



中华人民共和国国家标准

GB/T 43130.1—2023

液化天然气装置和设备 浮式液化天然气 装置的设计 第1部分:通用要求

Installation and equipment for liquefied natural gas—
Design of floating LNG installations—Part 1: General requirements

(ISO 20257-1:2020, MOD)

2023-09-07 发布

2024-01-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言 V

引言 VII

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义、缩略语 5

4 设计基础 8

 4.1 选址和气象海洋条件 8

 4.2 设计准则 9

5 健康,安全,环境 19

 5.1 一般要求 19

 5.2 安全环境保护屏障识别及设计要求 19

 5.3 环境因素 22

 5.4 安全注意事项 24

 5.5 职业健康和工业卫生注意事项 29

 5.6 人机工程学和人因工程 31

6 系泊定位系统 31

 6.1 一般要求 31

 6.2 开阔水域的永久系泊 31

 6.3 近岸或码头的永久系泊 32

 6.4 特殊条件下系泊系统设计 34

 6.5 装卸货 LNGC 的临时系泊 34

 6.6 码头系泊基础设施设计 35

 6.7 物料和人员的转运 36

7 船体设计 37

 7.1 船体结构设计 37

 7.2 稳性和水密完整性 40

8 LNG 储存 41

 8.1 通则 41

 8.2 晃动载荷 42

 8.3 蒸发气处理 43

 8.4 防翻滚管理 43

 8.5 LNG 储存排放系统 43

9 LNG 装卸系统 44

 9.1 一般要求 44

 9.2 装卸系统设计 45

10 蒸发气处理和回收 46

10.1 通则 46

10.2 蒸发气收集系统 46

10.3 气体返回系统 46

10.4 蒸发气回收 47

10.5 BOG 压缩机 47

10.6 火炬/放空 47

11 低温管道 47

11.1 总则 47

11.2 管道组件 47

11.3 管道 48

11.4 阀门 48

11.5 绝热层 49

11.6 防止奥氏体钢的锌污染 51

12 公用系统 51

12.1 系统分类 51

12.2 电气 52

12.3 仪表压缩空气系统 55

12.4 液压系统 55

13 过程 & 安全控制和监控系统 55

13.1 一般要求 55

13.2 过程控制系统 56

13.3 船舶控制系统 57

13.4 浮式液化天然气装置与陆上的接口 57

13.5 安全控制系统 57

13.6 闭路电视监控系统(CCTV) 58

13.7 计量 58

13.8 通信 59

13.9 环境监测和控制 59

14 保安全管理 59

14.1 一般要求 59

14.2 海上通道 59

14.3 陆上通道 59

15 调试 60

15.1 通用要求 60

15.2 系统划分和调试计划 60

15.3 实施 60

15.4 安全 61

15.5 调试组织 61

15.6 交付 62

15.7 启动和性能测试 62

16 检查和维护 62

 16.1 通则 62

 16.2 浮式液化天然气装置的具体要求 62

17 防护与防腐 63

 17.1 涂装 63

 17.2 阴极保护 63

 17.3 海水及消防管道的防腐 63

18 操作准备 63

19 浮式液化天然气装置改装的特定要求 63

附录 A (资料性) 结构编号对照一览表 65

附录 B (资料性) 技术差异及其原因一览表 75

附录 C (规范性) LNG 装卸系统设计基础和标准 80

 C.1 装卸系统方案 80

 C.2 要点部分 84

 C.3 装卸布置 84

 C.4 操作包络线 87

参考文献 90

前 言

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

本文件是 GB/T 43130《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计》的第 1 部分。GB/T 43130 已经发布了以下部分：

——第 1 部分：通用要求。

本文件修改采用 ISO 20257-1:2020《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计 第 1 部分：通用要求》。

本文件与 ISO 20257-1:2020 相比，在结构上有较多调整，两个文件之间的结构编号变化对照一览表见附录 A。

本文件与 ISO 20257-1:2020 相比，存在较多技术差异，在所涉及的条款的外侧页边空白位置用垂直单线(|)进行了标示。这些技术差异及其原因一览表见附录 B。

本文件做了下列编辑性改动：

- 删除了部分注释等资料性内容(见 3.1.2、3.1.3、4.1.1.1、4.1.1.4、4.2.3.1.2、5.2.1、5.3.2.3、5.3.3、6.7、8.4.1、10.1、10.3、11.6)；
- 将应用于靠泊码头浮式液化天然气装置的选址调查要求合并(见 4.1.1.1.4)；
- 对 K 的取值进行了补充说明(见 4.2.3.2.1.2)；
- 增加了船对船过驳作业的操作流程、操纵要求、风险评估、检查表和过驳兼容性调查问卷实例等可参考中国船级社《船对船过驳指南》的描述(见 4.2.6.5)；
- 删除了环境影响评价的资料性内容(见 5.3.2.3)；
- 删除了浮式液化天然气装置的特点资料性内容(见 5.4.1)；
- 用资料性引用的 GB/T 20438 替换了 IEC 61508(见 5.4.2.4)；
- 删除了动力定位资料性内容(见第 6 章)；
- 用资料性引用的 GB/T 23511 替换了 ISO 19900(见 6.6.1)；
- 用资料性引用的 GB/T 22724、GB/T 20368 替换了 EN 1473、NFPA 59A(见 8.5.1)；
- 删除了 BOG 产生的资料性内容(见 10.1)；
- 删除了气体返回系统的资料性内容(见 10.3)；
- 删除了铝或锌与钢或铜一同加热的资料性内容(见 11.6)；
- 用资料性引用的 GB/T 19204 替换了 ISO 16903(见 11.2.1)；
- 引用的“ISO 9606”改为“ISO 9606(所有部分)”(见 11.3.2)；
- 引用的“ISO 4126”改为“ISO 4126(所有部分)”(见 11.4.2)；
- 用资料性引用的 GB/T 25444.1 替换了 IEC 61892-1(见 12.2.2.3)；
- 用资料性引用的 GB/T 24963 替换了 ISO 28460(见 13.4、13.5.2.3)；
- 引用的“ISO19904-1:2019”改为“ISO19904-1”(见 16.2.1)；
- 用资料性引用的 GB/T 39155 替换了 ISO 13174(见 17.2)；
- 图 C.2、图 C.3 的脚注“^a”改为标引序号“5”(见附录 C)；
- 删除了资料性附录 A～附录 C、附录 E～附录 G。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国石油天然气标准化委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本文件起草单位：中海石油气电集团有限责任公司、中海油能源发展股份有限公司采油服务分公司、沪东中华造船(集团)有限公司、中国船级社、中国石油天然气股份有限公司天然气销售分公司。

