 焊接前进行目视检查，根部焊道和最后焊道完工后用目视和磁粉或液体渗透方法进行检测。环形板对接焊缝的最后焊道完工后应用超声波方法进行检测。无损检测的检验和验收准则应按照 12.1。

12.3.2.5 罐壁与罐底连接焊缝的修补

12.3.2.5.1 罐壁与环形板或罐壁与罐底板连接焊缝的修补应满足以下要求之一：

- a) 只要更换焊缝满足 API Std 650 中 5.1.5.7 的尺寸要求，且更换部分不超过需要修补焊缝横截面积的 50%，可以清除和更换部分焊缝。
- b) 罐壁一侧的焊缝可以完全清除并更换一个长度不超过 304.8mm（12in）的焊缝。更换超过所需焊缝横截面积 50% 的罐壁与罐底连接焊缝修补（包括罐壁另一侧的修补），相互距离不应接近 304.8mm（12in）。

12.3.2.5.2 在焊接前，根部焊道和最后焊道完工后，应用目视和磁粉或液体渗透方法对修补进行检测。无损检查的检验和验收准则应按照 12.1。

12.3.2.6 罐壁的轻微抬高

12.3.2.6.1 油罐罐壁和关键区域材料应满足 12.3.2.3.3 的要求之一。

12.3.2.6.2 当对局部罐壁的提升修理免除水压试验时，应考虑所有相关因素，包括（但不限于）所需抬高的数值、材料、韧性、质量控制、修理前后的检测、材料温度、将来的基础稳定性、抬高技术（包括控制和措施）。应仔细考虑抬高可能导致的潜在应力和损坏。

12.3.2.7 工况适应性评价

在已确定的原理和常用作法的基础上，业主/操作者可以利用工况的适应性或其他适当的评价方法，对修理的油罐不必进行水压试验。本标准不包含进行其他分析的程序和验收准则。应由设计油罐和对所使用的评价方法有经验的工程师进行这种评价。

12.3.3 不要求静水压试验的其他情况

12.3.3.1 总则

由于不涉及重大修复或重大更换，所以 12.3.3.2 和 12.3.3.3 的情况不要求静水压试验。

12.3.3.2 浮顶的修复或更换

不要求静水压试验。

12.3.3.3 罐底非关键部位的修复或更换

当新板的地基在批准的检验中证实为合格或翻建合格或满足以下条件中的一个，则储罐罐底部分区域（或长方形板，或底板的一大块甚至任何形状）的更换可不做静压试验：

- a) 有环圈的储罐，环圈和环圈（实体基础或同等材料）支撑的区域保持完整。
- b) 没有环圈的储罐，罐底的修复和更换未引起临界区域内原油罐底上的焊接，且在临界区域内罐壁和罐底支承保持完整。

12.4 渗漏试验

罐壁开口新焊的或改建的补强板应按照 API Std 650 进行空气渗漏试验。

12.5 测量水压试验期间的沉降

12.5.1 初始测量

12.5.1.1 预料可能产生基础沉降的地方，油罐经过水压试验后应校核基础沉降量。

12.5.1.2 利用沿着圆周均匀分布，数量为 N 的罐底板设计标高测量点，测量空罐时油罐的初始沉降量，如下式所示：

$$N = \frac{D}{10}$$

式中：

N ——沉降测量点的最低要求数值，不得少于 8 点，所有分数值应向上圆整到较高整数，沉降测量点之间的最大间距为 9.8m (32ft)；

D ——油罐直径，ft。

12.5.1.3 12.5.1.2 中的油罐沉降量应按照附录 B 进行验收评定。

12.5.2 水压试验期间的测量

充水期间和水量达到 100% 试验水位时都应测量沉降量。超过附录 B 规定的沉降量时，应停止试验并对基础进行研究和（或）修理。

13 标记和记录保管

13.1 铭牌

13.1.1 按照本标准翻建的油罐应用类似图 13 所示的耐腐蚀金属铭牌作标志。铭牌板上应凸印、雕刻或压印出高度不小于 4mm ($\frac{3}{16}$ in) 的字母和数字表示出以下内容：

- a) 翻建标准 API Std 653。
- b) 版次和修订号。
- c) 完成翻建的年代。
- d) 原始采用标准和原始建造年代（如果已知的话）。
- e) 公称直径。
- f) 公称罐壁高度。
- g) 设计相对密度。
- h) 最高允许操作液位高度。
- i) 翻建承包者的名称和指定的系列号或合同号。

- j) 业主/操作者的油罐号。
- k) 每层罐壁板的罐壁材料。
- l) 最高操作温度。
- m) 每层罐壁板采用的计算许用应力。

| | | | |
|-------------------------------|------------|------------|--------------|
| 翻建依照标准是 API Std 653 的版本 _____ | | | |
| 翻建单位 _____ | | | |
| _____ | | 原始标准 _____ | |
| _____ | | 油罐编号 _____ | |
| 竣工日期 _____ | 直径 _____ | | 高度 _____ |
| 序列号 _____ | 相对密度 _____ | | _____ |
| _____ | | 设计压力 _____ | |
| 罐壁层 _____ | 许用应力 _____ | 材料 _____ | 原始建造日期 _____ |
| _____ | _____ | _____ | 翻建时间 _____ |
| _____ | _____ | _____ | 最高液位高度 _____ |
| _____ | _____ | _____ | 容量 _____ |
| _____ | _____ | _____ | 最高操作温度 _____ |

图 13 铭牌

13.1.2 新的铭牌应装配在靠近现有铭牌（如果有的话）的油罐罐壁上。现有铭牌应保留在油罐上。铭牌应按照 API Std 650 的要求装配。

13.2 记录保管

当油罐是按照本标准进行评定、修理、改建或翻建时，下列文件（根据适用性）应作为业主/操作者油罐记录的一部分（见 6.8）。

13.2.1 计算包括：

- a) 部件完整性评定，包括脆性断裂考虑（见第 5 章）。
- b) 重新定级（包括液位）。
- c) 修理和改建的考虑。

13.2.2 建造和修理的图纸。

13.2.3 补充的保证数据，包括（但不限于）下列内容：

- a) 检验（包括厚度）。
- b) 材料试验报告/合格证。
- c) 试验。
- d) 射线照片（射线照片至少应保存一年）。
- e) 脆性断裂的考虑。
- f) 原始油罐建造资料（日期、原始标准等）。
- g) 地点和标志（业主/操作者号码、序列号）。
- h) 油罐的说明（直径、高度、工况）。
- i) 设计条件（液位、相对密度、许用应力、异常设计载荷等）。
- j) 每层罐壁材料和厚度。
- k) 油罐周围标高。
- l) 建造竣工记录。
- m) 无需静水压试验的根据。

13.3 合格证书

按照本标准翻建的油罐应要求具备本标准完成翻建的文件和设计、翻建、检验和试验的合格证书。合格证书应包括如图 14 所示的设计和（或）翻建的内容（根据适用性）。

按照 API Std 653 翻建的油罐的合格证书

我们据此证明在_____的翻建油罐，描述如下：

地点

| 序列号 | 业主号码 | 高度 | 容量 | 浮顶或固定顶 |
|--|------|----|----|--------|
| 按照 API Std 653 第_____版本，第_____修订版，出版日期是_____的所有适用要求进行建造、检验和试验（包括由翻建单位提供的所有材料）。 | | | | |

翻建单位

授权代表

日期

按照 API Std 653 设计的油罐的合格证书

我们据此证明在_____的翻建油罐，描述如下：

地点

| 序列号 | 业主号码 | 高度 | 容量 | 浮顶或固定顶 |
|--|------|----|----|--------|
| 按照 API Std 653 第_____版本，第_____修订版，出版日期是_____的所有适用要求进行建造、检验和试验（包括由翻建单位提供的所有材料）。 | | | | |

翻建单位

授权代表

日期

图 14 合格证书格式

附 录 A
(资料性附录)

旧版本 API 焊接储罐标准背景资料

1936 年 API 被授权出版焊接钢制储油罐的标准 API Std 12C 《焊接储油罐》。1936—1958 年之间, API Std 12C 共出版 15 个版本和 7 个补编版。API Std 12C 被 API Std 650 《焊接钢制储油罐》所代替; API Std 650 已经出版 11 个版本和 19 个补编版或修订版。API Std 650 现行的版本是第 11 版, 2008 年 11 月出版。

表 A. 1 列出 API Std 12C 和 API Std 650 的各版本、补遗版和修订版的目录。

表 A. 1 API Std 650 版本及其初期版本 API Std 12C

| API Std 12C | | API Std 650 | |
|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 版本 | 日期 | 版本 | 日期 |
| 1 | 1936 年 7 月 | 1 | 1961 年 12 月 |
| 2 | 1937 年 10 月 | 补编 | 1963 年 |
| 补编 1 | 1938 年 4 月 | 2 | 1964 年 4 月 |
| 补编 2 | 1938 年 9 月 | 3 | 1966 年 7 月 |
| 补编 3 | 1939 年 4 月 | 补编 1 | 1967 年 12 月 |
| 3 | 1940 年 4 月 | 4 | 1970 年 6 月 |
| 4 | 1941 年 3 月 | 补编 1 | 1971 年 4 月 |
| 5 | 1942 年 5 月 | 5 | 1973 年 7 月 |
| 6 | 1944 年 8 月 | 补编 1 | 1973 年 10 月 |
| 7 | 1946 年 8 月 | 补编 2 | 1974 年 4 月 |
| 补编 1 | 1947 年 9 月 | 补编 3 | 1975 年 3 月 |
| 8 | 1948 年 9 月 | 6 | 1977 年 4 月 |
| 补编 1 | 1949 年 12 月 | 修订 1 | 1978 年 5 月 |
| 9 | 1950 年 10 月 | 修订 2 | 1978 年 12 月 |
| 10 | 1951 年 9 月 | 修订 3 | 1979 年 10 月 |
| 11 | 1952 年 9 月 | 7 | 1980 年 11 月 |
| 补编 1 | 1953 年 9 月 | 修订 1 | 1984 年 2 月 |
| 12 | 1954 年 10 月 | 8 | 1988 年 11 月 |
| 13 | 1955 年 9 月 | 9 | 1993 年 7 月 |
| 补编 1 | 1956 年 10 月 | 附录 1 | 1994 年 12 月 |
| 14 | 1957 年 10 月 | 附录 2 | 1995 年 12 月 |

表 A.1 (续)

| API Std 12C | | API Std 650 | |
|-------------|--------|-------------|-------------|
| 版本 | 日期 | 版本 | 日期 |
| 15 | 1958 年 | 附录 3 | 1996 年 12 月 |
| | | 附录 4 | 1997 年 12 月 |
| | | 10 | 1998 年 11 月 |
| | | 附录 1 | 2000 年 3 月 |
| | | 附录 2 | 2001 年 11 月 |
| | | 附录 3 | 2003 年 8 月 |
| | | 附录 4 | 2005 年 12 月 |
| | | 11 | 2007 年 6 月 |
| | | 附录 1 | 2008 年 11 月 |

附录 B
(规范性附录)
储罐罐底沉降的评定

B.1 引言

B.1.1 在确定土壤沉降对储油罐的影响时，普通作法是监测油罐罐底的沉降量。在大多数情况下，这样的监测程序是从建造期间开始到水压试验和操作期间。操作期间，宜根据土壤沉降预期量安排计划周期测量沉降量。对于没有初始沉降数据的现有油罐，沉降监测的程序宜根据先前工作历史确定。

B.1.2 无论何时如果认为沉降过量时，应将油罐放空和找平。大容量油罐的找平是很费钱的并非难以实现。因此，决心找平一座油罐是一件关系重大的事情，并且在很大程度上取决于监测沉降数据的正确解释、研究和评定。

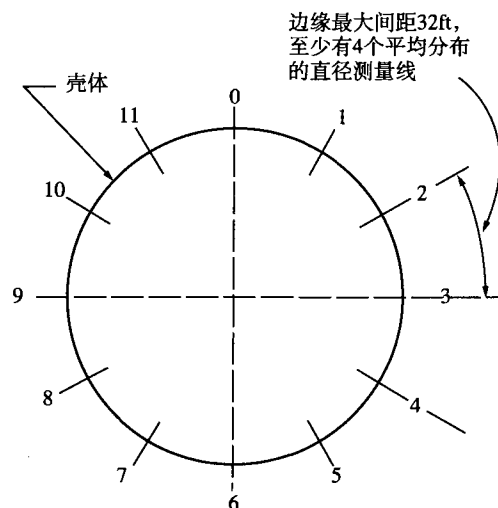
B.1.3 用于整治油罐罐壁和罐底沉降的手段有罐底板的局部修理、油罐周边的局部找平、油罐罐底的整体找平等技术。油罐整体找平会引起油罐罐壁和罐底同时整体提升，这会导致结构内的高局部应力和整体失稳。所以，当选择整治沉降问题技术时宜首先避免油罐罐壁和罐底整体提升的方法。如果下决心采用同时整体提升油罐罐壁和罐底方案时，宜由对这项技术有经验的人员来承担。

B.2 沉降的类型

B.2.1 标高测量

储罐沉降测量应由在测量上具有丰富经验的人员完成，应使用能精确确定沉降差值的设备。

典型的储罐沉降由罐壁和底板的沉降组成。记录储罐四周和正下方的高程可以反应沉降。图 B.1 和图 B.2 展示了罐壁和底板沉降测量的最低推荐位置。此测量获得的数据应用来评估储罐结构。附加更多沉降读数可以更好地确定底部局部沉降或边缘沉降，或用于改进罐壁和底部沉降评估。沉降测量位置应在此后的沉降测量中重复使用。



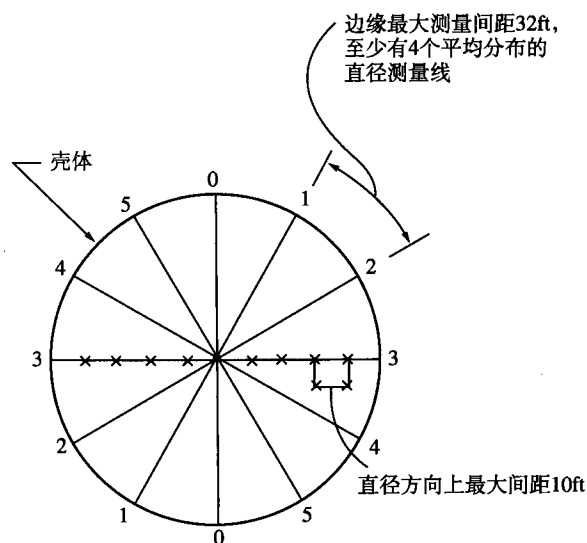
注 1：至少有 8 个沉降测量点。周围沉降测量点的最大间距是 32ft。

注 2：测量点应沿罐壁平均分布。确定采集点数量的方法见 12.5.1.2。

图 B.1 罐壁沉降的测量 (外部)

当罐底边缘板外露部分变形或腐蚀时，在罐底大角焊缝附近采集的沉降数据可能导致测量评估中的重大误差。修复或更换的底板或新安装的底板可能不平行于罐底板安装。在一些情况下，通过测量第一二层之间焊接处的高程可获得更可靠准确的结果。

仔细测量底部和边缘沉降并考虑以下情况：当罐底未接触罐底的土地或基础时，测量可能过高或过低地估计边缘或底部沉降。如果测量沉降接近最大允许值，考虑将罐底贴于地面再次测量，比如站在上面，或者在罐底紧贴于土地的区域附加多次测量。



注：确定采集点数量的方法见 12.5.1.2。

图 B.2 油罐停工时罐底沉降的测量（内部）

B.2.2 罐壁沉降评定

油罐的沉降要考虑下列三个沉降分量中的一个或综合的影响。

B.2.2.1 均匀沉降：这个分量常常是根据充分准确的土壤试验预先断定的。这个量随土壤性质而变化。油罐的均匀沉降不会导致油罐结构内部的应力变化。当然，管线、油罐接管和连接件应给予充分的考虑以防止由于这类沉降而产生的问题。

B.2.2.2 油罐的刚性体倾斜（平面的倾斜）：这个分量使油罐在倾斜平面上翻转。倾斜引起液位升高，从而增大油罐罐壁内的环向应力。而且过量倾斜会产生浮顶周向密封的约束和妨碍浮顶移动。这种类型的沉降能够影响到已经与管线连接的油罐接管。图 B.3 表示的是刚性体倾斜以后油罐罐壁的沉降位置，相对于它的水平平面，原始位置可以用余弦曲线或正弦曲线来表示。

B.2.2.3 非平面沉降（不均匀沉降）：由于油罐是个颇为柔性的结构，油罐罐壁非平面沉降的可能性是很大的，从而导致油罐罐壁内的附加应力。罐底边缘处的非平面沉降会导致油罐顶部不圆。就浮顶油罐来说，形成的椭圆会妨碍浮顶的正常功能，在这种情况下就需找平。而且这种沉降会造成油罐罐壁出现扁平现象。这种类型的沉降会损坏与管线连接的油罐接管。

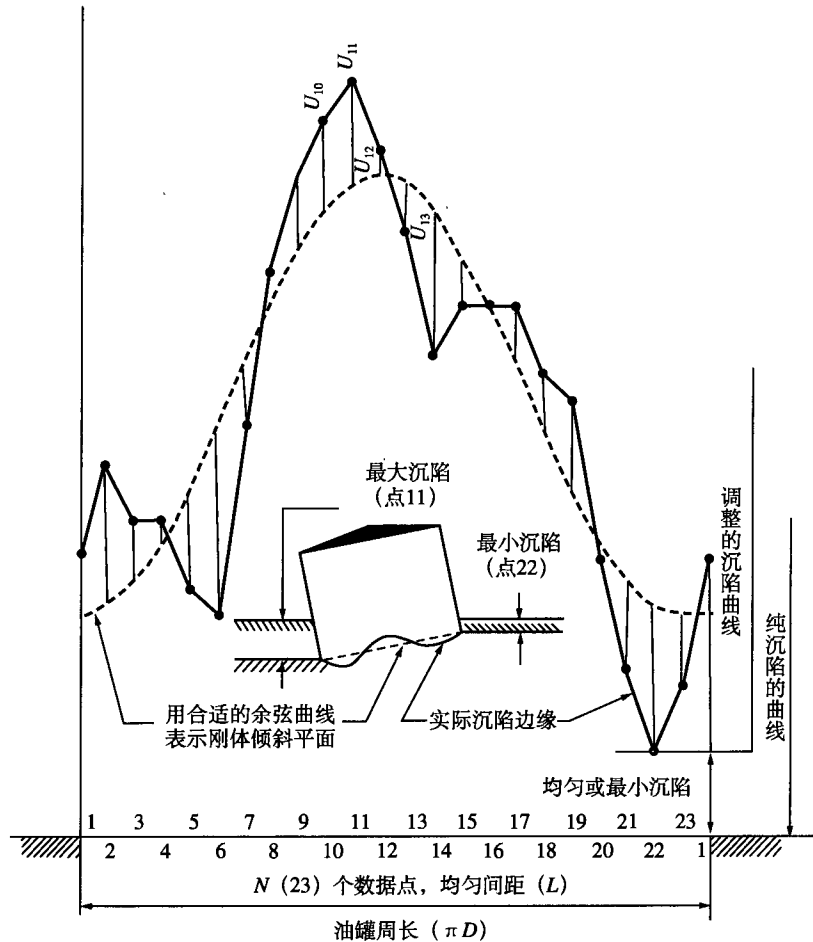
B.2.2.4 油罐均匀沉降和刚性倾斜可以产生的问题如上所述，为了确保罐壁和罐底的结构完整性，非平面沉降应作为重要分量来确定和评定。根据这个原则，通常的途径是确定油罐圆周上每个数据点的均匀沉降和刚性体倾斜（如果有的话）分量的数值。一旦这样执行，那么刚性体平面就成为测量非平面沉降数值的重要基准。