本文件主要起草人：张超、陈峰、彭延建、陈锐莹、安东雨、夏华波、肖立、金燕子、刘永浩、周毅、田靓、宋炜、黄欢、吴健宏、王亚群、孙政策、黄国良、凌爱军、王佳颖、王成硕、吕梦芸、夏梦莹、徐皓晗、宋庆国、时光志、徐岸南、丁果林、韩宇、段斌、刘昕宇、李牧、刘金峰、李祥锋、吴昊、宋忠兵、周然、张国立、江浩、孙诺一、杨静、李岩、田其磊、孙哲、鲍俊杰、刘圆、郑坤、李勇、李红涛、孙冰、梁园华、冯立德、韩新强、姜夏雪、孙亚娟、梁海瑞、李安琪、卢昕悦。

引 言

《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计》旨在确立适用于浮式液化天然气装置项目工艺、低温管道、自动控制、安全环保等专业的设计准则,目标是为浮式液化天然气(LNG)装置的设计提供功能指南和推荐做法,以确保浮式 LNG 装置的设计和运行安全、环保。GB/T 43130《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计》拟由两个部分组成。

- 第 1 部分:通用要求。目的在于为所有浮式液化天然气装置(包括液化、储存、蒸发、转移和处理液化天然气的装置)的设计和运行提供功能指南。
- 第 2 部分:浮式接收储存气化装置的特殊要求。目的在于为 ISO 20257-1 中所述的浮式接收储存气化装置(FSRU)的设计和运行提供具体要求和指导。适用于新建和改装的 FSRU。

FSRU 外形类似于液化天然气运输船,具有液化天然气接收、储存和再气化,以及向陆上天然气管道输送和计量天然气的功能。目前新建的 FSRU 大部分都具备运输船属性,在没有 FSRU 租约时往往当作运输船使用,而国际和国内标准对液化天然气运输船已经提出了全面而成熟的技术要求,所以液化天然气运输船功能的部分不是本文件的重点,而是指向了《海上浮式装置入级规范》《散装运输液化气体船舶构造与设备规范》《材料与焊接规范》《海上油气处理系统规范》等标准规范。

ISO 20257 包括 FSRU 系泊在码头上时对码头的要求。国内对于液化天然气船码头已经有成熟要求 JTS 165-5《液化天然气码头设计规范》,为水运工程建设强制性行业标准,已经历经 3 次修订,目前最新版本已经涵盖 FSRU 的码头设计,所以码头系泊不是本文件的重点。但考虑到 FSRU 有可能在全球不同港口系泊,所以仍然保留了原则性的一般要求。

液化天然气装置和设备 浮式液化天然气 装置的设计 第1部分：通用要求

1 范围

本文件规定了浮式液化天然气(LNG)装置的设计和操作提供要求和指导,包括天然气的液化、储存、气化、输送和处理,以保障浮式液化天然气装置的设计和操作安全,满足环保要求。

本文件适用于以下浮式液化天然气装置:

- 浮式液化天然气生产储卸装置(FLNG);
- 浮式液化天然气再气化装置——浮式接收储存气化装置(FSRU)、浮式再气化装置(FRU);
- 浮式储存装置(FSU)。

本文件适用于海上、近岸或码头浮式液化天然气装置。

本文件适用于靠泊浮式液化天然气装置的码头,并简要介绍了浮式液化天然气系泊概念。

本文件适用于新建和改装的浮式液化天然气装置。

本文件不适用于:

- 陆上液化天然气储存、液化和/或再气化装置/工厂,但停靠于码头的浮式液化天然气生产储卸装置和浮式液化天然气再气化装置除外;
- 基于非浮式结构(如重力式结构原理)的海上液化天然气工厂;
- 陆上支持设施(如支援船、拖船等)。

本文件不适用于浮式发电设施的设计,虽然本文件相关条款可用于浮式发电设施。

本文件不涵盖液化天然气作为燃料加注的部分。

2 规范性引用文件

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

GB 3552 船舶水污染物排放控制标准

GB/T 3836.13 爆炸性环境 第13部分:设备的修理、检修、修复和改造(GB/T 3836.13—2021, IEC 60079-19:2019, MOD)

GB 4914 海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值

GB 5749 生活饮用水卫生标准

GB/T 7762 硫化橡胶或热塑性橡胶 耐臭氧龟裂 静态拉伸试验(GB/T 7762—2014, ISO 1431-1:2004, NEQ)

GB/T 8423.3 石油天然气工业术语 第3部分:油气地面工程

GB 12348 工业企业厂界环境噪声排放标准

GB/T 13912 金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层 技术要求及试验方法(GB/T 13912—2020, ISO 1461:2009, MOD)

GB 15097 船舶发动机排气污染物排放限值及测量方法(中国第一、二阶段)

GB/T 19204 液化天然气的一般特性(GB/T 19204—2020, ISO 16903:2015, MOD)

GB/T 43130.1—2023

GB/T 21481.2 船舶与海上技术 船舶和海上结构物上生活用水供应 第2部分:计算方法
(GB/T 21481.2—2008, ISO 15748-2:2002, IDT)

GB/T 21714(所有部分) 雷电防护[IEC 62305(所有部分)]

注: GB/T 21714.1—2015 雷电防护 第1部分:总则(IEC 62305-1:2010, IDT)

GB/T 21714.2—2015 雷电防护 第2部分:风险管理(IEC 62305-2:2010, IDT)

GB/T 21714.3—2015 雷电防护 第3部分:建筑物的物理损坏和生命危险(IEC 62305-3:2010, IDT)

GB/T 21714.4—2015 雷电防护 第4部分:建筑物内电气和电子系统(IEC 62305-4:2010, IDT)

GB/T 22189 船舶电气设备 专辑 液货船(GB/T 22189—2008, IEC 60092-502:1999, IDT)

GB/T 22724—2022 液化天然气设备与安装 陆上装置设计

GB/T 23511 石油天然气工业 海洋结构的通用要求(GB/T 23511—2021, ISO 19900:2019, IDT)

GB/T 24963 液化天然气设备与安装 船岸界面(GB/T 24963—2019, ISO 28460:2010, MOD)

GB/T 25444(所有部分) 移动式 and 固定式近海设施 电气装置[ISO 61892(所有部分)]

注: GB/T 25444.1—2010 移动式 and 固定式近海设施 电气装置 第1部分:一般要求和条件(IEC 61892-1:2001, IDT)

GB/T 25444.2—2010 移动式 and 固定式近海设施 电气装置 第2部分:系统设计(IEC 61892-2:2005, IDT)

GB/T 25444.3—2010 移动式 and 固定式近海设施 电气装置 第3部分:设备(IEC 61892-3:2007, IDT)

GB/T 25444.5—2010 移动式 and 固定式近海设施 电气装置 第5部分:移动设施(IEC 61892-5:2000, IDT)

GB/T 25444.6—2010 移动式 and 固定式近海设施 电气装置 第6部分:安装(IEC 61892-6:2007, IDT)

GB/T 25444.7—2010 移动式 and 固定式近海设施 电气装置 第7部分:危险区域(IEC 61892-7:2007, IDT)

GB/T 30790(所有部分) 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护[ISO 12944(所有部分)]

注: GB/T 30790.1—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第1部分:总则(ISO 12944-1:1998, MOD)

GB/T 30790.2—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第2部分:环境分类(ISO 12944-2:1998, MOD)

GB/T 30790.3—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第3部分:设计依据(ISO 12944-3:1998, MOD)

GB/T 30790.4—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第4部分:表面类型和表面处理(ISO 12944-4:1998, MOD)

GB/T 30790.5—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第5部分:防护涂料体系(ISO 12944-5:2007, MOD)

GB/T 30790.6—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第6部分:实验室性能测试方法(ISO 12944-6:1998, MOD)

GB/T 30790.7—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第7部分:涂装的实施和管理(ISO 12944-7:1998, MOD)

GB/T 30790.8—2014 色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第8部分:新建和维护技术规格书的制定(ISO 12944-8:1998, MOD)

GB/T 35989.1 石油天然气工业 海上浮式结构 第1部分:单体船、半潜式平台和深水立柱式平台(GB/T 35989.1—2018, ISO 19904-1:2006, IDT)

GB/T 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准

GBZ 188 职业健康监护技术规范

JTS 165-5 液化天然气码头设计规范

ISO 834(所有部分) 耐火试验 建筑构件(Fire-resistance tests—Elements of building construction)

注: GB/T 9978(所有部分) 建筑构件耐火试验方法[ISO 834(所有部分)]

ISO 1460 金属镀层 钢铁材料的热浸镀锌涂层 用重量测定法测定单位面积重量(Metallic coatings—Hot dip galvanized coatings on ferrous materials—Gravimetric determination of the mass per unit area)

注: GB/T 1839—2008 钢产品镀锌层质量试验方法(ISO 1460:1992, MOD)

ISO 4126(所有部分) 防超压安全装置(Safety devices for protection against excessive pressure)

ISO 4649 硫化橡胶或热塑性橡胶 利用旋转式辊筒鼓形设备进行耐磨性能的测定(Rubber, vulcanized or thermoplastic—Determination of abrasion resistance using a rotating cylindrical drum device)

注: GB/T 9867—2008 硫化橡胶或热塑性橡胶耐磨性能的测定(旋转辊筒式磨耗机法)(ISO 4649:2002, IDT)

ISO 9606(所有部分) 焊工资格考试 熔焊(Qualification testing of welders—Fusion welding)

ISO 9712 无损检测 无损检测人员的资格鉴定和认证(Non-destructive testing—Qualification and certification of NDT personnel)

注: GB/T 9445—2015 无损检测 人员资格鉴定与认证(ISO 9712:2012, IDT)

ISO 10497 阀门试验 耐火型试验要求(Testing of valves—Fire type-testing requirements)

ISO 15614-1 金属材料焊接工艺规范和评定 焊接工艺评定试验 第1部分:钢的电弧焊、气焊和镍、镍合金的电弧焊(Specification and qualification of welding procedures for metallic materials—Welding procedure test—Part 1: Arc and gas welding of steels and arc welding of nickel and nickel alloys)

ISO 16904 石油和天然气工业 常规陆上码头 LNG 船舶转运臂的设计和测试(Petroleum and natural gas industries—Design and testing of LNG marine transfer arms for conventional onshore terminals)

ISO 19901-7 石油天然气工业 海上结构物特殊要求 第7部分:海上浮式结构和移动装置定位系统(Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures—Part 7: Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units)

ISO 20088(所有部分) 隔热材料防低温溢出的测定(Determination of the resistance to cryogenic spillage of insulation materials)

ISO 22899(所有部分) 被动防火材料的抗喷射火的测定(Determination of the resistance to jet fires of passive fire protection materials)

ISO 23251 石油、石化和天然气工业 泄压和减压系统(Petroleum, petrochemical and natural gas industries. Pressure-relieving and depressuring systems)

ISO 28921(所有部分) 工业阀门 低温用隔离阀门(Industrial valves—Isolating valves for low-temperature applications)

IEC 60079-14 爆炸性环境(Explosive atmospheres)