说明油罐罐壁沉降分量影响的曲线图如图 B.3 所示。这种沉降曲线图是按照下列各项绘制的：

- 实际边缘沉降（多数情况下是不规则的）是以油罐整个圆周各点作为横坐标绘制的。
- 横坐标和这个曲线的最低点（点 22）之间的垂直距离是最小沉降量，称为均匀沉降分量。通过这个点平行于横坐标的线作为沉降测量的新的基础或基准线，称为“校准沉降”。

- c) 刚性体沉降的平面是由实际边缘沉降的最大值和最小值之间的“最佳余弦曲线”来表示的。最简单的方法是徒手绘制，可类似试算法那样将全部数据绘成贴合的最佳余弦曲线。较好的方法是应用计算机的数学和图解性能。
- d) 不规则曲线和余弦曲线之间的垂直距离代表非平面沉降的数值（数据点 i 处为 U_i ）。
- e) 通常使用和可接受的方法是使用计算机解出常数 a 、 b 和 c ，作出下式的最佳余弦曲线：

$$Elev_{pred} = a + b \cdot \cos(\theta + c)$$



i 点非平面偏离量是 $S_i = U_i - (\frac{1}{2}U_{i-1} + \frac{1}{2}U_{i+1})$ ，如

$$S_{11} = U_{11} - (\frac{1}{2}U_{10} + \frac{1}{2}U_{12})$$

式中：

U_i —— i 点的水平沉降量，余弦曲线以上为正，以下为负，如 $U_{11} = (+)$ ， $U_{13} = (-)$ ；

N ——沉降测量点的最低要求数值，不得少于 8 点，所有分数值应向上圆整到较高整数，沉降测量点之间的最大间距为 9.8m (32ft)。

图 B.3 B.2.2.4 中罐壁沉降的图像表示

式中， $Elev_{pred}$ 是余弦曲线上角度为 θ 时的预测高度。计算机最佳拟合余弦曲线的典型初始点是一个最小方差拟合，这里所选的 a 、 b 和 c 将测量高度与预测高度的差的平方和减到最小。只有当 R_2 的值大于或等于 0.9 时，认为最佳余弦曲线是有效的。

$$R^2 = \frac{S_{yy} - SSE}{S_{yy}}$$

式中：

S_{yy} ——平均测量高度与测量高度的差的平方和；

SSE——测量高度与预测高度的差的平方和。

要得到一个统计的有效余弦曲线，可能需要进行比图 B. 1 所示最小值更多的测量。许多情况下，非平面沉降可能集中在一个或多个区域，在预测局部非平面沉降时，最小方差拟合并不保守。这些情况下， R^2 将典型地小于 0.9，应考虑更加严格的曲线拟合步骤。另外，沉降并不意味着严格的倾斜平面，可考虑使用 B. 2. 2. 5 中的步骤。

f) 不规则曲线和最佳余弦曲线之间的垂直距离代表非平面沉降的数值（数据点 i 处为 U_i ）， S_i 是 i 点的非平面倾斜，参考图 B. 3。

注：当使用 B. 2. 2. 4e) 中所述的最佳余弦曲线时，围绕罐壁进行测量将得到更准确的余弦曲线。然而，使用 B. 3. 2. 1 所示方程的全部测量点将得到非常小的允许降量 S_{max} ，因为测量点之间的弧长 L 很小。使用所需要的尽可能多的测量点绘制最佳余弦曲线是可接受的，但在计算 S 和 S_{max} 时，可以只使用这些点的间距接近 9.1m (30ft) [最小为 2.4m (8ft)] 子集。使用的这些点应包括离最佳余弦曲线最远的点。例如，如果需要 8 个点，但有 16 个测量点，测量点之间的弧长仅为 4.6m (15ft)，计算最佳余弦曲线需要用到全部 16 个点，但计算 S 只需要用 8 个点。图 B. 3 中的方程将改为：

$$S_i = U_i - (\frac{1}{2}U_{i-2} + \frac{1}{2}U_{i+2})$$

$$S_{11} = U_{11} - (\frac{1}{2}U_9 + \frac{1}{2}U_{13})$$

B. 2. 2. 5 如果不能确定一已明确刚性倾斜平面或根据 B. 3. 2. 1 确定的最大非平面沉降已超出，则应使用本章给出的程序来代替更精确的分析或修理。

B. 2. 2. 5. 1 对于没有明确刚性倾斜平面的沉降剖面，沉降弧长 S_{arc} 和所考虑点的非平面沉降 S_i 应通过大量测量数据确定。图 B. 4 图示了不同测量术语和确定沉降弧长估量及相应的非平面沉降的程序，需要时包括测量数据的处理。

- 用储罐圆周上的点作为横坐标绘制实际沉降。
- 由绘制数据（显示沉降斜度方向的改变）上的点来确定最小和最大沉降弧长（见图 B. 4）。
- 其他沉降测量点应介于显示沉降斜度方向改变以进一步完善沉降弧长及位置的点和最大沉降量度之间。
- 步骤 c) 需要重复做，沉降弧长和最大沉降的最优估量应考虑进 B. 3. 2. 2 中给出的程序。

B. 2. 2. 5. 2 如果刚性倾斜平面的有效余弦拟合可以确定，但根据 B. 3. 2. 1 确定的最大非平面沉降被超过，则使用 B. 3. 2. 2 中的程序来评估沉降。在此情况下，见图 B. 5 关于最大沉降弧长和相应的非平面沉降的图示。

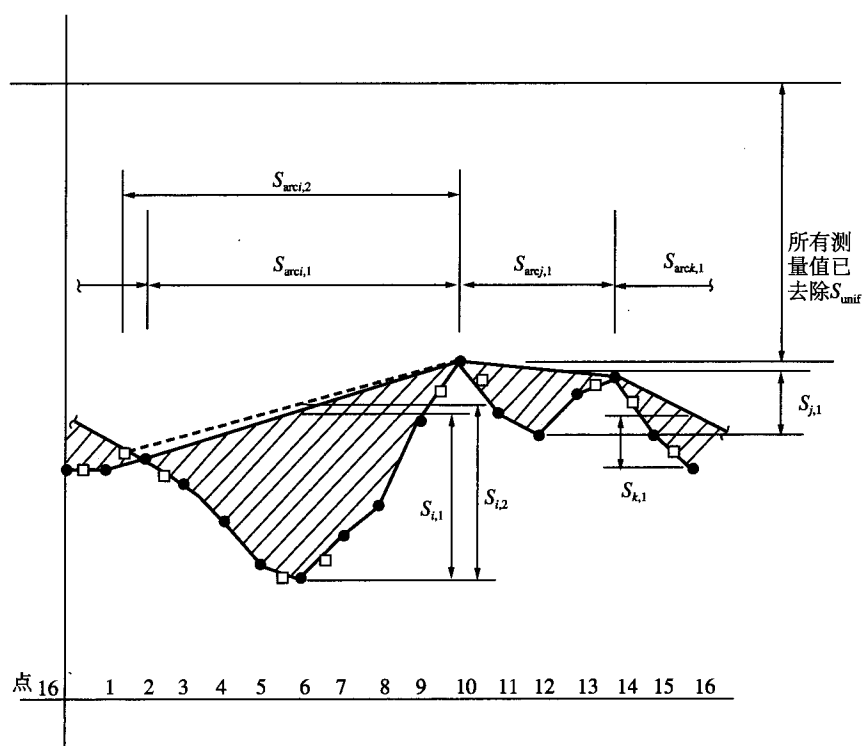
B. 2. 2. 5. 3 如果对测得的沉降曲线检查显示为储罐直径的折叠模式，则用 50% 储罐周长的沉降弧长来确定最大非平面沉降。

B. 2. 3 边缘沉降

B. 2. 3. 1 当油罐罐壁沿着周边急剧地沉降时，就会发生边缘沉降，在靠近罐壁与罐底角焊缝处产生罐底板的变形。图 B. 6 所示就是这种沉降。

B. 2. 3. 2 B. 3. 4 中给出的公式用于评定这种沉降的大小，或者可进行变形断面的严格应力分析。考虑以下因素，仔细地测量边缘沉降。

- 确定沉降起始点的位置需要进行一些判断。在未沉降的底板上放置一个直尺（如图 B. 6 所示），观察底板与直尺分离的位置将有助于确定沉降起始点。



说明:

- 原始的 16 个测量数据;
- 其他测量值使沉降弧长和最大沉降数据更完善;
- $S_{i,N}$ ——标示平面测得的最大非平面沉降, 第 N 次测量;
- $S_{arci,N}$ —— $S_{i,N}$ 相应的沉降弧长。

图 B.4 B.2.2.5 的罐壁沉降表示 (倾斜面未用最佳余弦曲线描述)

b) 如果油罐底板是锥形上升或下降, 沉降量 B 宜从未沉降底板的投影而不是从水平进行测量, 见图 B.7。

B.2.3.3 测量的沉降量 B 的定义见图 B.6。定义 B_{ew} 为在有一个本来平行 ($\pm 20^\circ$) 于罐壁的底板搭接焊缝的区域的允许沉降量。定义 B_e 为无底板焊缝或只有本来垂直 ($\pm 20^\circ$) 于罐壁的对接焊缝或搭接焊缝区域的允许沉降量。

B.2.3.4 B.3.4 提供了针对允许的边缘沉降量 B_{ew} 和 B_e 评定测量的边缘沉降量的方法。既然 B_{ew} 比 B_e 更保守, 最简单的方法是开始先针对 B_e 评定所有沉降区域的测量沉降量 B 。如果所有区域满足这个标准, 则沉降量可以接受, 不需要进一步评定。如果需要, 不同的沉降区域可以分别针对 B_{ew} 和 B_e 进行评定。对于包含与罐壁成任意角度的搭接焊缝的区域, 根据焊缝与罐壁所成的角度, 允许在 B_{ew} 和 B_e 之间使用内插法找出一个允许沉降量。

B.2.4 靠近油罐罐壁的罐底沉降

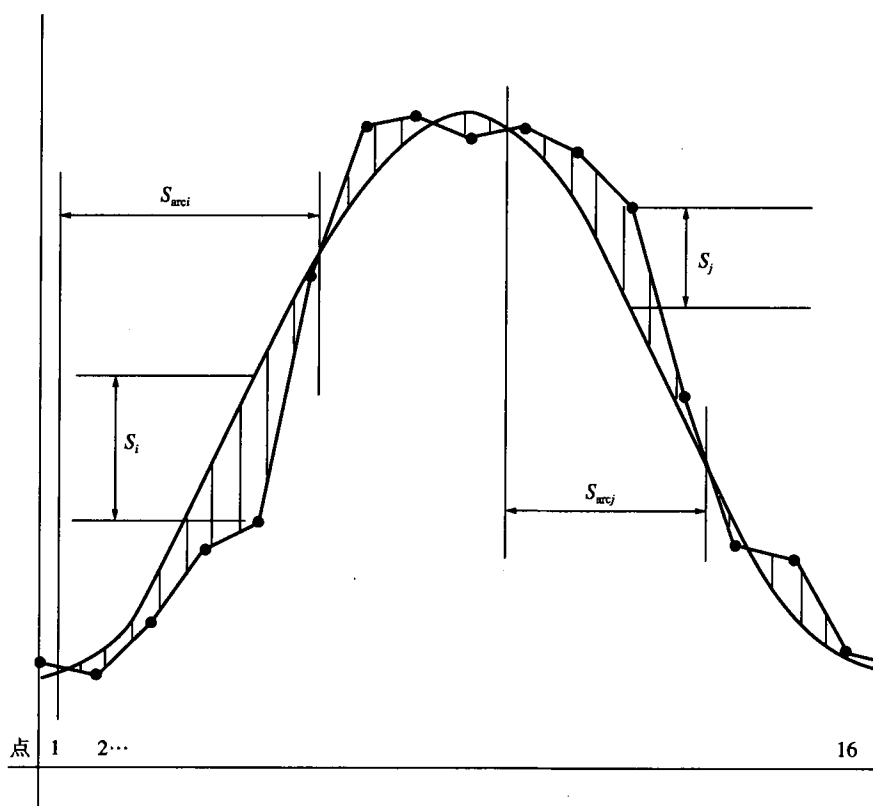
B.2.4.1 图 B.8 是靠近油罐罐壁的罐底沉降的图解。

B.2.4.2 B.3.3 中给出的公式可用于评定这种沉降的大小, 或者可进行变形断面的严格应力分析。

B.2.5 远离油罐罐壁的局部罐底沉降

B.2.5.1 在远离油罐罐壁的部位产生不规则形状的凹陷 (或凸起) (见图 B.9)。

B.2.5.2 这些局部沉降的可接受性视罐底板内局部应力、搭接焊缝的设计和質量 (单焊道或多焊道)、罐底板下面的空隙而定。B.3.3 中给出的公式可用于评定这种沉降的大小。这些极限值适用于



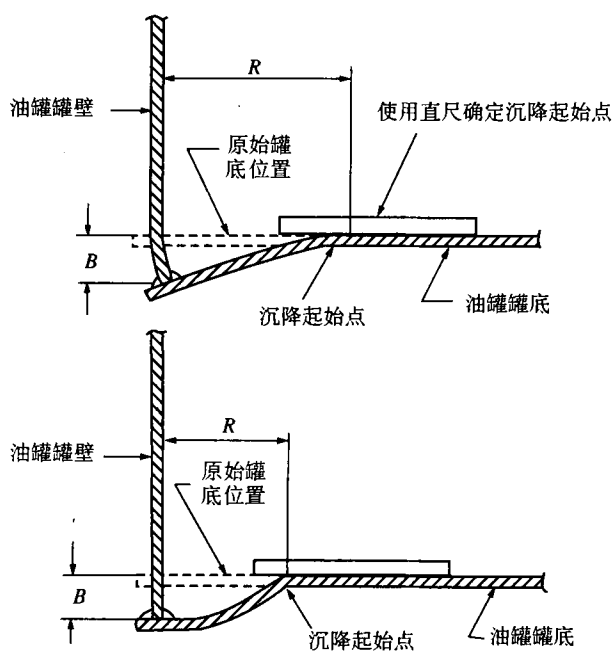
说明:

S_i ——对第 i 个弧长从倾斜面测得的最大非平面沉陷;

$S_{arc i}$ —— S_i 相应的沉陷弧长。

所有测量值已去除 S_{unif} 。

图 B.5 B.2.2.5 的罐壁沉降表示 (倾斜面采用最佳余弦曲线描述)



R —沉降区域的径向宽度; B —沉降量

图 B.6 边缘沉降

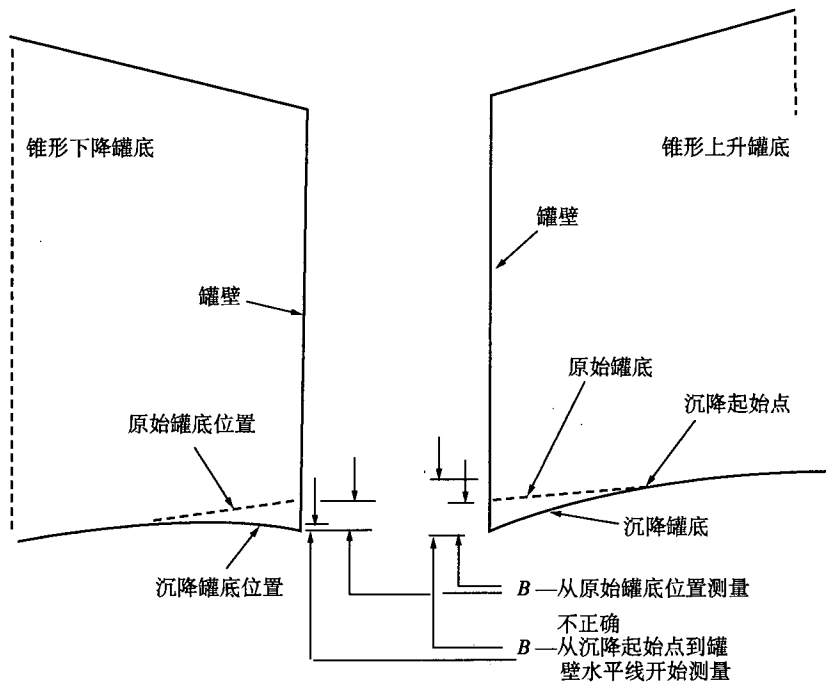
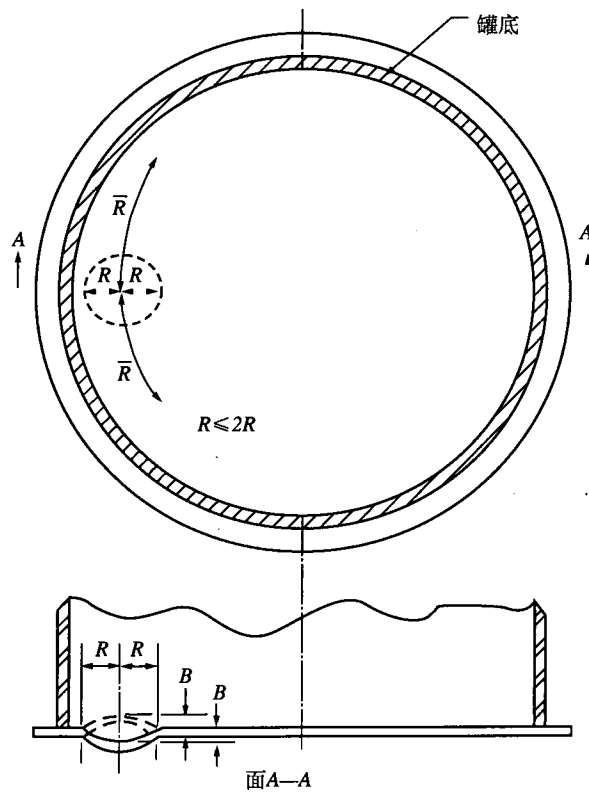