注: GB/T 3836.15—2017 爆炸性环境 第15部分:电气装置的设计、选型和安装[IEC 60079-14:2007, MOD]

IEC 60331(所有部分) 火灾条件下电缆的试验 电路完整性(Tests for electric cables under fire conditions—Circuit integrity)

注: GB/T 19216.1—2021 在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第1部分:火焰温度不低于 830 ℃ 的供电并施加冲击振动,额定电压 0.6/1 kV 及以下外径超过 20 mm 电缆的试验方法(IEC 60331-1:2018, IDT)

GB/T 43130.1—2023

- GB/T 19216.2—2021 在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第2部分:火焰温度不低于830℃的供火并施加冲击振动,额定电压0.6/1 kV及以下外径超过20 mm电缆的试验方法(IEC 60331-2:2018,IDT)
- GB/T 19216.3—2021 在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第3部分:火焰温度不低于830℃的供火并施加冲击振动,额定电压0.6/1 kV及以下电缆穿在金属管中进行的试验方法(IEC 60331-3:2018,IDT)
- GB/T 19216.11—2003 在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第11部分:试验装置 火焰温度不低于750℃的单独供火(IEC 60331-11:1999,IDT)
- GB/T 19216.21—2003 在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第21部分:试验步骤和要求 额定电压0.6/1 kV及以下电缆(IEC 60331-21:1999,IDT)
- GB/T 19216.23—2003 在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第23部分:试验步骤和要求 数据电缆(IEC 60331-23:1999,IDT)
- GB/T 19216.25—2003 在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第25部分:试验步骤和要求 光缆(IEC 60331-25:1999,IDT)
- IEC 61511(所有部分) 功能安全 过程工业领域安全仪表系统(Functional safety—Safety instrumented systems for the process industry sector)
- 注:GB/T 21109(所有部分) 过程工业领域安全仪表系统的功能安全[IEC 61551(所有部分)]
- IEC 80005 港口公用设施连接(Utility connections in port)
- EN 1474-2 液化天然气装置和设备 船用输送系统的设计和试验 第2部分:输送软管的设计和试验(Installation and equipment for liquefied natural gas—Design and testing of marine transfer systems—Part 2:Design and testing of transfer hoses)
- EN 1474-3 液化天然气用设施和设备 海上传送系统的设计和试验 第3部分:近海传送系统(Installation and equipment for liquefied natural gas—Design and testing of marine transfer systems—Part 3:Offshore transfer systems)
- EN 13480 金属工业管道(Metallic industrial piping)
- API RP 17B 软管的推荐规程(Recommended Practice for Flexible Pipe)
- API Std 520 安全阀计算(Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries)
- API Std 521 泄压和减压系统指南(Pressure-Relieving and Depressuring Systems)
- ASME B31.3 工艺管道(Process Piping)
- IMO 国际船舶和港口设施保安规则(International Ship and Port Facility Security Code)
- IMO/IGC Code 国际散装运输液化气体船舶构造和设备规则(International code for the construction and equipment for ships carrying liquefied gases in bulk)
- IMO/MODU Code 海上移动式钻井平台构造和设备规则(Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units)
- IMO/SOLAS 国际海上人命安全公约(International convention for the safety of life at sea)
- OCIMF 系泊设备指南(Mooring Equipment Guidelines)
- SIGTTO 石油、化学品和液化气船对船过驳指南(Ship to Ship Transfer Guide for Petroleum, Chemicals and Liquefied Gases)
- CAA CAP 437 海上直升机着陆区标准(Standards for offshore helicopter landing areas)
- IALA O-139 离岸建(构)筑物标志(Marking of Man-Made Offshore Structures)
- DNVGL-OTG-18 长期近岸系泊指南(GUIDANCE FOR LONG-TERM NEARSHORE MOORING)

3 术语和定义、缩略语

3.1 术语和定义

GB/T 8423.3 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1.1

浮式液化天然气装置 floating LNG installation

一般由船体结构、天然气净化组块、气化组块和液化组块、液化天然气储存系统、烃类装卸系统、系泊系统以及其他系统组成的装置。

注 1: 船体结构也称为船体。

注 2: 天然气净化组块、气化组块和液化组块,包括火炬,也称为上部组块。上部组块不用于浮式储存装置。

注 3: 液化天然气储存系统包含液货围护系统和液货处理系统。

注 4: 烃类装卸系统也称为货物装卸系统,包括装卸设备和系统(如适用)。

注 5: 系泊系统包括码头和护舷(如适用)。

注 6: 其他系统,如公用设施和住宿区。

3.1.2

浮式接收储存气化装置 floating storage and re-gasification unit;FSRU

能够接收、储存及气化液化天然气,并具有天然气外输能力的海上浮式装置。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.3]

3.1.3

浮式液化天然气生产储卸装置 floating LNG production, storage and offloading unit;FLNG

将气态天然气加工成液化天然气的海上浮式装置,一般包括天然气(原料气)净化、天然气分馏、天然气液化、产品储存和产品装船等生产单元。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.1.8]

3.1.4

浮式储存装置 floating storage unit;FSU

用于储存液化天然气的浮式装置,作为液化天然气装置的组成部分可以永久或临时系泊。

注: 如果对以下方面进行了评估,且得出的安全水平可以接受,则液化天然气运输船无需改装可用于液化天然气接收终端:

- a) 系泊布置;
- b) 输送系统;
- c) 晃动;
- d) 与液化天然气装置其他部分间的相互影响;
- e) 长期使用的可检查性。

3.1.5

液化天然气运输船 LNG carrier;LNGC

用于运载液化天然气的远洋专用船舶。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.3.4]

3.1.6

蒸发气 boil-off gas;BOG

由于外界的热量引入以及在容器进出料过程中压力变化时的闪蒸等原因,引起液化天然气气化产生的气体。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.4]

3.1.7

边界 boundary

运营商/所有权人拥有完全控制权或独家使用权的土地或水域上的产权线。

3.1.8

船级社 classification society

非政府组织,负责建立和维护船舶与海上结构物的建造和运营技术标准,认证船舶与海上结构物的施工符合相关标准,并在船与海上结构物运营期间进行定期调查,以确保其一直符合相关标准。

3.1.9

紧急解脱系统 emergency release system;ERS

在液化天然气运输船装卸过程中,当船位移接近装卸臂的包络范围边界,使装卸臂与液化天然气船迅速脱离的装置。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.11]

3.1.10

紧急切断系统 emergency shutdown;ESD

安全有效地使整个装置或独立单元关闭,以防止事故升级的系统。

3.1.11

爆炸 explosion

非受控燃烧的爆燃事件。

3.1.12

可燃气体 flammable gas

与空气按一定比例混合后形成的可燃性气体混合物。

3.1.13

上浪 green water

波浪漫过甲板,引起对甲板结构的拍击和压力作用。

[来源:GB/T 35989.1—2018,3.21]

3.1.14

软管 hose

波纹金属、高分子材料或塑料材质的柔性密封管。

3.1.15

上部组块 topsides

放置于支撑结构(固定或浮式的)上用来提供部分或所有平台功能的结构和设备。

注 1: 对于船型的浮式结构,甲板不属于上部组块。

注 2: 对于自升式平台,船体不属于上部组块。

注 3: 分开建造的甲板或模块支撑架是上部组块的一部分。

[来源:GB/T 23511—2021,3.54]

3.1.16

装卸系统 transfer system

用于装置间液体或气体的装卸和过驳,包括连接及相关安全系统。

3.1.17

货物围护系统 cargo containment system; CCS

用于围护货物的装置,包括主屏壁和次屏壁(如有),以及附属的绝热层和屏壁间处所,还包括必要时用于支持这些构件的邻接结构。

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

ALE:异常等级地震(Abnormal level earthquake)

ALS:意外限制状态(Accidental limit state)

ANSI:美国国家标准协会(American national standard institute)

API:美国石油协会(American petroleum institute)

ASME:美国机械工程师协会(American society of mechanical engineers)

BOG:蒸发气体(Boil-off gas)

DCS:分布式控制系统(Distributed control system)

DEC:设计极限状态(Design extreme conditions)

DOC:设计运行工况(Design operating conditions)

DSC:设计生存工况(Design survival conditions)

EER:紧急逃生响应(Emergency escape response)

EHS:环境、健康和安全指南(Environmental, health and safety)

ENVID:环境影响识别(Environmental impact identification)

ESD1:1级紧急关断(Emergency shutdown stage 1)

ESD2:2级紧急关断(Emergency shutdown stage 2)

F&G:火气(Fire and gas)

FLS:疲劳极限状态(Fatigue limit state)

HSE:健康、安全和环境(Health, safety and the environment)

HVAC:暖通空调(Heating ventilation air conditioning)

IALA:国际航标协会(International association of marine aids and lighthouse authority)

ICAO:国际民用航空组织(International civil association organization)

IEC:国际电工委员会(International electrotechnical commission)

IMO:国际海事组织(International maritime organization)

LDAR:泄漏检测和维修(Leak detection and repair)

LPG:液化石油气(Liquefied petroleum gas)

MODU:移动式海上钻井平台(Mobile offshore drilling unit)

NO_x:氮氧化物(Nitrogen oxides)

OBE:正常作业地震(Operating basis earthquake)

OCIMF:石油公司国际海事论坛(Oil companies international marine forum)

OGI:光学气体成像技术(Optical gas imaging)

PAGA:公用广播报警系统(Public address general alarm)

PIANC:国际航运会议常设协会(Permanent international association of navigation congresses)

PSD:工艺系统停车(Process shutdown)

QRA:定量风险评估(Quantitative risk assessment)

RCS:受认可的船级社(Recognized classification societies)

SECE:安全环境主要要素(Safety environmental critical element)

SLS:正常使用极限状态(Serviceability limit state)
SOLAS:海上人命安全(Safety of life at sea)
SOX:硫氧化物(Sulfur oxides)
SPM:单点系泊(Single point mooring)
SSE:安全停机地震(Safe shutdown earthquake)
STS:船对船过驳(Ship-to-ship)
TCTS:临时连接装卸系统(Temporary connectable transfer system)
TSC:拖航工况(Transit survival conditions)
ULS:承载能力极限状态(Ultimate limit state)
UPS:不间断电源(Uninterruptible power supply)
VOC:挥发性有机成分(Volatile organic component)

4 设计基础

4.1 选址和气象海洋条件

4.1.1 选址调查

4.1.1.1 基于浮式液化天然气装置的位置(码头、近岸或海上),开展选址调查。

4.1.1.1.1 海底和土壤数据应包括:

- a) 含海底土壤力学特征的岩土工程勘察;
- b) 地质和板块构造调查;
- c) 水深测量。

4.1.1.1.2 海洋气象数据至少包括:

- a) 水位,包括潮汐变化;
- b) 波浪,至少包括波浪高度、周期和方向;
- c) 风,至少包括风速和风向;
- d) 海流,至少包括海流速度和方向;
- e) 极端波浪(如海啸,决堤);
- f) 海水水质、浊度和温度;
- g) 海生物;
- h) 雪和冰;
- i) 能见度;
- j) 其他相关场地条件参数,如空气温度、降水量、大气压变化、雷击频率、空气的腐蚀特性。

4.1.1.1.3 针对装置触底风险的研究,应特别注意浅水和码头作业对浮式液化天然气装置的影响。

4.1.1.1.4 以下研究主要应用于靠泊码头的浮式液化天然气装置:

- a) 地形地貌研究,以评估液体和气体的扩散情况;
- b) 码头区域的植被研究评估,尤其是要确定植被的火灾风险;
- c) 识别杂散电流源研究(如高压电线、铁路产生等杂散电流源);
- d) 海洋水生环境和海上通道研究;
- e) 周围基础设施(如工业场地、建成区、通信设施)的调查,具体可见 4.1.3;
- f) 液化天然气运输船对接浮式液化天然气装置的航行研究,包括模拟在港口内和泊位处液化天然气运输船的操作区域、对接通道、安全距离。