图 B.7 边缘沉降测量的校正



R —凸起或凹陷区域内接圆的半径； B —沉陷、凹陷的深度或凸起高度

图 B.8 接近罐壁处的罐底沉降

单焊道搭接接头的油罐罐底。

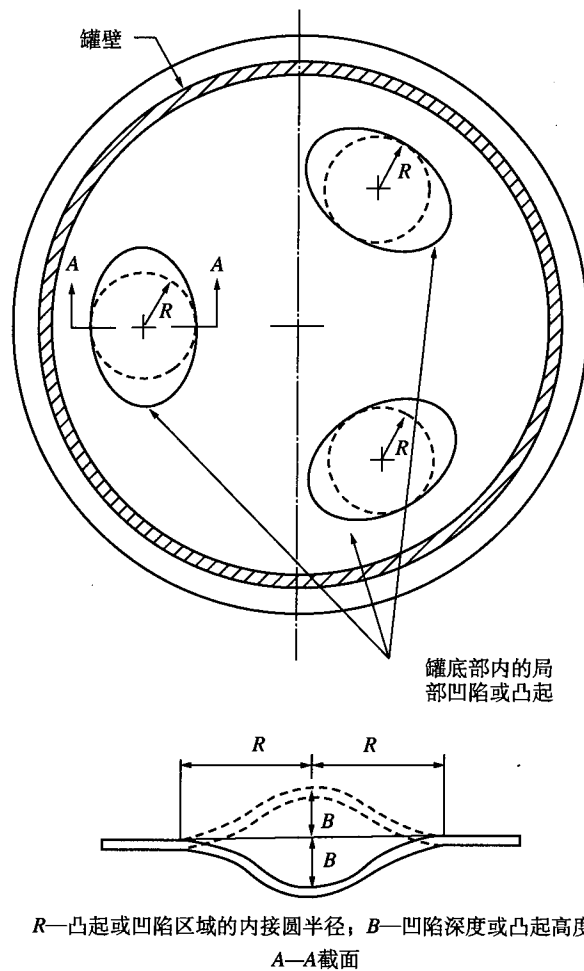


图 B.9 远离罐壁处的局部罐底的凹陷和凸起

B.3 合格沉降的确定

B.3.1 总则

对于具有使用成功历史的现有油罐来讲,比新油罐建造标准所允许的离开基础实际平面还要大的允许沉降和变形是可能的。每座油罐应根据工况条件、建造材料、土壤性质、油罐基础设计和油罐使用历史进行评定。下节所讨论的方法不是强制性的,而是最大允许沉降量的近似值。当然,经验证明如果沉降量超出下述要求,那么就需要进一步评定或修理。

B.3.2 不均匀沉降允许值

B.2.2.4 和 B.2.2.5 中所述的测量方法可确定最大不均匀沉降。最大沉降值(绝对值)应和 B.3.2.1 或 B.3.2.2 给出的允许值作比较。B.3.2.1 或 B.3.2.2 给出的允许值不考虑罐壁升高(突起)时的突变或沉降区域(低开口)罐底附近的不连续。在锥形顶储罐中,当折线接近或穿过一排一个或多个顶柱时,或接近包括罐壁和边缘沉降的组别的沉降模式,也不需要考虑折叠模式。B.3.2.2 中允许沉降值标准适用于 API Std 650 含碳钢和不锈钢储罐,直径范围符合 B.3.2.2。不均匀沉降不需满足这些条件,而应采用更严格的工程评估以确定修理的需求,见 B.3.2.4。

B.3.2.1 在使用有最佳余弦曲线方法(见 B.2.2.4 定义)的规程确定不均匀沉降时,由以下方程式给出非平面沉降允许值(见注):

$$S_{\max,ft} = \frac{L^2 \cdot Y \cdot 11}{2[(E \cdot H)]}$$

式中：

$S_{\max,ft}$ ——变形（非平面变形），ft；

L ——测量点之间弧长，ft；

Y ——屈服强度，lbf/in²；

E ——杨氏模量，lbf/in²；

H ——油罐高度，ft。

注：该公式是根据“油罐沉降的要求”，W. Allen Marr, ASCE, Jose A. Ramos 和 T. William Lambe, F. ASCE, 土木工程部的期刊，美国土木工程师学会的报告，Vol. 108, 1982年8月。

B. 3. 2. 2 在使用 B. 2. 2. 5 中的规程确定非平面沉降时，以下公式给出允许的非平面沉降值（见注）：

$$S_{\max,in} = \min \left[K \cdot S_{\text{arc}} \cdot \left(\frac{D}{H} \right) \cdot \left(\frac{Y}{E} \right), 4.0 \right]$$

| 储罐直径，ft | K，开放顶储罐 | K，固定顶储罐 |
|--------------------|---------|---------|
| $D \leq 50$ | 28.7 | 10.5 |
| $50 < D \leq 80$ | 7.8 | 5.8 |
| $80 < D \leq 120$ | 6.5 | 3.9 |
| $120 < D \leq 180$ | 4.0 | 2.3 |
| $180 < D \leq 240$ | 3.6 | 不可用 |
| $240 < D \leq 300$ | 2.4 | 不可用 |
| $300 < D$ | 不可用 | 不可用 |

式中：

$S_{\max,in}$ ——允许非平面沉降，in；

S_{arc} ——有效沉降弧长，见 B. 2. 2. 5. 1，ft；

D ——储罐直径，ft；

Y ——罐壁材料的屈服强度，lbf/in²；

E ——杨氏模量，lbf/in²；

H ——储罐高度，ft。

注：该方程式基于“非平面沉降的最终报告”，J. Andreani, N. Carr, API SCAST, 2007. 5。

B. 3. 2. 3 在有显著非平面沉降时，需要考虑储罐的运行性能。圆度改变会阻碍浮动顶的运行，同时影响内部罐顶的支承结构。对于有非平面沉降的储罐，圆度改变对实际沉降图相当敏感，因此业主会规定额外的检验或更精确的关于储罐圆度改变的评估。

B. 3. 2. 4 如果测得的非平面沉降超过 B. 3. 2. 1 或 B. 3. 2. 2 中的适用范围，需要进行更精确的评估以确定维修的需要。该评估应由有储罐沉降分析经验的工程师完成。

B. 3. 3 罐内底板沉降或凸起

测量凸起或凹陷。下列公式给出允许的凸起或凹陷：

$$B_B = 0.37R$$

式中：

B_b ——最大凸起高度或局部凹陷深度，in；
 R ——凸起区域或局部凹陷内切圆的半径，ft。

图 B. 10 即是说明这个公式的图解。

注：该公式是根据“油罐沉降的要求”，w. Allen Mart. ASCE, Jose A. Ramos 和 T. William Lambe, F. ASCE, 土木工程部的期刊，美国土木工程师学会的报告，Vol. 108, 1982 年 8 月。

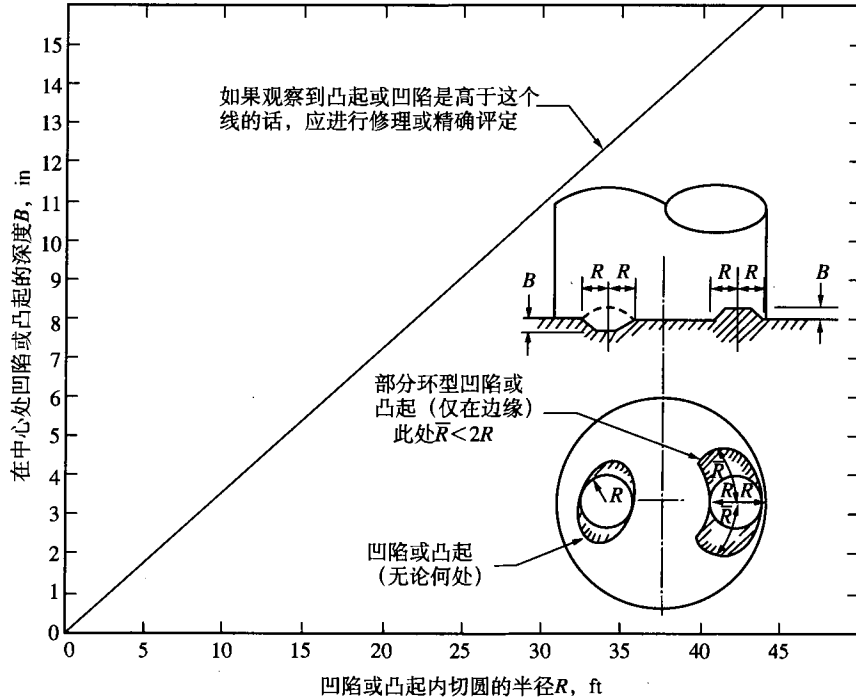


图 B. 10 单焊道焊缝的油罐局部罐底沉降极限

B. 3. 4 边缘沉降

B. 3. 4. 1 对于包含本来平行 ($\pm 20^\circ$) 于罐壁的底板搭接焊缝的区域的最大允许沉降量 B_{ew} 见图 B. 11 所示。在测量沉降量 B 超过允许沉降量 B_e 的 75% 的沉降区域，所有罐壁与罐底连接焊缝和底板焊缝宜用目视和磁粉或液体渗透方法进行检测。在油罐恢复操作前，所有缺陷宜进行修理，或进行脆性断裂和/或疲劳失效评定。

B. 3. 4. 2 对于测量沉降量 B 超过允许沉降量 B_{ew} 的 75% 的沉降区域，沉降起始区域任一面的任何 304.8mm (12in) 内的焊缝宜用目视进行检查。任何可疑区域 (见图 B. 6) 宜用磁粉或液体渗透方法进行检测。在油罐恢复操作前，所有缺陷宜进行修理，或进行脆性断裂和/或疲劳失效评定。

B. 3. 4. 3 对于无焊缝或有与罐壁径向 ($\pm 20^\circ$) 的对接焊缝或搭接焊缝的区域的最大允许沉降量 B_e 见图 B. 12 所示。在测量沉降量 B 超过允许沉降量 B_e 的 75% 的沉降区域，所有罐壁与罐底连接焊缝和底板焊缝宜用目视和磁粉或液体渗透方法进行检测。在油罐恢复操作前，所有缺陷应进行修理，或进行脆性断裂和/或疲劳失效评定。

B. 3. 4. 4 对于包含与罐壁成任意角度的搭接焊缝的区域，可以在 B_{ew} 和 B_e 之间使用内插法得出最大允许沉降量，见以下公式：

$$B_\alpha = B_e - (B_e - B_{ew}) \cdot \sin\alpha$$

式中 α 是焊缝与油罐中心线所成的角度， B_e 是所包含焊缝的角度为 α 时沉降区域的允许沉降量 (见图 B. 13)。

B. 3. 4. 5 一般而言，沉降发生得很慢，对于大多数现有油罐，认为大部分沉降出现在油罐使用的最

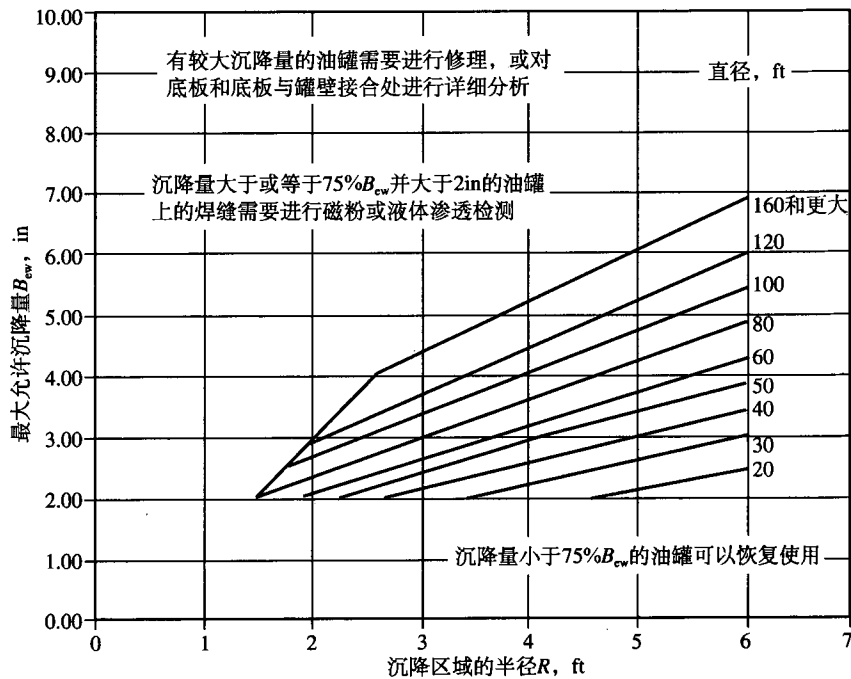


图 B.11 罐底搭接焊缝近似平行于罐壁区域的最大允许边缘沉降量

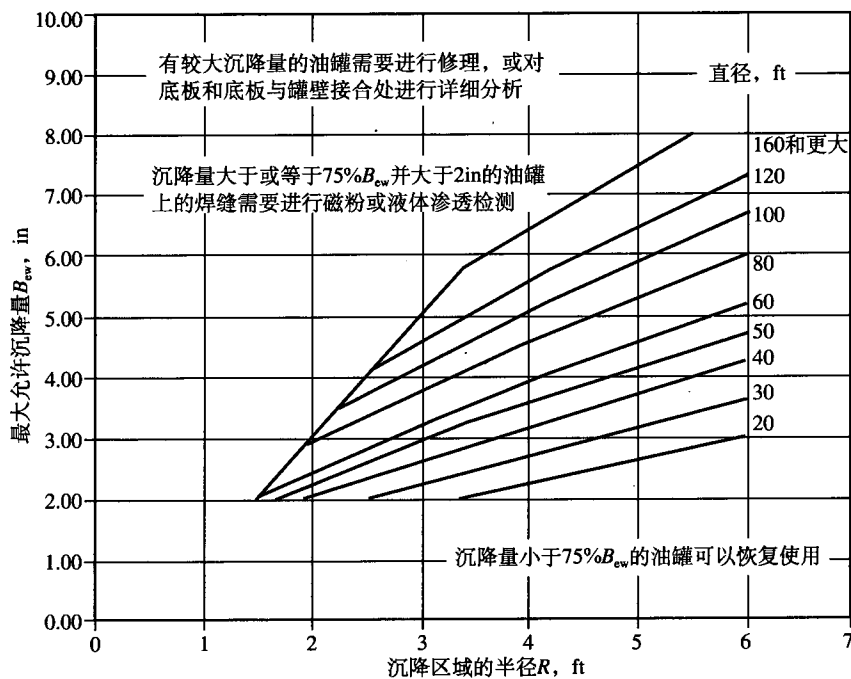


图 B.12 罐底搭接焊缝近似垂直于罐壁区域的最大允许边缘沉降量

初几年。在初次检验后, 认为将不会发生严重沉降。因此, 典型作法是将测量边缘沉降量与最大允许边缘沉降量 B_{ew} 和 B_e (不包括随后操作期间的附加沉降裕量) 作比较。注意与罐底相邻的垫层的侵蚀会可能导致局部沉降。在这种情况下, 除非对垫料进行了修理并阻止了今后侵蚀, 否则沉降将继续下去。对于预计出现沉降量明显增加的情况, 宜由评定油罐沉降有经验的工程师在下次检验时, 使用 B.3.4 的限度对预计的沉降量进行评定。这与预计会腐蚀的组件的腐蚀裕量类似。

B.3.4.6 B.2.3.1~B.2.3.5 所述的边缘沉降限度是针对典型的厚度为 6.4mm ($\frac{1}{4}$ in) 存在最少腐蚀的油罐罐底作出的。

a) 边缘沉降限度可用于厚度为 7.9mm ($\frac{5}{16}$ in) 和 9.5mm ($\frac{3}{8}$ in) 的油罐罐底, 并有合理的精

确性。

- b) 只要靠近所有焊缝的区域的厚度大于 4.8mm ($\frac{3}{16}$ in), 则边缘沉降限度可用于存在一般腐蚀的罐底, 并有合理的精确性。
- c) 如果沉降区域的所有局部狭窄区域 (与罐壁的距离比“R”更小) 的厚度小于 4.8mm ($\frac{3}{16}$ in), 直径小于 304.8mm (12in), 并且狭窄区域不包含焊缝, 则边缘沉降限度可用于存在局部腐蚀的区域, 并有合理的精确性。
- d) 认为沉降是很慢的, 在下次检验前, 预计会出现小量的附加沉降。

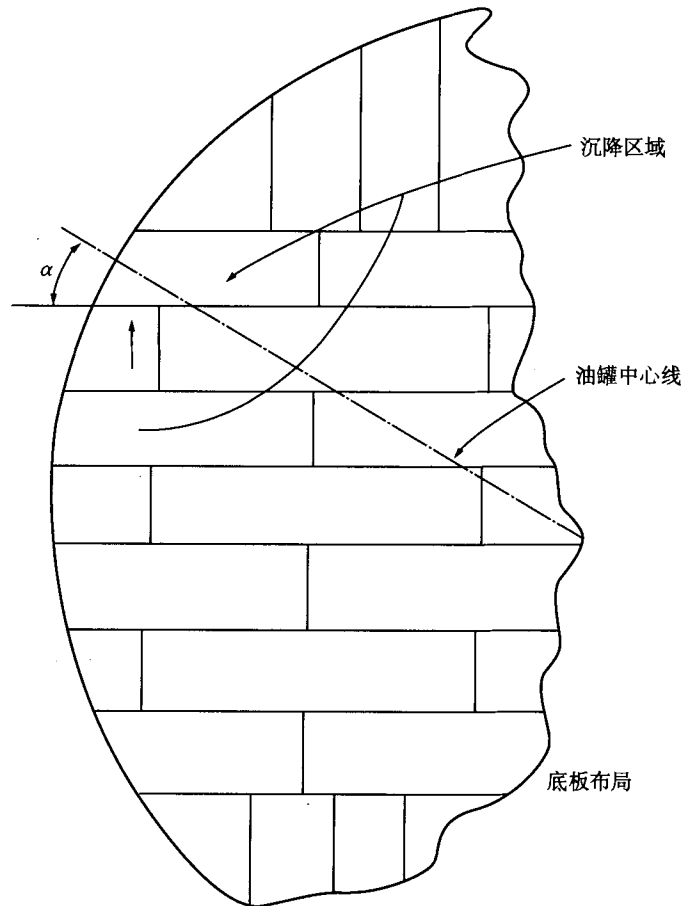


图 B.13 搭接焊缝与罐壁成任意角度的边缘沉降

B.3.4.7 边缘沉降增加罐底与罐壁连接焊缝的次应力。如果对沉降量超过 B_0 的 $\frac{1}{2}$ 的区域的罐底与罐壁连接焊缝进行了修补, 在按照 12.3 取消水压试验之前, 宜由有油罐沉降评定经验的工程师对这些附加应力进行评定。

B.4 修理

B.4.1 如果已经确定产生的沉降超过上节所规定的允许限度的话, 那么就要考虑进行修理或完成评定变形断面的严格应力分析。各种修理技术已在前面讨论过。修理上的判断宜根据对油罐使用历史的认识、先前修理、先前检验、油罐基础条件、土壤性质、建造材料和未来沉降的估算来决定, 见 9.10 提出的修理要求。

B.4.2 对于边缘沉降量超过 B.2.3.1~B.2.3.4 中给出的限度和假定值的油罐宜进行修理。任何超过可接受应变 (典型的是超过可接受应变的 2%~3%) 的板宜进行更换。油罐找平不能消除塑性应变, 因此油罐找平而不消除应变可能不是一个彻底的修理方法。高应变区域的焊缝宜被消除并重焊或

由评定油罐沉降有经验的工程师进行工况适用性评定。对导致不能接受的沉降的条件宜进行改正。根据沉降的严重性和位置，所需的修理可能包括重新筛分油罐罐底的土壤和/或修理基础。为阻止更多的沉降破坏，可能需要抬高和找平罐壁。抬高和找平通常与更换损坏的板和焊缝同时进行，如果进行修理，可以由设计油罐和评定油罐沉降有经验的工程师对沉降区域进行详细的分析，分析宜考虑主应力和次应力及脆性断裂的风险。