4.1.1.2 对 4.1.1.1 列出的研究,应关注以下因素:

- a) 周期性事件及发生频次,评估与晃荡效应、装卸可行性和连接可能性有关的可能风险;
- b) 关键设备保持其正常运行功能和完整性,列出对应的设计工况;
- c) 所设计的海上结构物拖航、系泊及部分完工工况。

如果工程项目需要设置防波堤,选址研究应包含防波堤的影响。

4.1.2 地震

地震与浮式液化天然气装置的锚桩、系泊和码头、栈桥及其上部结构设施有关。地震等级的定义应符合相关标准(如:ISO 19901-2,EN1997,EN1998)。

应对场地进行特定的地震分析。应包括对地震、土壤液化、断层移动、滑坡、极端波等风险的评估。这些调查应深入研究、审查和评估所有历史上报告的地震。

如果在场地附近发生地震断层,应进一步调查进而评估其可能的活动。在场地内或在确定土壤形态的一段距离内,不允许出现无法确认的断层。

地震分级应与使用的规范保持一致,一般分为两个等级:

- a) 正常作业地震(OBE / ELE),在该等级地震影响下,结构不宜发生破坏;
- b) 安全停机地震(SSE / ALE),在该等级地震影响下,不宜造成结构完整性彻底丧失。

注:在 OBE / ELE 期间,结构将保留其所有后续工况的全部能力,这意味着设计使结构产生线性(或弹性)响应;在 SSE / ALE 期间,该结构完整性将保持足够时间使人员疏散,这意味着该设计用于结构非线性(或塑性)响应。

4.1.3 选址评估

4.1.3.1 在项目的可行性研究阶段,应进行现场位置评估,以确保相邻开发与位置选项的适用性。码头项目选址评估应至少包含以下因素:

- a) 附近的公共设施(如住宅区、零售和休闲设施、学校、医院、养老院、体育场馆等);
- b) 工业区;
- c) 交通基础设施。

4.1.3.2 码头项目选择场址后,应进行详细的场址位置评估。评估方法和范围应包括本项目所含有害物质的清单,与本项目相邻的现有和已规划设施及其规模。宜采用如下措施:

- a) 定期更新,并在发生重大修改或变更时进行更新;
- b) 监控设施工厂周围的开发,以最大限度地减少后续与本项目不兼容的其他功能开发。

4.1.3.3 除 4.1.3.1 与 4.1.3.2 要求外,海上项目选址评估还应包含航线、周围油气设施、海上风电场、养殖设施、海底管线及国家规定的其他限制海域的影响。

4.1.4 其他

根据项目实际情况对于 4.1.1~4.1.3 研究未涵盖的,则需进行相关研究。主要包括:

- a) 当浮式液化天然气装置位于敏感区域(如港口、高密度海上交通区域或敏感环境区域)时的海上交通评估;
- b) 船舶操纵性研究(如从岸边位置紧急撤离的相关研究);
- c) 废水排放/水再循环研究(如冷却水入口和出口对可能的冲刷和/或海洋生物的影响)。

与海上作业相关的其他研究参见 ISO 19901-6。

4.2 设计准则

4.2.1 一般要求

4.2.1.1 设计寿命和项目特征

应确定浮式液化天然气装置的总体设计寿命。选定的设计寿命将决定坞修计划(干船坞),例如,浮

式液化天然气装置需要在整个寿命期停留在作业海域,因此预计不会出现寿命期内的坞修。此外,应定义浮式液化天然气装置各个组件的设计寿命,由于检验和维护策略的原因,这些组件可能具有较低的设计寿命。整体和各组件的设计寿命都将影响疲劳设计、检验和维护方法。

浮式液化天然气装置的设计寿命可长于项目预期作业时间;浮式液化天然气装置预期的使用计划在其生命周期内可能会发生变化,例如浮式液化天然气装置可能会被重新部署到不同的位置,或者被改造成商船。

4.2.1.2 极限状态定义

浮式液化天然气装置及其组件的设计验证应按照极限状态进行,超过该极限状态,结构或系统不再满足第6章~第13章规定的设计要求。此外,对于每个极限状态,水密性及静水稳性应满足7.2的要求。

对于每种极限状态,应建立设计准则,确定适当的设计工况,建立计算模型,并利用合理的方法验证是否满足设计要求。这些要求涵盖整个结构生命周期所有阶段,包括建造、运输、安装、运营和弃置。

以下极限状态分类应用于浮式液化天然气装置的结构设计:

- a) 承载能力极限状态(ULS),通常验证浮式液化天然气装置强度以抵抗极端载荷;
- b) 正常使用极限状态(SLS),通常用于评估结构在正常预期使用期间的性能,并验证浮式液化天然气装置强度以抵抗操作载荷;
- c) 疲劳极限状态(FLS),用于验证浮式液化天然气装置强度以抵抗循环载荷的累积效应;
- d) 意外极限状态(ALS),用于验证结构抵抗意外和异常载荷的能力,以及结构对于意外或异常事件导致损坏后抵抗环境载荷的能力。

浮式液化天然气装置各组件设计准则及对应的极限状态见4.2.2~4.2.7的相应规定。

选择的设计工况见第6章~第13章相应规定。

4.2.1.3 设计理念

浮式液化天然气装置整体和各个组件设计中可采取许用应力设计法、载荷和抗力系数设计法:

- a) 许用应力设计法,通过比较计算应力与许用应力以获得目标安全水平的方法,许用应力取特征强度乘以适用的安全系数;
- b) 载荷和抗力系数设计法,通过在载荷上应用载荷因子及在抗力上应用材料因子以获得目标安全水平的方法。

浮式液化天然气装置整体和各个组件宜采用一致的设计理念,例如,船体可采用许用应力法设计,上部结构采用荷载系数法设计。如使用不同的设计方法,不同的设计方法应得到具有一致安全水平的结果。

注:由于某种经济方面的原因,从不同的设计规范中选择的看似有利的因素,以达到某种经济效益的目的,可能会降低安全裕度,这样会产生潜在的危险或不安全因素。

4.2.1.4 质量控制

浮式液化天然气装置应对质量进行控制,设计和建造期间的质量控制参考ISO 19901-5的要求。

4.2.2 上部组块

4.2.2.1 应分析上部组块所处环境和操作中出现的极限状态工况。同时应确定材料安全系数,安全系数受材料性能和设备功能限制影响。

4.2.2.2 上部组块设计的设计工况,应符合GB/T 23511的要求。

- a) 设计运行工况(DOC)或正常使用极限状态(SLS):设施上的系统和操作能够正常运行。在没有跳车警报、安全关闭操作或者危及相关设备和人员安全的情况下,系统和操作能够启动或保持运行。此工况适用于设施的机械和结构设计。如无相应规定,可按照1年重现期风暴条件

选择船体运动/海洋气象数据。

- b) 设计极限状态(DEC)或承载能力极限状态(ULS):浮式液化天然气装置上的操作和非必要系统将停止运行,并应承受所有影响而不会造成任何损害。安全系统/屏障应保持运行,为特定项目进行风险评估。系统和工艺装置可在恢复到工作状态后重新启动,无需任何维修或更换(可能需要检查和/或调整)。此工况适用于设施的机械和结构设计。如果无规定相应的船体运动/海洋气象数据可按照 100 年重现期极端风暴条件。
- c) 拖航工况(TSC):浮式液化天然气装置从船厂拖至作业海域,设施上的系统和工艺装置未运行。运输完成后,系统和工艺装置应能够在没有任何损坏、维修或更换的情况下开始调试和/或运行(可能需要检查和/或调整)。如果无规定相应的船体运动/海洋气象数据可按照拖航路径 10 年重现期极端风暴条件。
- d) 设计生存工况(DSC)或意外/异常极限状态(ALS):设备或结构允许发生一定的变形,但应保持整体结构完整性。本工况适用于浮式液化天然气装置的机械和结构设计。结构配置和设备布置应确保事故工况造成的任何变形或损坏不会导致不良事件升级而损害关键安全功能。

如果无规定相应的船体运动/海洋气象数据可按照 10 000 年重现期极端风暴条件。

4.2.3 装卸系统

4.2.3.1 环境分类

4.2.3.1.1 原则

浮式液化天然气装置的作业地点不同,供应和接收装置应用的环境条件和响应幅值会有明显差异。针对不同的外部环境,采用不同的装卸解决方案,即动态敏感区和非动态敏感区。

动态敏感区和非动态敏感区的概念仅适用于装卸系统的设计,不同于浮式液化天然气装置其余部分。

划分动态敏感区或非动态敏感区的关键参数是海洋气象条件(风、浪)、浮式液化天然气装置的响应幅算子(RAO)以及装卸系统的固有频率。动态敏感区包括非保护区和受动态响应影响较大的保护区;然而非动态敏感区只包括保护区。

4.2.3.1.2 非动态敏感区

如果环境条件不产生较大的两船之间相对运动或不产生安装有装卸系统的 FLNG 的过大运动,则装有装卸系统的区域视为装卸系统的非动态敏感区。

动态运动不会对装卸系统造成较大的影响,在大多数情况下可以忽略不计。因此,无需进行疲劳分析,可使用标准设备实现连接。

为了划分非动态敏感区的设施等级,应进行浮式液化天然气装置运动分析,通过对装卸系统的预期运动振幅、频率和加速度进行分析,以确定其对装卸系统的影响。如果浮式液化天然气装置位于配备天然或人工防波堤保护区的港口,对装卸系统设计的要求可不进行具体运动分析。如果设施位于没有天然或人工防波堤的近岸位置,则应进行特定运动分析。

小型液化天然气运输船和小型浮式液化天然气装置会受到高频波的影响,可采用与动态敏感区相关的设计方法。

4.2.3.1.3 动态敏感区

如果环境条件产生较大的两船之间相对运动或产生安装有装卸系统的 FLNG 的过大运动,则装有装卸系统的区域视为装卸系统的动态敏感区,这对装卸系统设计非常重要。

在动态敏感区,装卸系统以下设计内容应计入浮式液化天然气装置有效运动的影响:

- a) 作业范围;
- b) 连接方案;

- c) 动态和疲劳分析；
- d) 操作程序；
- e) 维护管理。

4.2.3.2 设计工况和最大许用应力

4.2.3.2.1 通则

4.2.3.2.1.1 对以下的项目阶段,装卸系统应满足不同的设计工况:

- a) 建造；
- b) 集成；
- c) 安装:包括从船厂到作业海域的运输；
- d) 作业:正常(储存、连接/解脱、维护)作业和应急响应；
- e) 事故:坠物、爆炸等(如要求)。

4.2.3.2.1.2 许用应力定义如下。

- a) 承压和非承压结构部件的基本许用设计应力 S_d 应为以下两者中的较低值：
 - 1) 屈服强度/1.5；
 - 2) 对于奥氏体钢,极限抗拉强度/3;对于铁素体钢,极限抗拉强度/2.4。
- b) 许用应力 $S=K \times S_d$, K 的取值见表 1 和表 2。