附 录 C
(资料性附录)
储罐检验清单

表 C.1 和表 C.2 包括表示储罐内外部检验中应考虑储罐构件和附属项目的清单样本。该资料是为业主/操作者编制任何具体储罐安装评估一览表提供指导。这些清单格式有助于检验数据的记录。

表 C.1 在役油罐检验清单

| 在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.1.1 基础 | | |
| 测量基础水平度和罐底标高 (见附录有关的测量范围) | | |
| C.1.1.1 混凝土环墙 | | |
| a) 检查破损的混凝土、剥落和裂纹, 尤其是罐壁下面用于焊接对焊环形边缘板的垫板下面 | | |
| b) 检查环墙内的排水孔、排水槽的背面和显示罐底泄漏迹象的环墙顶部表面 | | |
| c) 检查基础下面空穴和靠着油罐罐底的植被 | | |
| d) 检查从罐壁排水管排出流向油罐以外的雨水流经 | | |
| e) 检查沿油罐周边的沉降量 | | |
| C.1.1.2 沥青层 | | |
| a) 检查油罐沉降到沥青层里面的情况, 这种沉降将使雨水不会流向油罐以外, 而从这儿直接进入油罐下面 | | |
| b) 查看暴露在碎石垫层外面的渗油面积, 这表明烃泄漏 | | |
| C.1.1.3 浸油碎石或砂垫层 | | |
| 检查沉降到垫层里面的情况, 这种沉降将使雨水不会流向油罐以外, 而从这儿直接进入油罐下面 | | |
| C.1.1.4 碎石 | | |
| 钢罐底下面存在碎石通常会造成严重的背面腐蚀。当油罐停用时, 记录下补做的罐底板检验 (超声波、锤击试验或试样弯曲) | | |
| C.1.1.5 现场排水 | | |
| a) 检查流向油罐以外的排水现场及附属管线和集水井 | | |
| b) 检查排水沟操作状况 | | |
| C.1.1.6 杂务工作 | | |
| 检查废料的堆放、植被和其他易燃物的堆放 | | |
| C.1.2 罐壁 | | |
| C.1.2.1 外部目视检查 | | |
| a) 目视检查油漆破损、锈斑和腐蚀情况 | | |
| b) 清理干净罐底角焊缝区域, 检查钢板上和焊缝上的腐蚀 | | |
| c) 检查罐底与基础之间的密封情况 (如果有的话) | | |

表 C.1 (续)

| 在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.1.2.2 内部(浮顶油罐) | | |
| 目视检查沟纹、腐蚀、点蚀和涂层损坏的情况 | | |
| C.1.2.3 铆接罐壁检查 | | |
| a) 检查铆钉和接缝渗漏处的外表面 | | |
| b) 绘出局部渗漏草图或拍照片(如果罐壁擦净供油漆时,此部位会消失) | | |
| c) 检查铆钉腐蚀的损失或磨损 | | |
| d) 检查垂直接缝,看看是否已经改为全搭接角焊缝而增大了焊缝系数 | | |
| e) 如果没有现有垂直铆接接缝、尺寸的记录,需绘制对接铆接或搭接铆接的行数、铆钉尺寸、间距长度和特征的草图(或者照片) | | |
| C.1.2.4 抗风圈(浮顶油罐) | | |
| a) 检查抗风圈和栏杆腐蚀损坏的情况(油漆破损、锈斑和腐蚀产物聚集),尤其是发生在定位焊接和间断焊接处的腐蚀情况 | | |
| b) 检查支架与罐壁之间焊缝的点蚀情况,尤其是罐壁板上的情况 | | |
| c) 注意支架与罐壁是否焊有补强垫板 | | |
| C.1.3 罐壁附件 | | |
| C.1.3.1 入孔和接管 | | |
| a) 检查接管、入孔和补强板焊缝上的裂纹或渗漏痕迹 | | |
| b) 检查由于管线过量变形面造成的接管局周的罐壁板凹陷情况 | | |
| c) 检查法兰渗漏和螺栓周围渗漏情况 | | |
| d) 检查入孔和接管周围绝缘层的密封情况 | | |
| e) 校核混合器入孔上不适当的人孔法兰和盖板厚度 | | |
| C.1.3.2 油罐管线集合管 | | |
| a) 检查集合管管线、法兰和阀门的渗漏 | | |
| b) 检查阻火系统部件 | | |
| c) 校核地震时会危害油罐罐壁或罐底接头的锚固管线 | | |
| d) 校核管线对油罐的热压力消除是否适当 | | |
| e) 校核油罐清扫气系统调节器操作情况 | | |
| f) 校核取样接头的渗漏和专用阀门操作 | | |
| g) 检查温度计的损坏情况并校核温度计的精确度 | | |
| h) 检查装配在罐壁上的支撑等于或大于阀门吊架的焊缝 | | |
| C.1.3.3 自动量油系统 | | |
| a) 检查自动量油器钢带导轨和下部滑轮箱(浮动回转)渗漏情况 | | |
| b) 检查自动量油器头的损坏情况 | | |
| c) 撞击自动量油器头上的检验器,检查钢带的正确运动 | | |

表 C.1 (续)

| 在役油罐检验清单 | | |
|--|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| d) 鉴别量油器钢带导轨的尺寸和制造材料 (浮顶油罐) | | |
| e) 询问操作者油罐罐顶浮动时钢带是否会挂住 (浮顶油罐) | | |
| f) 比较实际油品液位与自动量油器上的读数 (最大误差) | | |
| g) 在浮顶油罐上, 当浮顶是在最低位置时, 校核露在钢带导轨端部的钢带是否超过 0.6m (2ft) | | |
| h) 检查板式自动量油器的清晰度和板的状况 | | |
| i) 试验标尺和浮舱运动的灵活度 | | |
| C.1.3.4 安装在罐壁上的到样平台 | | |
| a) 检查取样管线的阀门动作和管线堵塞情况, 包括排水或返回油罐的管线 | | |
| b) 校核循环泵渗漏情况和操作问题 | | |
| c) 试验取样系统管线和设备的支撑和支架 | | |
| C.1.3.5 加热器 (安装在罐壁人孔上) | | |
| 检查冷凝水夹带的泄漏油迹 | | |
| C.1.3.6 搅拌器 | | |
| a) 检查支撑法兰和支架是否正常 | | |
| b) 检查泄漏情况 | | |
| c) 检查搅拌器的动力和接头状况 | | |
| C.1.3.7 升降管: 绞车操作 | | |
| a) 没有浮起: 用绞车升起然后降下升降管, 校核缆绳紧固性, 确认升降管能正确地降低 | | |
| b) 浮起: 油罐有一般或更多油品, 降低升降管, 然后放长缆绳, 如果又能拉紧缆绳则表明绞车操作正常 | | |
| c) 指示器。校核指示器是在正确方向动作: 浮起时升降管缆绳卷紧在绞车上, 指示器表示在最低位置, 没有浮起时升降管指示器所表示的正相反 | | |
| C.1.3.8 升降管: 外部导向系统 | | |
| 检查螺纹和法兰接口处泄漏情况 | | |
| C.1.3.9 升降管: 鉴别平衡块变化不同的搭配 | | |
| 校核现有平衡块与特定的重量是否有显著的差异 | | |
| C.1.3.10 升降管: 缆绳材料和状况 | | |
| a) 非不锈钢缆绳, 检查整根的腐蚀情况 | | |
| b) 所有缆绳, 检查磨损或擦伤情况 | | |
| C.1.3.11 升降管: 油品取样对比 | | |
| 校核含水量或相对密度上的差异表示升降管接头渗漏 | | |
| C.1.3.12 升降管: 指标板 | | |
| 指标板是指示升降开启的方向 (上或下) 和在罐底以上的高度, 升降管停放在罐底支架上时将会失去吸力 | | |

表 C.1 (续)

| 在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.1.4 罐顶 | | |
| C.1.4.1 面板内部腐蚀 | | |
| 为了安全起见,进入罐顶以前,应先用超声波测厚仪校核或轻轻用圆头榔头锤击靠近罐顶边缘的面板以试验其减薄量(腐蚀通常首先侵蚀固定顶边缘和罐顶中心椽处的面板) | | |
| C.1.4.2 面板外部腐蚀 | | |
| 目视检查罐顶面板油漆损坏、空洞、点蚀和腐蚀产物的情况 | | |
| C.1.4.3 罐顶面板排水 | | |
| 查看积水情况(固定顶面板明显地凹陷表明椽被压坏,浮顶油罐上大面积积水表明排水设计不当,若是积水集聚在一侧,则可能是浮舱泄漏而造成浮顶不能保持水平) | | |
| C.1.4.4 浮顶的水平 | | |
| 在多处测量从浮顶边缘板到浮顶上部水平焊缝之间的距离,读数之间有差异表明浮顶没有保持水平,这可能伴随着失重、不垂直、浮舱泄漏或落底。在小直径油罐上,不能保持水平状态表明水平面上承受着不均匀载荷 | | |
| C.1.4.5 内浮顶气体试验 | | |
| 内浮顶顶部内的爆炸性气体的试验。读数能够表明顶部泄漏或内浮顶以上区域内通气不良 | | |
| C.1.4.6 罐顶绝热层 | | |
| a) 目视检查绝热防水层破裂或泄漏情况,雨水会由这些地方进入绝热层内 | | |
| b) 检查防水层下面的湿绝热层的情况 | | |
| c) 拆除绝热层上的小试验块并检查罐顶面板的腐蚀情况及靠近绝热层区域边缘的穿孔情况 | | |
| C.1.4.7 浮顶密封系统 | | |
| a) 测量和记录密封与罐壁之间的最大间隙 | | |
| 1) 在低抽出口处 | | |
| 2) 在中间罐壁处 | | |
| 3) 在高液位处 | | |
| b) 每间隔 9.1m (30ft) 测量和记录罐顶圆周方向的环形间距(最少为 4 等分)。测量值取正对面的—— | | |
| 1) 正对面的——对 1 | | |
| 2) 正对面的——对 2 | | |
| c) 检查一次蹄形密封上的密封带是否在将蹄形密封拉离罐壁(密封带不够宽) | | |
| d) 检查密封带变形、穿孔、撕破和开裂的情况 | | |
| e) 检查露在外面的金属部件的腐蚀和磨损 | | |
| f) 检查密封是否穿孔,穿孔会使蒸气外泄 | | |
| g) 检查靠在罐壁上凸出的螺栓或铆钉头 | | |

表 C.1 (续)

| 在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| h) 沿着罐壁整个圆周向后拉一次和二次密封系统, 检查它们的操作 | | |
| i) 检查二次密封皱折迹象或表明它们与罐壁角度太小 | | |
| j) 检查楔形刮油密封的柔软性、回弹性、开裂和撕破 | | |
| C.1.5 罐顶附件 | | |
| C.1.5.1 取样口 | | |
| a) 检查取样口盖状况和动作 | | |
| b) 由空气质量监测地区法规管辖的油罐要检查取样口内部密封的状况 | | |
| c) 检查取样口和量油口盖板上的腐蚀和堵塞情况 | | |
| d) 取样口如果同时用于卷带式液位计的话, 要检查刻度和放长的距离 | | |
| e) 检查取样管与罐顶面板焊接处的补强板 | | |
| f) 对于浮顶油罐取样口和反弹系统, 检查反弹卷带操作和绳索的状况 | | |
| g) 试验系统的操作 | | |
| h) 对特别干净的储存油料, 如 JP4, 检查取样口内部保护涂层或衬里的状况 (防止管内铁锈掉入油品中) | | |
| C.1.5.2 量油口 | | |
| a) 检查量油口露在外面部件的减薄、槽口尺寸和盖板状况 | | |
| b) 检查保持距离的标记和保持距离的标尺 (明显的字迹) | | |
| c) 在浮顶油罐上, 检查量油口罐顶导轨的状况, 尤其是滚轮槽口的状况 | | |
| d) 如果可以进入, 则检查不同液位的量油口管子到油罐罐壁之间的距离 | | |
| e) 如果油罐装有量油口洗涤装置, 检查阀门泄漏和现在管塞或盲板的情况 | | |
| C.1.5.3 固定顶平台支架 | | |
| 检查平台支架腐蚀、磨损和结构坚固性 | | |
| C.1.5.4 自动量油: 检查量油口和导轨 (固定顶) | | |
| a) 检查量油口腐蚀和螺栓遗失的情况 | | |
| b) 查看卷尺导轨和浮舱导轨的钢丝锚固的腐蚀情况 | | |
| C.1.5.5 自动量油: 浮油口盖板 | | |
| a) 检查腐蚀情况 | | |
| b) 检查卷尺缆绳被盖板摩擦而磨损或擦伤的情况 | | |
| C.1.5.6 取样口 (内浮顶) | | |
| a) 检查全部状况 | | |
| b) 当装有纤维密封时, 检查取样后自动密封情况 | | |
| c) 当装有反弹卷盘开启设施时, 检查正常操作情况 | | |
| C.1.5.7 罐顶通气口 (内浮顶) | | |
| 检查丝网、锁扣和轴销的状况 | | |

表 C.1 (续)

| 在役油罐检验清单 | | |
|--|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.1.5.8 量油平台排油环 | | |
| 固定顶油罐的量油平台或取样区域下装有排油环, 检查排油返回油罐的堵塞情况 | | |
| C.1.5.9 罐顶排水 | | |
| 查紧急排水的蒸气堵塞情况: 密封纤维环略小于管子内径, 而且纤维密封是在液位的上面 | | |
| C.1.5.10 可拆卸的罐顶支脚架 | | |
| 检查罐顶上支脚架的情况 | | |
| C.1.5.11 真空断路器 | | |
| 记录真空断路器的型号、尺寸、数量。检查真空断路器。如果罐顶是放置在高支脚架位置时, 检查在高支脚架位置时机械真空断路器的装配情况 | | |
| C.1.5.12 边缘板通气孔 | | |
| a) 检查边缘板通气孔盖板上丝网的状况 | | |
| b) 检查边缘板通气孔镀层的脱落情况, 管理法规是不允许脱落的 | | |
| C.1.5.13 浮舱检查口 | | |
| a) 打开浮舱检查口盖板, 目视检查浮舱内部渗漏情况 | | |
| b) 爆炸性气体试验 (一种蒸气空间渗漏指示器) | | |
| c) 如果浮舱检查口装有锁和盖板, 检查通气管。检查通气管是否堵塞。检查锁扣装置的状况和操作情况 | | |
| C.1.6 扶梯 | | |
| 见表 C.2 第 C.2.12 项 | | |

表 C.2 非在役油罐检验清单

| 非在役油罐检验清单 | | |
|--|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.2.1 概述 | | |
| a) 核实油罐已经清扫干净, 无气体, 并且进入安全 | | |
| b) 核实油罐已经完全与油品管线、所有电源、蒸气管线切断 | | |
| c) 核实罐顶是充分地支撑着, 包括固定顶结构和浮顶的支腿 | | |
| d) 核实存在落物危险, 如腐蚀穿透罐顶橡垫, 钟乳状沥青, 封闭或堵塞在设备、附件或凸缘等处的脱水碳氢化合物 | | |
| e) 检查罐底和罐顶面板上打滑的危险 | | |
| f) 检查扶梯和支架上的结构焊缝 | | |
| g) 检查大尺寸装配所需要检查的表面, 检查需要施焊的焊缝和浸过油的表面, 注意需要进一步清理的表面, 包括喷砂处理 | | |
| h) 检查阴极保护电位读数 | | |
| C.2.2 油罐外表 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| a) 检查清洗期间打开的附件,如下部浮动摆动滑轮组合件、接管内件(拆掉阀门以后) | | |
| b) 锤击试验或超声波试验罐顶 | | |
| c) 进入并检查浮顶浮舱隔舱室 | | |
| C.2.3 罐底内表面 | | |
| a) 执手电筒靠近并平行于罐底板,利用罐底板布置作为导向,目视检查和锤击试验整个罐底 | | |
| b) 测量点蚀深度和记述点蚀外形(尖棱边缘、湖泊型、密集、疏散等) | | |
| c) 标出需要补板或进一步检查的区域 | | |
| d) 标出需要加工或检验试样的部位 | | |
| e) 检查所有焊缝腐蚀和泄漏情况,尤其是罐壁与罐底连接焊缝 | | |
| f) 检查异形边缘板腐蚀情况 | | |
| g) 检查内部排水槽(如果使用)的状况。应从排水槽清除滞留的液体,以允许必要时对焊缝进行全部检验和真空试验。排水槽底部和侧壁板及接缝需要进行油品侧和土壤侧腐蚀评定 | | |
| h) 找出并标明罐底下面的孔穴位置 | | |
| i) 利用现有罐底板作为网格绘出罐底数据记录图,列出需要打补丁的数量和尺寸 | | |
| j) 真空试验罐底搭接焊接缝 | | |
| k) 锤击试验或超声波检验任何稍有褪色的部位或阻尼区域 | | |
| l) 检查所有附装在罐底上的固定件、托架和支架下面的补强板 | | |
| m) 检查浮顶支腿垫板的点蚀或侵蚀以及过量凹陷(表明过载)的情况 | | |
| n) 检查固定顶支撑立柱基础板的配装垫板和限制固定件的情况 | | |
| o) 在3级和4级地震区,核实罐顶支架没有与罐底焊死,只是约束水平方向的移动 | | |
| p) 核实升降管缆绳下面的区域,缆绳打磨或拖拉的痕迹 | | |
| q) 标出油和空气试验的旧接头的拆卸和补板的情况 | | |
| r) 标明和记录罐底上不能完全排除积水的低位区域 | | |
| s) 检查涂层穿孔、脱落、磨损和褪色的情况 | | |
| C.2.4 罐壁焊缝和钢板 | | |
| a) 对上锥体罐底的油罐,要仔细地检查和测量罐壁下部50.8mm~101.6mm(2in~4in)处(死水区)的金属损失深度 | | |
| b) 测量每层罐壁的点蚀深度 | | |
| c) 检查和估算铆钉和螺栓头的金属损失 | | |
| d) 检查罐壁和罐底之间铆接搭接缝 | | |
| e) 检查由于密封组合件的凸出物所造成的垂直方向沟槽损伤 | | |
| f) 检查现有保护涂层的损坏、磨损和脱落情况 | | |
| g) 检查磨损区域(表明密封组合件的蹄形密封产生太大的压力或环形间隙不适当) | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|--|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| h) 目视检查罐壁板和接缝是否有渗漏迹象 | | |
| i) 如果罐壁是铆接或栓接的, 用拍照或制图记录在为油漆而进行表面的打磨期间内消失的渗漏部位 | | |
| j) 每间隔 12.2m (40ft) 测量环形间隙 | | |
| k) 勘测罐壁核实圆度和垂直度 | | |
| C.2.5 装在罐壁上的溢流口 | | |
| a) 检查溢流口腐蚀和配装丝网的情况 | | |
| b) 核实溢流口位置, 它不能高于任何油罐阀门或设备 | | |
| C.2.6 罐底内表面 | | |
| C.2.6.1 总则 | | |
| a) 目视检查罐顶板内表面的穿孔、锈皮结垢和点蚀情况 | | |
| b) 锤击试验或超声波检验核实减薄区域, 尤其是浮顶蒸气空间内和锥顶油罐顶边缘处 | | |
| c) 检查所有焊在罐顶面板上的固定件、支架、支撑物等的焊接补强板, 并且查看它们是否有裂纹 | | |
| d) 如果没有补强板, 要对焊缝或面板的裂纹进行渗透试验 | | |
| e) 检查保护涂层的裂纹、脱落和磨损的情况 | | |
| f) 如果不打算重新涂层, 内表面涂层要进行火花试验 | | |
| C.2.6.2 固定顶支撑结构 | | |
| a) 检查支柱顶部 0.6m (2ft) 内的减薄度 | | |
| b) 在 API 支柱上 (两根槽钢焊在一起), 除非槽钢之间焊缝是全密封焊接的, 否则要检查腐蚀锈垢破坏定位焊缝的情况 | | |
| c) 核实罐底上补强板是与油罐罐底密封焊在一起的, 而限制水平方向移动的固定件, 则焊到补强板上 | | |
| d) 确定管子立柱是充填混凝土还是开口管子。如果是开口管子, 核实管子底部的排水孔 | | |
| e) 检查和测量椽子的减薄度, 尤其是靠近罐顶中心部位, 记录金属损失量 | | |
| f) 核实椽子是否松动或扭曲 | | |
| g) 检查椽子的减薄度, 检查它们与立柱顶部连接的牢固程度 | | |
| h) 记录立柱在罐壁的低抽出口和顶部之间区域内是否有十字支撑 | | |
| i) 检查和记录现有的任何安装在罐顶上的升降管阻尼器 | | |
| j) 如果没有椽子布置图纸, 要拍照罐顶结构 | | |
| C.2.7 固定顶附件 | | |
| C.2.7.1 检查及透光孔 | | |
| a) 检查孔的腐蚀、油漆和涂层损坏、孔和盖板密封 | | |
| b) 在松动盖板上, 核实安全链的完好状况 | | |
| c) 在透光孔直径超过 762mm (30in) 时, 核实安全杆 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| d) 检查栓装或锁住孔盖垫片的状况 | | |
| C.2.7.2 平台连接 | | |
| 检查脚手架的腐蚀状况 | | |
| C.2.7.3 呼吸阀和通气孔 | | |
| a) 检查和操作呼吸阀 | | |
| b) 检查通气孔和呼吸阀的丝网 | | |
| C.2.7.4 紧急压力/通气 (P/V) 口 | | |
| a) 检查及操作压力/通气口 (在正常操作期间, 呼吸阀的定位应足够高以免发生震颤。见呼吸阀制造厂的使用指南) | | |
| b) 检查液封口的腐蚀情况和密封液的正确液位 | | |
| C.2.7.5 取样口 | | |
| a) 检查取样口腐蚀情况 | | |
| b) 核实盖板操作正常 | | |
| c) 如果油罐没有量油孔, 核实断开距离的标记和校核测量值 | | |
| C.2.8 浮顶 | | |
| C.2.8.1 浮顶面板 | | |
| a) 锤击试验浮顶边缘板和罐壁之间的区域 (如果通道距离不能充分地进行锤击试验, 就测量好浮顶的底部边缘到遭受腐蚀区域的距离, 然后从浮舱的内部进行锤击试验) | | |
| b) 在酸性水中作业, 除非下部搭接焊缝是密封焊接外, 要清洗和试验所有面板焊缝以检查裂纹 | | |
| c) 在突然落雨的情况下, 核实或者浮顶排水口是开启的, 或者罐顶内的旋塞阀是开启的 | | |
| d) 在平底和下锥体底的浮顶面板上, 检查浮顶周向的蒸气隔板, 隔板应是连续的不能断开, 以防止蒸气从浮顶中心的下面泄漏到密封区域 | | |
| C.2.8.2 浮顶浮舱 | | |
| a) 检查每个盖板上的锁扣插销 | | |
| b) 通过弯管通气孔放入一根细钢丝接近带锁扣, 检查孔盖, 以证实它们是开启的 | | |
| c) 目视检查每个浮舱的液体渗漏情况 | | |
| d) 核实并记录每个浮舱是: | | |
| 1) 气密的 (隔舱的底、各侧面和顶面是密封焊缝) | | |
| 2) 液密的 (仅底和各侧面是密封焊缝) 或 | | |
| 3) 不合格 (最低合格条件是液密的) | | |
| C.2.8.3 浮顶保险装置 | | |
| a) 检查保险装置底面的机械损伤情况 | | |
| b) 检查焊缝裂纹 | | |
| c) 检查钢板减薄、点蚀和磨损 | | |
| d) 测量混合器保险装置和记录预留装配或更换混合器的钢板厚度, 板厚 _____ | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.2.8.4 浮顶支柱 | | |
| a) 固定的低位置和可移动的高位置浮顶支腿的减薄度 | | |
| b) 检查支腿下端排水用的缺口 | | |
| c) 检查支腿下端是否失稳或变成喇叭口 | | |
| d) 检查浮顶导轨内销孔的磨损 | | |
| e) 检查所有支腿的垂直度 | | |
| f) 检查穿过浮顶单层部分的所有支腿是否有足够的补强筋板 | | |
| g) 如果没有内部补强板或面板底面上没有焊接顶侧补强板的话, 要检查浮顶支腿附近区域的裂纹 | | |
| h) 检查支腿在两个位置时密封系统或固定的低支腿处蒸气塞的垫片是否变质 | | |
| i) 固定在罐壁上的支柱, 检查根据最高浮顶运动时罐顶相对于量油管和(或)防转动装置的位置而确定的适宜间隙 | | |
| C.2.9 浮顶密封装置 | | |
| C.2.9.1 一次密封装置 | | |
| a) 在成 90°的部位上, 切下 4 段泡沫圆材(泡沫填充密封)以供检查用 | | |
| b) 检查固定在浮顶边缘板上夹板的减薄度 | | |
| c) 检查焊在浮顶边缘板上夹板的减薄度 | | |
| d) 橡胶密封板: 检查减薄和密封板上孔 | | |
| e) 检查双金属螺栓、夹板和附件 | | |
| f) 密封纤维板: 检查纤维板的变质、刚性、穿孔和磨损 | | |
| g) 测量从橡胶密封板顶端到浮顶边缘板的长度, 对照浮顶操作时最大预计环形间隙来检查 | | |
| h) 检查橡胶密封板越过罐壁接管、混合器等时的变质, 即间隙 | | |
| i) 检查橡胶密封板由于碰撞罐壁接管、混合器等所造成的损坏 | | |
| C.2.9.2 一次环状密封装置 | | |
| a) 检查密封纤维板是否磨损、变质、穿孔和撕裂 | | |
| b) 检查固定系统的失稳或变曲 | | |
| c) 检查泡沫是否吸收液体和变质 | | |
| C.2.9.3 固定在边缘板上的二次密封 | | |
| a) 检查边缘板固定螺栓杆的腐蚀和焊缝裂纹 | | |
| b) 测量和绘图说明密封与罐壁之间的间隙 | | |
| c) 从下部目视检查密封, 靠灯光查看穿孔 | | |
| d) 检查纤维板变质和刚性 | | |
| e) 检查与罐壁接触末端的机械损伤、腐蚀和磨损 | | |
| f) 检查与罐壁顶端以上障碍物接角的情况 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|--|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.2.10 浮顶附件 | | |
| C.2.10.1 浮顶入孔 | | |
| a) 检查入孔壁的点蚀和减薄度 | | |
| b) 在有界面自动量油的油罐上, 检查穿过入孔盖的量油钢带缆绳和导向钢丝周围的密封 | | |
| c) 检查盖板垫片和螺栓 | | |
| C.2.10.2 边缘板通气孔 | | |
| a) 检查边缘板通气孔点蚀和穿孔 | | |
| b) 检查通气孔的丝网状况 | | |
| c) 在环境法规要求关闭通气孔地区的浮顶油罐上, 检查管子与边缘板接缝处通气管腐蚀和堵塞是满足要求的 | | |
| C.2.10.3 真空安全阀、呼吸阀型 | | |
| a) 操作和校核呼吸阀的操作 | | |
| b) 核实接管伸入浮顶面平台下面不超过 12.7mm (1/2 in) | | |
| C.2.10.4 真空安全阀, 机械型 | | |
| 检查阀杆减薄情况, 测量浮顶停留在高或低支柱位置时真空安全阀盖的升高程度: | | |
| a) 在高支柱位置 _____ | | |
| b) 在低支柱位置 _____ | | |
| C.2.10.5 浮顶排水: 开启排水系统, 包括紧急排水 | | |
| a) 开启罐顶排水, 核查内部液位的超高是否符合要求, 记录液位和排水管顶端之间距离是否足够 | | |
| b) 如果油罐受空气监测地区法规的管辖, 检查罐顶排水蒸气是否堵塞 | | |
| c) 如果紧急排水不在浮顶的中心部位, 核查应至少有 3 个紧急排水 | | |
| C.2.10.6 封闭排水系统: 排水槽 | | |
| a) 检查减薄和点蚀 | | |
| b) 检查保护涂层 (顶侧) | | |
| c) 检查排水槽盖或丝网的腐蚀 | | |
| d) 试验止回阀的操作 | | |
| e) 核实装有止回阀的槽底是低于油品液位的 | | |
| f) 检查排水槽与浮顶面板之间的焊缝上的裂纹 | | |
| g) 核实排水槽出口管在浮顶面板上的补强板是足够的 (包括补强板) | | |
| C.2.10.7 封闭排水系统: 排水管线固定在罐底上 | | |
| a) 锤击试验固定在罐底上的排水管线的减薄和锈垢堵塞情况 | | |
| b) 检查支架和补强板焊缝的损坏和腐蚀 | | |
| c) 核实管子是可伸缩的, 没有与支架刚性锁死, 避免油罐罐底的撕裂 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|--|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C.2.10.8 封闭排水系统：柔性管排水 | | |
| a) 检查管子外表面的损坏情况 | | |
| b) 检查管子有无阻塞 | | |
| c) 检查保护管子免除隐患的存在 | | |
| d) 检查柔性浮顶排水系统水压试验的结果 | | |
| C.2.10.9 封闭排水系统：回转接头排水 | | |
| a) 锤击试验柔性接头系统内的刚性管，检查减薄和锈垢/杂物堵塞情况 | | |
| b) 检查系统弯曲或变形的迹象 | | |
| c) 检查系统水压试验的结果 | | |
| d) 检查起落支腿和垫板 | | |
| C.2.10.10 自动量油系统和报警装置 | | |
| a) 核查钢带动通过自动量油钢带导轨的动作自由度 | | |
| b) 检查滑轮运动自由度 | | |
| c) 试验操作检验器 | | |
| d) 检查钢带与钢带缆绳的绞合和磨损 | | |
| e) 试验钢带通过导向滑轮和导向管的传动自由度 | | |
| f) 在敞口浮顶油罐上，核查浮舱在最低点时带缆绳钢带动露在外面的钢带长度不超过 0.3m (1ft) | | |
| g) 核查浮舱泄漏 | | |
| h) 用拉紧和放松钢丝的办法试验浮舱导向钢丝锚固的弹簧作用 | | |
| i) 检查浮顶内的浮动套管在液位以上的管壁减薄和点蚀情况 | | |
| j) 核实自动量油钢带与浮舱连接的牢固性 | | |
| k) 检查钢带缆绳和浮舱导向钢丝通过浮动套管盖板的纤维密封 | | |
| l) 检查罐底导向钢丝固定夹板：检查不是永久焊死夹板而是临时加重杆 | | |
| m) 检查板式自动量油指示器的清晰度及指示器运行和自由度 | | |
| n) 测量和记录下述距离以确定是密封发生损坏还是油罐溢油： | | |
| 1) 从罐壁顶角钢到钢带导向系统的底面的距离 _____ | | |
| 2) 从浮舱顶端液位到二次密封顶端的距离 _____ | | |
| o) 鉴别浮顶上钢带是与浮顶直接连接的 | | |
| p) 过载报警：检查油罐预防过载报警开关的操作正常情况 | | |
| C.2.11 普通油罐附件 | | |
| C.2.11.1 量油孔 | | |
| a) 检查量油孔管距离罐底以上约 2/3 处的减薄度：查看槽口边缘处减薄度 | | |
| b) 核查管子接头的磨损。核查从管子上拆卸下来的取样绳索、重块、温度计等 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| c) 核查罐底锥度,管子末端约在罐底以上 0.3m (1ft) | | |
| d) 核查量油孔衬管的状况,它的开口端恰靠近隔断垫板侧 | | |
| e) 核查量油孔支架是与垫板或罐壁焊接的,而不是直接与罐底板焊接 | | |
| f) 核查量油孔盖板的操作 | | |
| g) 核查量油管内现有的隔断距离标记,记录隔断距离 隔断距离_____ | | |
| h) 鉴别和记录管子规格和管壁厚度编号,管子是整体的还是开槽的,记录开槽尺寸 | | |
| i) 检查隔断距离板是密封焊在罐底上的,任何量油孔支架是焊在板上而不是直接焊在罐底上 | | |
| j) 检查蒸气控制浮舱和缆绳 | | |
| k) 核查量油孔衬管的状况 | | |
| l) 核查量油孔衬管阀门大型柱赛或盲板 | | |
| m) 检查浮顶内量油导轨的点蚀和减薄度 | | |
| n) 检查导向滚子和滑板的动作自由度 | | |
| o) 检查量油孔管子密封系统的状况 | | |
| p) 在重油和柴油介质作业中,如果量油孔也用于取样,核查现有的取样量油型的量油孔以避免满溢 | | |
| q) 目视检查管子内部的能够碰伤或损坏蒸气控制浮舱的管子焊缝的凸出焊瘤 | | |
| C.2.11.2 取样系统:罐顶取样孔 | | |
| a) 检查装设在罐顶上的取样孔补强板和裂纹 | | |
| b) 检查盖板操作情况 | | |
| c) 对于遵守空气质量监测地区法规的油罐,检查取样孔盖的密封是否满足要求 | | |
| d) 核查内浮顶取样孔与其固定顶取样孔的横向对准度 | | |
| e) 检查内浮顶取样孔盖上的密封系统 | | |
| f) 检查浮顶取样孔盖反弹卷带和绳索 | | |
| C.2.11.3 罐壁接管 | | |
| a) 检查罐管接管的减薄和点蚀 | | |
| b) 检查开孔接管的开孔去毛刺情况 | | |
| c) 鉴别罐壁接管的型号 | | |
| d) 鉴别和记录内部管线,包括向上弯头和向下弯头类型 | | |
| C.2.11.4 伸入油罐的接管 | | |
| a) 检查焊在油罐罐底上的管子支架垫板 | | |
| b) 检查并目视管子沿着支架的自由运动,有无变形或对罐底板的撕裂作用 | | |
| c) 检查接管阀门填料泄漏和法兰密封面损坏的情况 | | |
| d) 检查加热器蒸气接管法兰和阀门的金属丝断裂情况 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| e) 记录接管装有热压力泄放器和阀门 | | |
| f) 在内部弯头向下的进油接管处, 检查在油罐罐底上的垫板 | | |
| g) 在浮顶油罐中, 对弯头向上的进油接管, 核查开口是正对着罐顶的底面, 而不是正对着蒸气空间。检查冲刷区域的腐蚀情况 | | |
| C. 2. 11. 5 扩散器和空气搅拌系统 | | |
| a) 检查扩散管的腐蚀和减薄情况 | | |
| b) 检查扩散管开孔的过度磨损和扩口 | | |
| c) 检查扩散管支架的损坏和腐蚀情况 | | |
| d) 核查扩散支架是受约束的, 没有锚固, 纵向线性移动 | | |
| e) 检查润滑油罐罐底上空气辐射喷管的堵塞和损坏情况, 或螺纹接头破损情况 | | |
| C. 2. 11. 6 升降管 | | |
| a) 检查柔性接头的裂纹和泄漏 | | |
| b) 检查柔性接头跨越两个运动面的情况及升降管的末端, 以检查接头的自由运动情况, 用划线标明运动间距 | | |
| c) 核实超过 162. 4mm (6in) 的柔性接头是被支撑着 | | |
| d) 检查升降管的点蚀深度和焊缝腐蚀 | | |
| e) 松开浮舱上的通气塞子, 听听是否有真空。没有真空表明浮舱已泄漏 | | |
| f) 核查修理期间浮舱气压试验的结果 | | |
| g) 检查浮舱的点蚀 | | |
| h) 检查连接在升降管上的下拉缆绳的接头 | | |
| i) 检查固定在罐底上的支架、固定顶限位防冲器的状况, 或固定在罐壁上的限位防冲撞器的木材状况以及焊缝和螺栓腐蚀和与罐壁或罐底密封焊缝的情况 | | |
| j) 检查安全链腐蚀和绞链磨损情况 | | |
| k) 核实铰链连接在罐底上是焊有补强板的 | | |
| l) 如果浮顶或内浮顶罐内的浮动升降管没有防止升降管超过 60° 的限位设施, 要测量和计算可能造成罐顶溢流的最大角度 最大溢流角度 _____ (如果计算角度超过 65°, 建议安装限位托架) | | |
| m) 检查下拉缆绳擦伤情况 | | |
| n) 检查固定在升降管的缆绳 (单根穿入) 或固定在罐顶组合件的缆绳 (双根穿入) 的三根缆绳夹子的情况, 检查滑轮的动作自由度 | | |
| o) 检验绞车操作, 核查高度指示计的清晰度和准确度 | | |
| p) 检查浮舱末端处固定在罐底上的滑轮转动自由度 | | |
| q) 检查固定在罐壁上的下部滑轮组合件的滑轮转动自由度、腐蚀减薄和滑轮箱的点蚀 | | |
| r) 检查上部滑轮组合件的滑轮运动自由度 | | |
| s) 检查缆绳平衡组合件的腐蚀和操作自由度 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|--|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| C. 2. 11. 7 人孔加热器滑道 | | |
| a) 检查人孔加热器滑道的焊缝裂纹和滑轨的变曲 | | |
| b) 测量和记录加热器长度和轨道长度 | | |
| C. 2. 11. 8 混合器垫板和折流器支架 | | |
| a) 检查罐底、罐壁板和折流器支架 | | |
| b) 检查防磨板的磨蚀和腐蚀。检查密封焊在折流器支腿下面罐底上的面板和补强板的刚性、结构坚固性、腐蚀和磨蚀的情况 | | |
| c) 测量油罐在低支腿位置时折流器支架的底部与罐顶之间的螺旋桨间隙 | | |
| C. 2. 12 通道结构 | | |
| C. 2. 12. 1 栏杆 | | |
| a) 鉴别和记录栏杆的型号(钢管、镀锌管、方管、角钢)和规格 | | |
| b) 检查点蚀、穿孔、油漆损坏的情况 | | |
| c) 检查连接焊缝 | | |
| d) 鉴别冷接头和棱边, 检查栏杆和扶手 | | |
| e) 检查安全落杆(或安全链)的腐蚀功能和长度 | | |
| f) 检查浮顶降到最低位置时转动浮梯和量油平台之间的栏杆紧急开启的情况 | | |
| C. 2. 12. 2 平台支架 | | |
| a) 检查支架的腐蚀和油漆损坏情况 | | |
| b) 检查支架与支架和支架与油罐的连接焊缝的腐蚀及损坏的情况 | | |
| c) 核实支架与罐壁或罐顶连接处的补强板 | | |
| d) 检查放置面板或格栅的搁置面减薄和穿孔的情况 | | |
| e) 核实平表面与平表面接合是否密封焊缝 | | |
| C. 2. 12. 3 面板和格栅 | | |
| a) 检查面板由于腐蚀而造成的减薄或穿孔(不是排水孔)、油漆损坏情况 | | |
| b) 检查钢板与支架之间的焊缝锈皮形成情况 | | |
| c) 检查格栅由于腐蚀而造成杆减薄和焊缝损坏情况 | | |
| d) 核查格栅固定夹板, 已经改成平板的格栅, 测量格栅表面上、下踏级的增量, 并与梯子上其他踏级相比较 | | |
| C. 2. 12. 4 梯子斜梁 | | |
| a) 检查螺旋梯子斜梁的腐蚀、油漆损坏、焊缝损坏情况, 检查梯子踏板与梯子斜梁之间的连接 | | |
| b) 检查梯子支架与罐壁之间的焊缝和补强板 | | |
| c) 检查钢支架与混凝土基础之间连接的腐蚀 | | |
| C. 2. 12. 5 转动梯 | | |
| a) 检查转动梯斜梁腐蚀 | | |

表 C.2 (续)

| 非在役油罐检验清单 | | |
|---|------------|----|
| 项 目 | 已完成 (√) | 备注 |
| b) 鉴别和检查梯子固定梯级(方钢、圆钢、角钢)与斜梁的连接和腐蚀,尤其是角钢梯级与量油平台相连接的地方 | | |
| c) 核查转动梯与量油平台连接处的磨损和腐蚀情况 | | |
| d) 检查轴销杆磨损和牢固性 | | |
| e) 检查自动保持水平梯子踏板的操作 | | |
| f) 检查活动部件的腐蚀和磨损 | | |
| g) 检查转动梯轮子的运动自由度,表皮斑点和轮轴磨损情况 | | |
| h) 检查转动梯与罐顶导轨之间的对准度 | | |
| i) 检查转动梯导轨表面被轮子磨损的情况,确保没有受损导轨(寻轨长度足够)长度至少为 457.2mm (18in) | | |
| j) 检查转动梯导轨焊缝的腐蚀情况 | | |
| k) 检查罐顶上导轨支架的补强板与面板是密封焊缝 | | |
| l) 用量尺寸办法核实罐顶在低支腿位置时转动梯的最大角度 最大角度: _____ | | |
| m) 如果转动梯导轨延伸到距离罐顶远边边缘 127mm (5in) 以内时,核实这个边缘处的罐顶上的栏杆情况 | | |

附 录 D
(资料性附录)
授权检验员资格认证

D.1 考试

应由 API 指定的第三方在 API Std 653 范围内给予一个书面考试以对授权检验员进行证明。考试应基于 API 出版的 API Std 653 最新的版本。

D.2 认证

D.2.1 在申请人通过 API Std 653 认证考试并满足培训背景和经验要求时,将颁发 API Std 653 授权检验员证书。授权检验员具有的培训背景和经验应至少相当于下列中的一种:

- a) 工程或工业技术方面的工学学位加上从事监督或执行检验工作一年的经验。
- b) 工程或工业技术两年学位或证书加上从事地面储罐的设计、建造、修理、检验或操作工作 2 年的经验,其中 1 年必须是从事 API Std 653 所述的检验工作的监督或执行。
- c) 高中文凭或相当于高中文凭加上从事地面储罐的设计、建造、修理、检验或操作工作 3 年的经验,其中 1 年必须是从事 API Std 653 所述的检验工作的监督或执行。
- d) 至少从事地面储罐的设计、建造、修理、检验或操作工作 5 年的经验,其中一年必须是从事 API Std 653 所述的检验工作的监督或执行。

D.2.2 API 授权检验员资格证书自颁发日起有效期为 3 年。

D.2.3 API Std 653 授权检验员资格证书在所有司法权限内,以及接受或不禁止采用 API Std 653 的任何地方都有效。

D.3 颁证机构

美国石油学会为颁证机构。

D.4 追溯

在本版 API Std 653 或其补遗版发布之后的 12 个月内,API Std 653 的认证要求不应被追溯或解释为适用。API Std 653 中 D.5 所规定的重新认证要求,在本版 API Std 653 或其补遗版发布后 3 年内也不应被追溯或解释为适用。

D.5 重新验证

D.5.1 API Std 653 授权检验员证书颁发之日起,3 年后需要重新验证。在前 3 年内没有作为授权检验员积极参与检验工作的授权检验员,需要通过书面考试进行重新认证。考试将按照 API Std 653 的所有条款进行。

D.5.2 授权检验员积极从事检验活动指以下情况之一:

- a) 在最近 3 年内,至少花 20% 时间从事实行、监督或工程保障如 API Std 653 中所述的检验

活动。

- b) 在最近3年内,从事了对75个地上储罐实行、监督或工程保障如API Std 653中所述的检验活动。

注:这里可以认为与其他API检验资料(NDE、记录保管、焊接审查文献等)共同的检验活动。

附录 E
(资料性附录)
无损检测要求综述

E.1 引言

本附录是油罐修理和翻建所有无损检测要求的综述。它仅为正确检测的执行和验收标准、检测员资历和程序要求的遵循提供指导。

E.2 外观检测**E.2.1 以下各项要求进行外观检查：**

- a) 清除补强板形成的空穴 (见 12.1.2.2)。
- b) 在消除应力以后, 水压试验以前已经完工的应力消除组合件的焊缝 (见 12.1.2.4)。
- c) 所有角焊缝和已经完工的修补角焊缝 (见 12.1.3.3 和 API Std 650 中 7.3.2.2)。
- d) 已经完工的新连接的永久焊缝和清除临时附件的区域 (见 12.1.4.2)。
- e) 新罐壁板与罐壁板连接焊缝 (见 12.1.5)。
- f) 保留在适当位置上的定位焊 (见 API Std 650 中 7.2.1.8)。
- g) 罐底板和所有焊缝, 包括连接补板与原罐底形成新罐底板的焊缝 (见 12.1.7.1)。
- h) 关键区域内补板与罐底的根部焊道和最后焊道 (见 12.1.7.2)。
- i) 使用焊接修理的罐底板区域 (见 12.1.7.3)。
- j) 需要使用焊接修理的罐壁板区域 (见 12.1.8)。
- k) 清除焊缝缺陷造成的空穴 (见 12.1.3.1)。
- l) 环形边缘板根部对接焊缝的焊道和最后焊道 [见 12.3.2.4.1b)]。
- m) 罐壁与罐底连接焊缝的修补区域 (见 12.3.2.5.2)。

E.2.2 检测验收标准见 API Std 650 中 8.5。

E.2.3 对检测员资历无要求。

E.2.4 无程序要求。

E.3 磁粉和液体渗透检测**E.3.1 以下各项要求进行磁粉或液体渗透检测：**

- a) 清除现有补强板焊缝造成的空穴 (见 12.1.2.2)。
- b) 接管颈与罐壁, 接管颈与补强板和补强板与罐壁连接的新焊缝 (见 12.1.2.3)。
- c) 在消除应力以后, 水压试验以前已经完工的应力消除组合件的焊缝 (见 12.1.2.4)。
- d) 清除焊缝缺陷造成的空穴 (见 12.1.3.1)。
- e) 已经完工的与用 API Std 650 第 IV, IV A, V, VI 组材料制造的新罐壁上的附件永久焊缝和清除临时附件的区域 (见 12.1.4.2)。
- f) 厚度超过 25.4mm (1in) 的新罐壁板根部焊缝的焊道和最后焊道背面的清根表面 (见 12.1.5)。
- g) 罐壁补板与罐底补板现有连接焊缝侧外 152.4mm (6in) (见 12.1.6.3)。

- h) 关键区域内补板与罐底连接焊缝的根部焊道和最后焊道 (见 12.1.7.2)。
- i) 使用焊接修复的罐底板 (见 12.1.7.3)。
- j) 使用焊接修理的罐壁板 (见 12.1.8)。
- k) 使用 MT 或 PT 修理的关键区域内环形边缘板或罐底板, 根部焊道和最后完工的焊道 [见 12.3.2.4.1b)]。
- l) 使用 MT 或 PT 修补的罐壁与罐底连接焊缝, 焊接前和根部焊道和最后完工的焊道 (见 12.3.2.5.2)。
- m) 12.3.2.3.6 要求的全焊透接管颈与罐壁连接焊缝和补强板焊缝最后焊道背面的清根表面, 具体的水压试验免试要求。
- n) 12.3.2.3.5 要求的新垂直和水平罐壁焊缝的根部焊道和最后焊道背面的清根表面。

E.3.2 拆除罐底时, 对罐底与罐壁连接焊缝的清除区域需要单独进行磁粉检测 [见 9.10.2.2 b)]。

E.3.3 磁粉检测的验收标准见 ASME 第 V 卷论文 7。对缺陷消除和修理的验收标准应符合 ASME 第 VIII 部分附录 6 中 6-3, 6-4 和 6-5。

E.3.4 液体渗透检测验收标准见 ASME 第 V 卷论文 7。对缺陷消除和修理的验收标准应符合 ASME 第 VIII 部分附录 8 中 8-3, 8-4 和 8-5。

E.3.5 对检测员的要求应遵循 API Std 650 中 8.2.3, 要求检测员有足够的视力和在检测、结果解释和评定方面的能力。

E.3.6 程序要求应遵循 ASME 第 V 卷。

E.4 超声波检测

E.4.1 以下各项要求进行超声波检测:

- a) 补板修理需要焊接搭接的罐壁区域 (见 9.3.1.9)。
- b) 新补强板或开孔接管需要焊接的罐壁区域 (见 12.1.2.1)。
- c) 已经完工的对接焊缝的修理 (除非拍过射线照片) (见 12.1.3.2)。
- d) 12.3.2.3.6 要求的全焊透接管颈与罐壁连接焊缝和补强板焊缝, 水压试验免试的具体要求。
- e) 环形边缘板对接焊缝的修补, 最后完工的焊道 [(见 12.3.2.4.1b)]。

E.4.2 超声波检测验收标准应经业主/操作者和承包人认可 (见 API Std 650 中 8.3.2.5)。

E.4.3 对检测员资历的要求应依照 ASNT SNT-TC-1A, 遵循 ASNT 第 II 或 III 级。如果 II 或 III 级人员提交给 I 级人员准备好的书面验收/拒收标准, 并对其进行直接监督, 则可以使用 I 级人员。

E.4.4 程序要求应遵循 ASME 第 V 卷。

E.5 真空箱试验

E.5.1 以下情况需要进行真空箱试验:

- a) 新罐壁与罐底连接焊缝 (除非进行了柴油试验) (见 12.1.6)。
- b) 新罐底焊缝 (除非进行了示踪气体试验) (见 12.1.7)。
- c) 要求气密设计的油罐的新浮顶板焊缝 (见 API Std 650 中 7.3.7)。
- d) 潜在的罐底板泄漏通道 (见 12.1.7.1)。
- e) 焊接在罐底上的补板 (见 12.1.7.1 和 12.1.7.2)。
- f) 使用焊接修复的罐底板 (见 12.1.7.3)。

E.5.2 对检测员的要求应遵循 API Std 650 8.6.4, 要求检测员具有足够的视力和在检测方法、结果解释和评定方面的能力。

E. 5.3 程序要求应遵循 API Std 650 8.6 (至少是 3lbf/in²)。

E. 6 示踪气体试验

E. 6.1 对新罐底焊缝需要进行示踪气体试验 (除非进行了真空箱试验) (见 12.1.7)。

E. 6.2 对检测员资历无要求。

E. 6.3 试验应按照经业主/操作者审查和批准的程序进行。

E. 7 柴油试验

E. 7.1 以下情况需要进行柴油试验:

- a) 新罐壁与罐底连接焊缝的根部焊道和最后的新罐壁与罐底连接焊缝 (除非最后的焊缝进行了真空箱试验) (见 12.1.7)。
- b) 要求密封液体或气体的浮顶浮盘接缝和其他接头 (见 API Std 650 中 H.6.2 和 C.4.2)。

E. 7.2 对检测员资历无要求。

E. 7.3 无程序要求。

E. 8 空气渗漏试验

E. 8.1 以下情况需要进行空气渗漏试验:

- a) 新或改建罐壁接管的罐壁补强板与罐壁、补强板与接管和接管与罐壁连接焊缝 (见 12.4)。
- b) 罐壁与罐底连接焊缝的初始焊道 (见 12.1.6.2)。

E. 8.2 对检测员资历无要求。

E. 8.3 程序要求应遵循 API Std 650 中 7.3.5。

E. 9 射线照相检测

E. 9.1 以下情况需要进行射线照相检测:

- a) 装配开口的嵌板与罐壁板之间的对接焊缝应全部拍射线照片 (见 12.2.1.8)。
- b) 修补的对接焊缝 (除非进行了超声波检测) (见 12.1.3.2)。
- c) 新罐壁板与新罐壁和新板与现有板连接焊缝的垂直和水平接头和接合点 (见 12.2), 这部分包含罐壁更换板和入孔板。
- d) 改建油罐罐壁对接焊缝 (见 12.2.1.5)。
- e) 新环形边缘板接头 (见 API Std 650 中 8.1.1)。
- f) 新的和更换罐壁嵌板和入孔板焊缝 (见 12.2.1.6)。
- g) 12.3.2.3.5 要求的垂直和水平罐壁接头, 水压试验免试的具体要求。

E. 9.2 检测验收标准见 ASME 第 VIII 部分的 UW-51 (b)。

E. 9.3 对检测员资历的要求应依照 ASNT SNT-TC-1A, 遵循 ASNT 第 II 或 III 级。如果 II 或 III 级人员提交给 I 级人员准备好的书面验收/拒收标准, 则可以使用 I 级人员。这个程序应包含 ASME 第 V 卷论文 2 的适用要求。所有 I 级人员必须接受 II 或 III 级人员的直接监督。

E. 9.4 程序要求应遵循 ASME 第 V 卷论文 2。

附录 F

(资料性附录)

罐底检测步骤和人员的资格审查

F.1 前言

F.1.1 本附录提供认证罐底检验和实行检验的个人的指导。业主/操作者可以按书面所示的本附录，或者修改使其满足他们自己的应用和需求。罐底检验是为业主/操作者提供储罐完整性高保障的重要因素，因此在这些检验中使用合格的检验规范及人员很重要。在业主/操作者与指定检验机构之间，应制定罐底检验规程和检验员认证的专门协议和要求。

F.1.2 已有许多为检验储罐开发的 NDE 方法，大多数是复杂的并需要操作者具有高水平知识和技能。这些检验效果在相当大的程度上取决于所用的设备、检验规程和检验员的技能。通常业主/操作者不具备便捷地确定所做的罐底检验在评估储罐实际状况方面是否有效的能力。本附录中的要求将为业主/操作者提供附加保证，罐底检验会发现显著的金属腐蚀。

F.2 定义

F.2.1 授权检验机构

雇由 API 认证的地上储罐检验员的机构（见 3.3）。

F.2.2 罐底扫描

在罐底大部分区域利用设备探测罐底内的腐蚀情况。一种常用类型的罐底扫描设备是磁漏（MFL）扫描器。

F.2.3 基本变量

检验规程中的变量，这些变量未经重新认证规程和扫描操作者的许可不得改变。

F.2.4 检验员

扫描操作者和判读底板指示的 NDE 技术员。

F.2.5 非基本变量

检验规程中的变量，更改这些变量无需重新认证规程和扫描操作者的许可。

F.2.6 资格测试

用来认证检验规程和检验员能成功探测并判读罐底金属损耗的测试。

F.2.7 扫描操作员

操作罐底扫描设备的个人。

F.2.8 缺陷定量（验证）

用于精确测定罐底扫描设备探测到指示的区域内剩余厚度的活动，通常需要借助 UT 法实现。

F. 2.9 罐底检验

采用专用设备测定罐底剩余厚度的检验，包括探测和对显示数据的判读，不包括属于内部检验的目视检查。

F. 2.10 罐底检验规程 (TBP)

经认证的书面规程，设计储罐检验的基本和非基本变量。该规程可包括多种方法和设备，如罐底扫描器、手持扫描器及 UT 判读。

F. 2.11 罐底检验员认证记录 (TBEQ)

罐底检验员认证测试的记录，该记录应包括全部的基本变量和认证测试结果的数据。

F. 2.12 罐底检验规程认证记录 (TBPQ)

罐底检验规程认证测试的记录，应包括全部基本变量和认证测试结果的数据。

F. 2.13 变量或规程变量

规程中的具体数据，为扫描操作员提供指导和限制。示例包括：板厚、相邻底板扫描的重叠、扫描速度计设备设置等。

F. 3 罐底检验规程

F. 3.1 每一个实行罐底检验的指定检验机构都负责编制并采用罐底检验规程 (TBP)。这些规程为实行罐底检验的检验员提供指导，一项规程还能使业主/操作者或授权检验员确保检查人员是否正确实行检验。

F. 3.2 实行罐底检验的授权检验机构应制定罐底检验规程 (TBP)。

F. 3.3 每项罐底检验规程 TBP 应涉及基本和非基本变量，F. 5.3 提供确定适当罐底检验规程 TBP 基本和非基本变量的指导。每项规程应规定适当变量的极限，如板厚范围。

F. 4 罐底检验员

F. 4.1 只需针对其在现场所做的工作来认证检验员。例如，只需使用罐底扫描设备而不用追踪方法判读缺陷的扫描操作者只需按扫描操作员鉴定。

F. 4.2 认证罐底检验员的目的在于确定该检验员是否能令人满意地使用经认证的规程来测定罐底的情况。

F. 4.3 每一指定检验机构负责培训、测试和认证从事利用跟踪技术的扫描操作员和检验员。由一个指定检验机构处获得的认证合格证书不需对任何其他指定检验机构有效 [见 F. 4.4 和 F. 4.9f)]。

F. 4.4 指定检验机构负责培训他们雇佣的操作员，每一操作员至少应接受 40h 的培训，包括：

- a) 有关罐底扫描器使用的 NDE 原理/方法、专用扫描设备和规程的限制与应用、扫描设备标定与操作、关键扫描设备运行变量等的讲授。
- b) 在一位经认证合格的扫描检验员直接监督下的罐底扫描器的实地操作。

当雇用有经验的检验员时，指定检验机构应核查先前的检验员培训并授予证书，必要时提供附加培训。应为有经验的检验员提供关于特别程序性要求和新雇员使用的测试设备的培训。

F. 4.5 指定检验机构负责以书面考试测试每一扫描操作员，测试问题应适合所使用的扫描方法，指

定检验机构应确定考试通过的分数。

F. 4.6 指定检验机构负责认证所雇用的检验员，所有检验员（扫描操作员与数据分析的检验员）应通过在一块测试板上实行的检验加以认证，如 F. 5 的规定。只有在储罐检验应用方面无利益冲突的第三方公司或业主/操作者才能主持认证测试。若符合 F. 5.3 中规定的验收标准，才被认为是合格的检验员。

应按照 API Std 650 和本附录给出的附加要求鉴定用超声测试方法实行指定判读的检验员。

F. 4.7 在认证测试期间，必须完成每一罐底检验员的认证记录（TBEQ）。TBEQ 是认证期间使用的变项记录。在 TBEQ 上，认证公司必须记录：

- a) 测试的基本变项。
- b) 认证测试结果。
- c) 培训小时数。
- d) 培训笔试测试分数。

TBEQ 应严格由指定检验机构的代表和支持测试的公司代表加以认证（签署的）。

F. 4.8 TBEQ 可以按包含全部所需信息的任何格式书写。

F. 4.9 在以下任何一项适用时，应重新认证罐底扫描检验员（操作员和/或 UT 检验员）：

- a) 根据用于业主/操作者设备的 TBP，检验员不合格时。
- b) 指定检验机构变更 TBP，并且该变更要求重新认证规程时。
- c) 在 6 个月内操作者未进行罐底扫描操作时。
- d) 在 12 个月内操作者未使用过专用规程（TBP）时。
- e) 指定检验机构有怀疑检验员能力的理由时。
- f) 检验员转至新的检验机构，该机构采用的规程具有跟先前不同的基本变量时。

F. 5 认证测试

F. 5.1 认证测试板

F. 5.1.1 认证测试将在一块具有指定缺陷的样本罐底上进行。样品罐底至少 70ft²，以便为指定缺陷提供间隔。制作样品板的板材可以是新钢材或已使用过的钢材，应指出，测试期间获得的结果可能未表示在其他不同品质和渗透性的板上进行检验的结果。当采用已用过的钢材鉴定时，F. 5.2 中推荐的认证验收标准可能不合适，在这种情况下，业主/操作者应编制自己的验收标准。

F. 5.1.2 测试板背面测试点蚀的最新数目和类型如下：

| 剩余底板厚度 t , in | 最小点蚀数目 |
|-----------------------------------|--------|
| $t < 0.050$ | 2 |
| $0.050 < t < \frac{1}{2}T$ | 5 |
| $\frac{1}{2}T < t < \frac{2}{3}T$ | 4 |

注：T—公称底板厚度；t—测试板缺陷处的剩余底板厚度。

注：测试点蚀一般应为半球形，深度/直径比率为 20%~50%。测试点蚀不应是平底孔，因为检验员可能将其解释为剥离。另外，不应采用机械加工的锥孔，因为很难用 UT 法测定其大小。

业主/操作者可考虑在测试板边缘附近，如距边缘不超过 152.4mm (6in) 处，设置附加缺陷，一般确定指定检验机构的规程是否能探测这类缺陷。任何距测试板边缘小于 152.4mm (6in) 的缺陷不包含在上述范围内，亦不包括在测试鉴定中，除非业主/操作者特别要求，且此类缺陷在指定检验机构的规程中规定为可探测型。

F. 5.1.3 测试板储物测试点蚀的最小数目和类型如下：

| 剩余底板厚度 t , in | 点蚀最小数目 |
|-------------------------------------|--------|
| $0.050 < t < \frac{1}{2} T$ | 2 |
| $\frac{1}{2} T < t < \frac{2}{3} T$ | 2 |

F. 5. 1. 4 还应至少有一个区域代表一般土壤侧的腐蚀, 该区域应至少 64.52cm^2 (10in^2), 并具有约 $\frac{1}{2} T$ 的剩余底板厚度 (T 为公称底板厚度)。

F. 5. 2 认证测试验收标准

F. 5. 2. 1 认证一项检验规程和一位检验员时, 必须符合以下验收标准。若符合全部验收标准, 该规程和检验员视为合格。业主/操作者可以提出替代验收标准, 基于其特别需求, 可留有更小或更大的裕度。

F. 5. 2. 2 认证一项检验规程或一位扫描操作员时, 该操作员必须能够探测以下缺陷:

| 剩余底板厚度 (t) | 必须探测到的缺陷 |
|-------------------------------------|----------|
| $t < 1.27\text{mm}$ | 90%~100% |
| $1.27\text{mm} < t < \frac{1}{2} T$ | 70%~90% |
| $\frac{1}{2} T < t < \frac{2}{3} T$ | 40%~60% |
| 一般腐蚀区域 | 100% |

F. 5. 2. 3 认证一项规程或一位判读指示的检验员时, 该检验员必须能够确定以下缺陷深度:

| 底板类型 | 判读 (缺陷深度) |
|------------------------|---------------------|
| 无涂层 | $\pm 0.51\text{mm}$ |
| $< 0.76\text{mm}$ 的薄涂层 | $\pm 0.76\text{mm}$ |
| $> 0.76\text{mm}$ 的厚涂层 | 按与业主/操作者的协议 |

业主/操作者应确定在认证过程中是否需要采用附加缺陷尺寸。

F. 5. 2. 4 当出现错误指令, 包括过多指令, 趋向于因检查效率问题而非罐底完整性问题引起时, 业主/操作者应确定是否把这些纳入认证过程。

F. 5. 3 认证测试变项

F. 5. 3. 1 基本变项指若在认证测试期间发生变化, 会对检查质量有重要影响的项目。

F. 5. 3. 2 表 F. 1 列出在认证罐底检验规程和检验员时可被当作认证测试基本变项的项目。对于不同类型罐底扫描器, 基本变项可以不同。指定认证机构负责确定对于每一罐底扫描器哪些变项应被当作基本变项。

F. 5. 3. 3 基本变项及其值应记录在 TBP 和 TBEQ 上。

F. 5. 3. 4 非基本变项是那些对认证质量影响较小的项目, 对于不同类型罐底扫描器, 非基本变项可以不同。

F. 5. 3. 5 在 TBP 中必须列出非基本变项, 但不需要在 TBPQ 或 TBEQ 中列出, 以下是可被当作非基本变项的项目清单。对于每一罐底扫描器, 设备制造商和指定检验机构负责确定被当作非基本变项的附加因素。

a) 扫描速度。

- b) 扫描图形。
- c) 高度限制。
- d) 扫描路径的重叠。
- e) 底板清洁度。
- f) 非关键设备的设置。

注：所列的某些非基本变项实际上可以是某些具体类型扫描器的基本变项。

表 F.1 认证测试的推荐基本变项

| 基本变项 | 测试期间使用 | 合格 |
|---|------------------------|---------------------------------------|
| 扫描设备 | 根据测试 | 与测试相同 |
| 判读设备 | 根据测试 | 与测试相同 |
| 判读规程 | 根据测试 | 与测试相同 |
| 板厚 (T) | T | $T + 1.27\text{mm} / - 3.30\text{mm}$ |
| 涂层厚度 (t_c) | $t_c = 0.000\text{in}$ | |
| $0.203\text{mm} < t_c < 0.762\text{mm}$ | | |
| $0.762\text{mm} < t_c < 2.03\text{mm}$ | | |
| $t_c > 2.03\text{mm}$ | 0.000in | |
| $0.0254\text{mm} \sim 0.762\text{mm}$ | | |
| $0.762\text{mm} \sim 2.03\text{mm}$ | | |
| $2.03\text{mm} - t_c$ | | |
| 距罐壁距离 (d_s) | d_s | 小于 203.2mm 或 d_s |
| 关键设备值 | 根据测试 | 按制造商 |
| 门槛设置值 (T_h) | T_h | $< 10\% T_h$ |
| 标定或功能检查 | 根据测试 | 与测试相同 |

附 录 G

(资料性附录)

类比评估

本附录用来指导进行类比评估。本附录并不详尽，也不具有强制性，其旨不在于阻止使用其他的类比评估。本附录包括进行类比评估应考虑的一些简单的数据表。数据表格式简化了评估结果的记录。

注 1：以下例子仅仅作为说明范例，不具有排外性，也不详尽，各公司应发展自己的方式。API 不对本附录中信息的可靠性和疏漏做任何保证、声明或暗示。

注 2：适当时，应向有管辖权的权威人士请教。

G.1 范围

本附录为类比评估提供指导，以确定未按 6.3.2 和 6.4.2 直接测量出腐蚀速率的储罐的检查间隔时间。本附录适用于授权检验员、油罐工程师和其他有相似类比评估技能和经验的人员。

G.2 类比评估

有几个标准必须评估以确定待检储罐是否和受控储罐有相似服役情况。相似使用情况评估要求收集和分析足够的数 据，并且使用的方式需全面彻底符合建立的风险管理程序。类比评估根据设计、结构、操作、维护、检验等数据进行。数据应由实验过程直接或间接获得，如 MT 或 UT，评估产品的腐蚀性，测量 CP 高度，确定土壤成分和其他方面。参考“类比评估表”，该表提供了记录要求数据的地方。收集数据是为了确定表上所列各待检储罐和受控储罐的规格参数，并得出一个能确定使用条件是否相似的评估。通常，有些要求的数据不准确甚至未知。当一个或多个标准之间没有准确的匹配时，有必要附加评估来确定是否储罐在相似的使用条件下。图 G.1 表明了进行类比评估的步骤。“类比评估表”是用来简化两个储罐的数据比较的。如果受控储罐和待检储罐的标准匹配，可认为待检储罐和受控储罐在某一方面的标准上有相似的使用情况。

G.2.1 附加的评估

在个别的基本数据不匹配时，要求进行附加的评估，本附录的表描述了需要评估的附加因素。如果参考本附录规定的附加因素评估时十分相似时，则储罐可认为对于此因素具有相似服役情况。如果满足附加规定，认为储罐具有相似服役情况。附加评估应记录并保存在如 6.8 的记录文件里。

G.2.1.1 储罐建造年份：如果关于受控罐和待检罐的标准不符合时，则满足下列规定时可考虑为相似服役情况：计算腐蚀率时，应考虑储罐建造年龄的差异，在相似服役评估中应考虑储罐建造依据的设计和/或建造标准的差异。

G.2.1.2 罐底材料：如果受控罐和待检罐的标准不符合时，则满足下列规定时可考虑为相似服役情况：

- a) 待检储罐的罐底材料应具有和受控储罐相似的防腐性质。
- b) 待检储罐或两者都应采用有效的衬里来防止罐底上表面的腐蚀。
- c) 经评估，两者罐底油侧的潜在腐蚀性相似。

G.2.1.3 罐壁材料：如果关于受控罐和待检罐的标准不符合时，则满足下列规定时可考虑为相似服役情况：

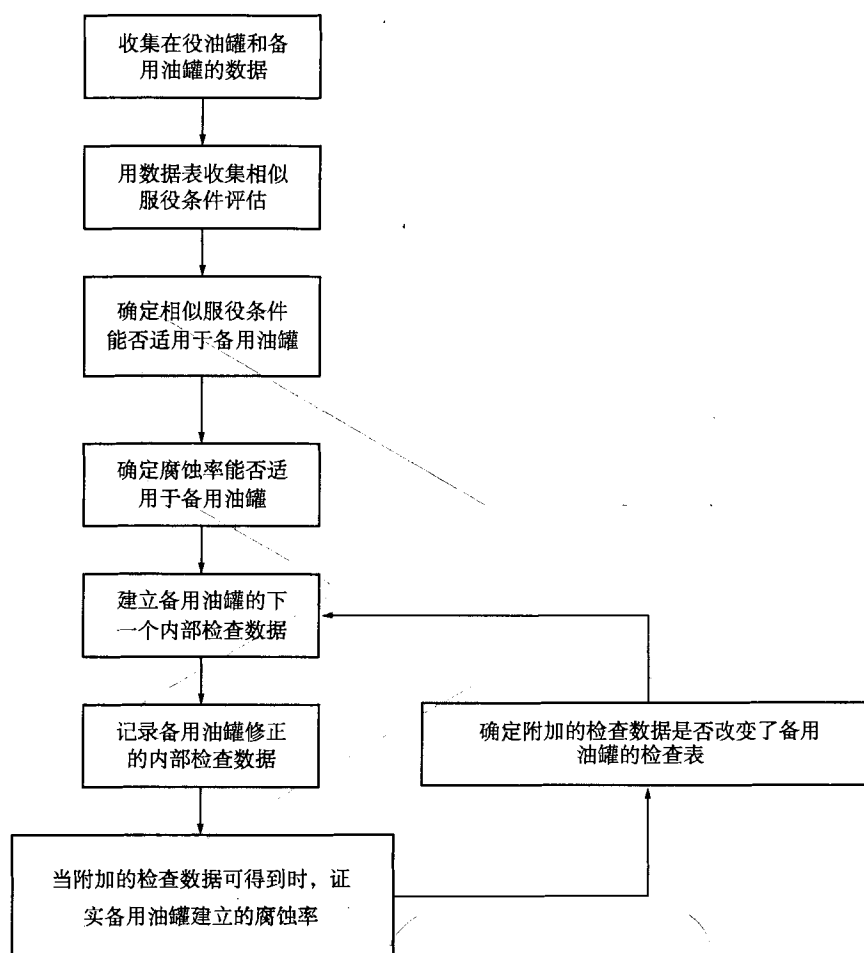


图 G.1 进行相似评估的步骤

- a) 待检储罐的罐壁材料应具有和受控储罐相似的防腐性能。
- b) 待检储罐或两者都采用有效的衬里来防止罐内壁的腐蚀。
- c) 待检储罐或两者都采用合适的衬里与涂层来防止罐外壁的腐蚀。

G.2.1.4 罐底/罐壁的腐蚀允许量：如果关于受控罐和待检罐的标准不符合时，则在考虑两种罐是否为相似服役情况时，计算剩余寿命和检验间隔时应考虑腐蚀允许量差异。

G.2.1.5 罐底衬里类型/厚度/年龄：如果关于受控罐和待检罐的标准不符合时，则应对罐底衬里系统进行评估。采用 API RP 652 的规定来评估不同衬里系统提供的相应腐蚀防护。

G.2.1.6 阴极保护：如果关于受控罐和待检罐的标准不符合时，应采用以下附加规定。采用 API RP 652 的规定来评估不同阴极保护系统规定的相应腐蚀防护：

- a) 如果待检储罐通过一个设计合适、实用的阴极保护系统防护，而受控储罐没有，则关于阴极保护待检储罐可用来作为相似服役的情况。
- b) 如果受控储罐通过一个设计合适、实用的阴极保护系统防护，而待检储罐不受保护，则受控储罐在阴极保护方面不考虑为相似服役情况。
- c) 如果控制和待检储罐都通过一个设计合适、实用的阴极保护系统防护，则关于两者在阴极保护方面考虑为相似服役情况。

G.2.1.7 双层底板：如果待检储罐和/或受控储罐有多层罐底，则罐底内表面腐蚀的相似服役评估应基于与第一块（上部）底板的下侧相接触的材料。

G.2.1.8 与底板接触的油品/材料：以下任何因素的不同都必须进行评估以确定待检储罐是否能作为受控储罐的相似服役评估：

- a) 油品或材料类型。
- b) pH 值。
- c) 碱度。
- d) 湿度。
- e) 矿化度。
- f) 电阻率。
- g) 油品类型 (如果是浸油的沙石基础)。
- h) 油品/材料的清洁度。
- i) 油品等级。
- j) 氯化物。
- k) 硫酸盐。

G. 2. 1. 9 周围环境: 确定待检储罐与受控储罐是否为相似服役情况时, 应评估两者之间以下因素的差异:

- a) 最低的日平均温度。
- b) 接触含盐或腐蚀性成分的气体。

G. 2. 1. 10 当前运行条件: 确定待检储罐与受控储罐是否为相似服役情况时, 应评估两者之间以下因素的差异:

- a) 储存介质分类 (见表 G. 1)。
- b) 液体的密度。
- c) 60°F 时的雷德蒸汽压。
- d) 正常运行温度。
- e) 惰性气体覆盖层。
- f) 罐底水。
- g) 硫含量。
- h) 服役时间。
- i) 储存介质的腐蚀性。

G. 2. 1. 11 以前的运行情况: 如果受控储罐和/或待检储罐以前的运行情况不同, 那么应对以前的运行情况就 G. 2. 1. 10 中叙述的相同因素进行评估。

G. 2. 1. 12 储物分类: 表 G. 1 对一般储存在地上储罐的液体进行了很多的分类。表 G. 1 作为对当前和以前运行情况评估的指导。

G. 2. 1. 13 其他考虑事项: 除以上讨论的因素, 以下数据如果对于受控储罐和待检储罐适用, 则应进行评估以确定待检罐能否和受控储罐是否为相似服役情况:

- a) 罐底的 MFL 数据。
- b) 超声厚度 (UT) 测量的数据。
- c) 光纤监测系统数据。
- d) 阴极保护监测数据。
- e) 罐底完整性测试数据。
- f) 维护过程, 包括储罐清理的频率和方法。

G. 3 确定剩余寿命示例

G. 3. 1 储罐罐底

图 G. 2 说明了一种确定时间间隔的方法。在该间隔内, 罐底将达到其最小的底板厚度, 超过这

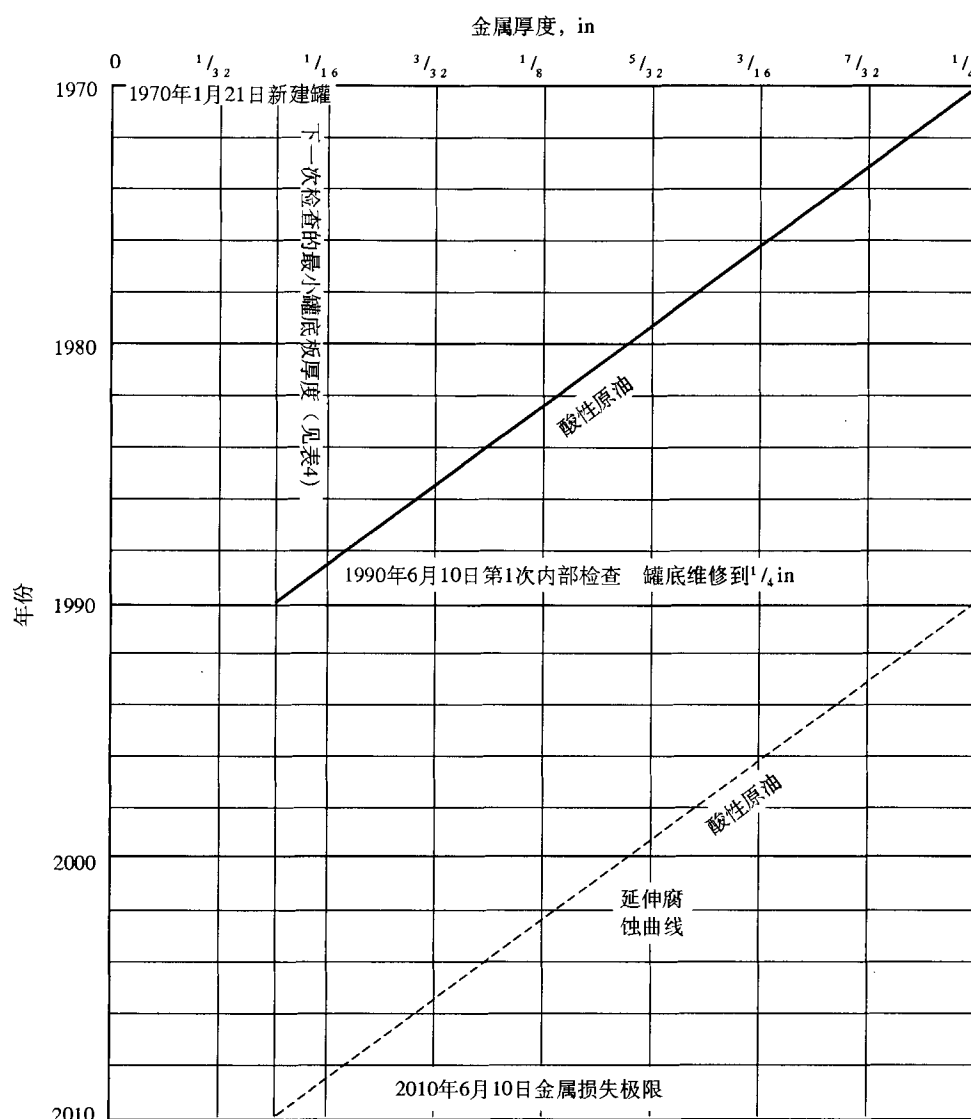


图 G.2 储罐底腐蚀率曲线示例

个间隔，储罐应进行修理或从服役中移除。在这个示例中，储罐建造于1970年，其原始金属厚度是6.35mm ($\frac{1}{4}$ in)。在下次检验间隔时内最小底板厚度为1.27mm (0.05in) (见表4)，此次评估时(1990年6月10日)，被检验的储罐处于酸性原油的服役状态下。先前的运行包括储存酸性原油。在测得的厚度和计算的腐蚀速率的基础上，剩余寿命或到达最小底板厚度预计约为20年或截止到2010年的6月10日。关于罐底最小厚度的计算见4.4.5。

G.3.2 罐壁

图G.3说明了确定时间间隔的方法。在该间隔内，罐壁将达到其金属损耗的极限，超过这个间隔，必须进行修理或从服役中移除。在该示例中，储罐建造于1990年，原始金属厚度为12.7mm ($\frac{1}{2}$ in)。在此次评估时(2002年11月15日)，顶部壳身的极限金属损耗经计算为6.35mm ($\frac{1}{4}$ in)，储罐储存脱硫汽油。先前的运行包括储存脱硫原油近7年和储存酸性原油近3年。在定期检验测得的厚度和由此计算的腐蚀速率的基础上，剩余寿命和到达金属损耗极限的时间预计近似为4年或截止到2006年8月1日。关于整个壳身的最小厚度的计算见4.3.3。

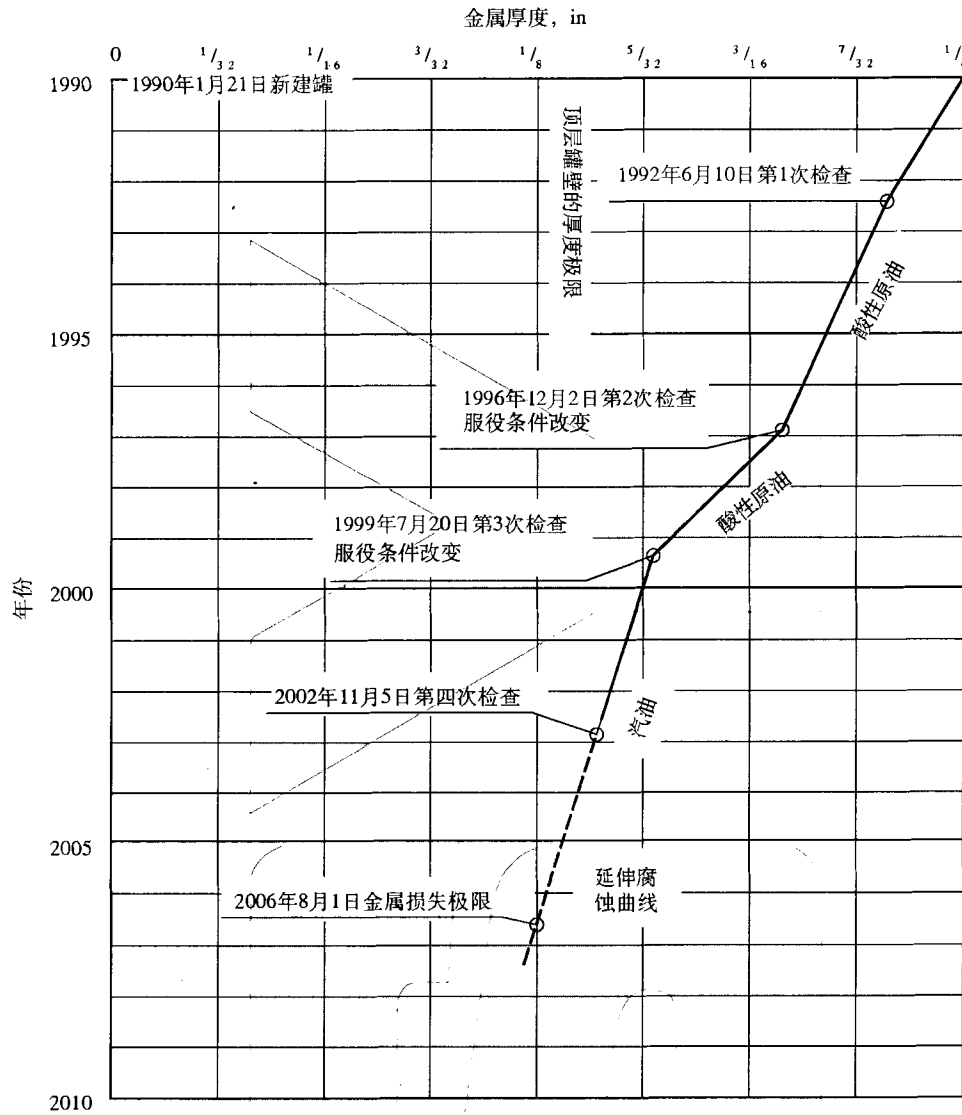


图 G.3 储罐顶部壳身腐蚀率曲线示例

表 G.1 类比评估储物的分类

| 级别 | 说明 | 试样 |
|----|-----------------|---------------------|
| A | 低含硫轻油 (硫含量<1%) | 2号燃料油、柴油、煤油、飞机燃料、汽油 |
| B | 高含硫轻油 (硫含量>1%) | 未完成加热用油、馏分 |
| C | 脱硫重油 (硫含量<1%) | 重质汽油和脱硫渣油 |
| D | 酸性含硫重油 (硫含量>1%) | 酸性渣油 |
| E | 废油和处理水 | 见说明 |
| F | 润滑油 | 汽车用的、柴油和航空用油 |
| G | 污泥 | 酸性、非酸性 |

表 G.1 (续)

| 级别 | 说明 | 试样 |
|----|------|-----------------------|
| H | 原油 | 轻质挥发性油 (等级 1) |
| | | 非黏性油 (等级 2) |
| | | 重质稠油 (等级 3) |
| | | 非液体 (重质原油、高含蜡) (等级 4) |
| I | 添加剂 | 汽油特性添加剂 |
| J | 溶剂 | 酮类、醇类、甲苯、二甲苯、二醇类、二醇醚类 |
| K | 化学试剂 | 磷化物、硫化物、盐酸类、甲酸、氮类酸化物 |

注：本表并不详尽。此外，在已列分类中储物的化学组成中还有其他重要可变性。

类比评估——数据表

受控储罐编号：_____ 位置：_____

直径 (ft)：_____ 高度 (ft)：_____ 罐容：_____ 桶

待检储罐编号：_____ 位置：_____

直径 (ft)：_____ 高度 (ft)：_____ 罐容：_____ 桶

第 1 部分——罐底内侧评估

G.1.1 油罐特性

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否，见 相关部分 ⁴ |
|------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 油罐建立年份 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 1 |
| b) 罐底材料 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 2 |
| c) 腐蚀裕量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| d) 罐底保护层类型 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 5 |
| e) 罐底保护层厚度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 5 |
| f) 罐底保护层年限 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 5 |

G.1.2 当前服役条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否，见 相关部分 ⁴ |
|----------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 当前产品名称 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 产品等级，表 G. 1 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| c) 产品密度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| d) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| e) 水垫层 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| f) 硫含量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| g) 此次服役时间 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| h) 产品腐蚀性 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |

G. 1.3 先前服役条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 先前产品名称 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 产品等级(见表 G. 1) | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| c) 产品密度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| d) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| e) 水垫层 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| f) 硫含量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| g) 此次服役时间 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| h) 产品腐蚀性 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |

G. 1.4 结论

- a) 本评估是否包括附加评估记录(见 G. 2. 1) 是否.
- b) 基于类比评估中修订的标准, 此罐服役条件相似不相似 (正确处打钩)。
- c) 罐底内侧的腐蚀率是: _____ mm/年。

意见:

注: 本数据表应按 6. 8 的要求在卷宗里保存。

评估人: _____ 时间: _____

评估人:(油罐业主和运营方) _____ 时间: _____

注 1: 受控储罐是服役条件和腐蚀速率很明确的油罐。

注 2: 待检储罐是和受控储罐作比较, 以确定服役条件是否相似的油罐。

注 3: “是”表示待检储罐参数和受控储罐完全匹配。

注 4: 如果待检储罐参数和受控储罐不匹配, 见 G. 2. 1。

类比评估——数据表

受控储罐编号: _____ 位置: _____

直径 (ft): _____ 高度 (ft): _____ 罐容: _____ 桶

待检储罐编号: _____ 位置: _____

直径 (ft): _____ 高度 (ft): _____ 罐容: _____ 桶

第 2 部分——罐底外侧评估

G. 2.1 油罐特性

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|---------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 建造时间 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 1 |
| b) 罐底材料 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 2 |
| c) 腐蚀裕量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| d) 双层罐底 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 7 |

G. 2.2 接触或围绕罐底板的土壤和地基材料

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|--------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 土壤类型 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |
| b) 土壤 pH 值 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |
| c) 土壤碱度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |
| d) 土壤湿度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |
| e) 土壤盐分 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |
| f) 土壤电导率 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |
| g) 油类, 如油砂地基 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | |
| h) 土壤清洁度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |

G. 2.3 当前操作条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|----------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 阴极保护 ⁵ | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 6 |
| c) 堵塞/蓄水 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |

G. 2.4 先前操作条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|----------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 阴极保护 ⁵ | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 6 |
| c) 堵塞/蓄水 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 8 |

G. 2.5 结论

- a) 本评估是否包括附加评估记录 (见 G. 2. 1) 是 否 。
- b) 基于类比评估中修订的标准, 此罐服役条件相似 不相似 (正确处打钩)。
- c) 罐底外侧的腐蚀率是: _____ mm/年。

意见:

注: 本数据表应按 6. 8 的要求在卷宗里保存。

评估人: _____ 时间: _____

评估人: (油罐业主和运营方) _____ 时间: _____

注 1: 受控储罐是服役条件和腐蚀速率很明确的油罐。

注 2: 待检储罐是和受控储罐作比较, 以确定服役条件是否相似的油罐。

注 3: “是”表示待检储罐参数和受控储罐完全匹配。

注 4: 如果待检储罐参数和受控储罐不匹配, 见 G. 2. 1。

注 5: 见 API RP 651 中 5. 3。

| 类比评估——数据表 | | | | | |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| 受控储罐编号: _____ | | 位置: _____ | | | |
| 直径 (ft): _____ | | 高度 (ft): _____ | | 罐容: _____ 桶 | |
| 待检储罐编号: _____ | | 位置: _____ | | | |
| 直径 (ft): _____ | | 高度 (ft): _____ | | 罐容: _____ 桶 | |
| 第3部分——罐壁内侧评估 | | | | | |
| G.3.1 油罐特性 | | | | | |
| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
| | | | 是 | 否 | |
| a) 油罐建立年份 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 1 |
| b) 罐壁材料 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 3 |
| c) 腐蚀裕量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| d) 罐壁保护层类型 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 5 |
| e) 罐壁保护层厚度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 5 |
| f) 罐壁保护层年限 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 5 |
| G.3.2 接触或围绕罐底板的土壤和地基材料 | | | | | |
| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
| | | | 是 | 否 | |
| a) 最低日平均温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 9 |
| b) 含盐空气暴露量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 9 |
| G.3.3 当前操作条件 | | | | | |
| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
| | | | 是 | 否 | |
| a) 当前产品名称 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 产品等级 (见表 G. 1) | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| c) 产品密度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| d) 60 °F 雷德蒸汽压 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| e) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| f) 惰性气体保护 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| g) 水垫层 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| h) 硫含量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| i) 此次服役时间 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| j) 产品腐蚀性 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |

G.3.4 先前操作条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 先前产品名称 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 产品等级 (见表 G. 1) | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| c) 产品密度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| d) 60 °F 雷德蒸汽压 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| e) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| f) 惰性气体保护 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| g) 水垫层 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| h) 硫含量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| i) 此次服役时间 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| j) 产品腐蚀性 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |

G.3.5 结论

- a) 本评估是否包括附加评估记录 (见 G. 2. 1) 是 否 。
- b) 基于类比评估中修订的标准, 此罐服役条件相似 不相似 (正确处打钩)。
- c) 罐壁内侧的腐蚀率是: _____ mm/年。

意见:

注: 此数据表应按 6.8 的要求在卷宗里保存。

评估人: _____ 时间: _____

评估人: (油罐业主和运营方) _____ 时间: _____

注 1: 受控储罐是服役条件和腐蚀速率很明确的油罐。

注 2: 待检储罐是和受控储罐作比较, 以确定服役条件是否相似的油罐。

注 3: “是”表示待检储罐参数和受控储罐完全匹配。

注 4: 如果待检储罐参数和受控储罐不匹配, 见 G. 2. 1。

类比评估——数据表

受控储罐编号: _____ 位置: _____

直径 (ft): _____ 高度 (ft): _____ 罐容: _____ 桶

待检储罐编号: _____ 位置: _____

直径 (ft): _____ 高度 (ft): _____ 罐容: _____ 桶

第 4 部分——罐壁外侧评估

G.4.1 油罐特性

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 油罐建立年份 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 1 |
| b) 罐壁材料 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 3 |
| c) 腐蚀裕量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| d) 罐壁隔离层类型 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| e) 罐壁隔离层厚度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| f) 罐壁隔离层年限 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| g) 罐壁覆盖层类型 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| h) 罐壁覆盖层厚度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |
| i) 罐壁覆盖层年限 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 4 |

G.4.2 周边条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 最低日平均温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 9 |
| b) 含盐空气暴露量 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 9 |

G.4.3 当前操作条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|-----------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 堵塞/蓄水 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |

G.4.4 先前操作条件

| | 受控储罐 ¹ | 待检储罐 ² | 匹配 ³ | | 如为否, 见 相关部分 ⁴ |
|-----------|-------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | 是 | 否 | |
| a) 堵塞/蓄水 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |
| b) 日常操作温度 | _____ | _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | G. 2. 1. 10 |

G.4.5 结论

- a) 本评估是否包括附加评估记录 (见 G. 2. 1) 是 否 。
- b) 基于类比评估中修订的标准, 此罐服役条件相似 不相似 (正确处打钩)。
- c) 罐壁内侧的腐蚀率是: _____ mm/年。

意见:

注: 此数据表应按 6.8 的要求在卷宗里保存。

评估人: _____ 时间: _____

评估人:(油罐业主和运营方) _____ 时间: _____

注 1: 受控储罐是服役条件和腐蚀速率很明确的油罐。

注 2: 待检储罐是和受控储罐作比较, 以确定服役条件是否相似的油罐。

注 3: “是”表示待检储罐参数和受控储罐完全匹配。

注 4: 如果待检储罐参数和受控储罐不匹配, 见 G. 2. 1。

类比评估——数据表

受控储罐编号: _____ 位置: _____

直径 (ft): _____ 高度 (ft): _____ 罐容: _____ 桶

待检储罐编号: _____ 位置: _____

直径 (ft): _____ 高度 (ft): _____ 罐容: _____ 桶

第 5 部分——综述

- a) 根据第 1 部分, 罐底内侧的腐蚀速率是 _____ mm/年。
- b) 根据第 2 部分, 罐底外侧的腐蚀速率是 _____ mm/年。
- c) 根据第 3 部分, 罐壁内侧的腐蚀速率是 _____ mm/年。
- d) 根据第 4 部分, 罐壁内侧的腐蚀速率是 _____ mm/年。
- e) 基于以上腐蚀速率, 油罐下次检查的时间是 _____ 年。

意见:

注: 此数据表应按 6.8 的要求在卷宗里保存。

评估人: _____ 时间: _____

评估人: (油罐业主和运营方) _____ 时间: _____

附录 H
(资料性附录)
奥氏体不锈钢储罐

H.1 范围

H.1.1 本附录覆盖了根据 API Std 650 附录 S 建造的不锈钢制储罐的检验、维修、更建和翻建。

H.1.2 本附录仅对不同于本标准基本规定的一些要求进行说明。对于没有说明的要求，应以基本规定为准。

H.2 参考文献

与第 2 章一致。

H.3 定义

与第 3 章一致。

H.4 运行适宜性

H.4.1 在 4.2.4.1 中，必须符合 API Std 650 中 S.3.5 的要求。

H.4.2 在 4.2.4.3 中，对于设计温度超过 40℃ (100°F) (按照 API Std 650 S.3.6.2~S.3.6.7 修改) 的不锈钢制储罐应符合 API Std 650 附录 M 的要求。

H.4.3 在 4.3.3.1 中，最大允许应力 S 应做如下修改，在设计条件 (S_d) 和静水压测试条件 (S_t) 下，所有壳身的最大允许应力应取 $0.95Y$ 或 $0.4T$ 中的较小者。

H.4.4 表 2 应符合 API Std 650 表 S-4。当已有焊缝的射线检验情况无法获得，接头系数应取 0.7。

H.4.5 在 4.3.3.5c) 中，应修改说明为“在温度超过 40℃ (100°F) 环境下运行”。

H.4.6 在 4.3.3.6 中，因式 $\frac{3}{4}Y$ 用 $\frac{1}{4}Y$ 代替。

H.4.7 在 4.3.4 中的规定不包括不锈钢制储罐。

H.5 脆性断裂

储罐在环境温度下适宜继续运行。

H.6 检验

与第 6 章一致。

H.7 材料

H.7.1 在 7.3.1.2 中，增加参考文献 ASTM A480。

H. 7. 2 建造用的材料采用合成板。板材和结构材料应符合 API Std 650 中 S. 2 的要求。

H. 8 翻建储罐的设计考虑事项

在 8. 4. 3 中，允许应力应进行修订以符合 API Std 650 中附录 S 的允许应力。

H. 9 储罐的修理和更换

在 9. 14 中，本附录没有涉及不锈钢制储罐的带压开孔。

H. 10 拆卸和翻建

H. 10. 1 焊缝必须符合 API Std 650 中 H. 4. 11 的要求。

H. 10. 2 不锈钢制储罐中的热切割应采用铁粉熔化碳弧切割或等离子弧切割。

H. 10. 3 遵循 API Std 650 中 S. 4. 2 的储存要求。

H. 10. 4 当购买者规定时，应遵循 API Std 650 中 S. 4. 5 的要求。

H. 11 焊接

焊接应满足 API Std 650 中 S. 4. 11 的要求。

H. 12 检验和测试

H. 12. 1 任何涉及磁粉检验的方法应由液体渗透方法代替。

H. 12. 2 在 12. 3 中，测试用水的质量应符合 API Std 650 中 S. 4. 10 的要求。

H. 13 附录

附录 E（无损检测要求综述）——忽略涉及磁粉检查的任何参考。

中华人民共和国
石油天然气行业标准
油罐的检验、修理、改建及翻建
SY/T 6620—2014

*

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

*

880×1230 毫米 16 开本 7.75 印张 221 千字 印 1—2000
2015 年 2 月北京第 1 版 2015 年 2 月北京第 1 次印刷
书号：155021·7217 定价：78.00 元
版权专有 不得翻印