注：许用应力定义遵循 ISO 16904。

4.2.3.2.2 非动态敏感区装卸系统

对于非动态敏感区,可忽略动态运动,只进行准静态分析,其设计准则见表 1,该表列出了相关工程阶段和设计工况下的许用应力。

表 1 非动态敏感区装卸系统设计准则

项目阶段/设计工况	重现期	许用应力(S) $K \times S_d$	备注
建造/装船	N/A ^a	$K=0.9$	—
集成/吊装	N/A ^a	$K=0.9$	—
转运至作业海域进行安装(TSC)	如无规定,可考虑航行海域10年重现期风暴条件	$K=1.2$	满足拖航 拖航锁紧设备
在位/运行(DOC)或使用极限状态(SLS)	如无规定,可以考虑1年重现期风暴条件	操纵: $K=0.9$	见表3工况3
		连接: $K=0.8 \sim 1.5$	见表3工况4~工况6
		紧急释放: $K=1.1$	见表3工况7和工况8
在位/极端操作(DEC)或承载能力极限状态(ULS)	如无规定,可以考虑100年重现期风暴条件	$K=1.2$	储存在极端工况下的标准锁紧装置见表3中的工况1
在位/意外:破舱稳性和停电造成的最大允许倾角	如无规定,可考虑1年重现期风暴条件	塑性变形:保持整体结构完整性	发生概率高于 10^{-4} 的其他工况也宜考虑
在位/爆炸或意外极限状态(ALS)	如无规定,可以考虑10 000年重现期风暴条件	塑性变形:保持整体结构完整性	要考虑的场景参考第5章
^a N/A:不适用。			

在准静态分析时,不同操作模式下的许用应力应符合 ISO 16904 的规定。装卸系统的柔性或混合

部分应符合 EN 1474-2 的要求。此外,设计、制造和装配技术应符合 API RP 17B 的要求。

4.2.3.2.3 动态敏感区装卸系统

对于动态敏感区,不能忽略动态运动,应根据操作工况进行不同的分析,包括以下内容。

- a) 装卸和储存工况下的准静态分析。
- b) 卸载工况(操纵、连接和紧急情况)下的频域分析和/或时域分析。对于频域分析,需要以下输入:
 - 1) 根据不同航向,与环境条件相关的 6/12 自由度的船舶耦合幅值响应算子;因横摇运动具有其非线性特性,应妥善处理;
 - 2) 不同浪向的波浪谱。

对于时域分析,需要不同自由度的波浪历程序列。时域分析比频域分析准确但耗时,需要特别注意最危险随机种子的选择。在进行时域分析时可能会出现峰值载荷/应力。极限值的确定可依据 API RP 2SK 中给出的方法。此外,由于动态敏感区的动态运动不能忽略,应进行疲劳分析。

表 2 列出了相关的项目阶段和设计条件下许用应力。

表 2 动态敏感区传输系统设计依据

项目阶段/设计工况	重现期	许用应力(S) $K \times S_d$	备注
建造/装船	N/A ^c	$K = 0.9$	—
组装/吊装	N/A ^c	$K = 0.9$	—
转运至现场进行安装 (TSC)	如无规定,可考虑航行海域 10 年重现期风暴条件	$K = 1.2$	满足拖航 拖航锁紧设备
在位/运行(DOC)或使用极 限状态(SLS)	如无规定,可以考虑 1 年重 现期风暴条件	操纵: $K = 1$	见表 3 工况 5
		连接: $K = 1 \sim 1.5$	见表 3 工况 6~工况 8
		紧急释放: $K = 1.2$	见表 3 工况 9 和工况 10
在位/极端操作(DEC)或承 载能力极限状态(ULS)	如无规定,可以考虑 100 年 重现期风暴条件	$K = 1.2$	储存在极端工况下的标准 锁紧装置见表 3 中的工况 1
在位/自存工况(DSC) ^a 或 意外极限状态(ALS)	如无规定,可以考虑 10 000 年重现期风暴条件	$K = 1.5$	储存在自存工况下“标准锁 紧装置”,可设置附加锁紧 装置/紧固件,见表 3 中工 况 4
在位/意外:破舱稳性和停 电或意外极限状态(ALS)	如无规定,可以考虑 1 年重 现期风暴条件	塑性变形:保持整体结构 完整性	—
在位/爆炸或意外极限状态 (ALS)	N/A	塑性变形:保持整体结构 完整性	—
在位/疲劳或疲劳极限状态 (FLS)	疲劳工况 ^b	设计寿命	—
^a 自存工况对应于风、浪、流等异常环境条件。 ^b 应提供与平均运行工况相对应的典型环境条件,以进行疲劳计算;可使用 S-N 曲线进行疲劳分析。 ^c N/A:不适用。			

对于各种运行模式,对应的许用应力见表 3:

表 3 运行模式下的许用应力

工况	模式	载荷组合	许用应力 $K \times S_d$
1	储存极限	$DL + WL_{S2} + WILLE$	$1.2S_d$
2	储存自存	$DL + WL_{S3} + WILLS$	$1.5S_d$
3	操作	$DL + WL_o + WIIL$	$1S_d$
4	连接	$DL + WL_o + WIIL$	$1S_d$
5	连接	$DL + FL + PL + WL_o + WIIL$	$1S_d$
6	连接	$DL + FL + PL + WL_o + TL + WIIL$	$1.5S_d$
7	紧急释放	$DL + WL_o + WIIL$	$1.2S_d$
8	紧急释放	$DL + FL + PL + WL_o + WIIL$	$1.2S_d$
9	维护	$DL + WL_M + WIIL$	$1S_d$
10	水压试验	$DL + FL + PL_T + WL_o + WIIL$	$1.3S_d$

DL :结构自重;

FL :流体载荷;

PL :设计压力载荷;

PL_T :试验压力载荷;

TL :温度载荷;

WL_{S2} :储存极限模式下的风载荷;

WL_{S3} :储存自存模式下的风载荷;

WL_o :运行模式下的风载荷;

WL_M :维护模式下的风载荷;

$WIIL$:波浪引起的惯性载荷;

$WILLE$:储存极限模式下波浪引起的惯性载荷;

$WILLS$:储存自存模式下波浪引起的惯性载荷。

通常情况下,连接臂位于收起位置时考虑地震载荷。如果业主希望操作或连接时考虑连接臂的地震载荷,则应审查这些项目的载荷组合。

注 1: 在工况 1、工况 2、工况 3、工况 9 和工况 10 中,结冰不包括在结构自重中。

注 2: 屈服和极限拉伸应力采用设计温度下 ASTM 材料在 ASME B31.3 或 ASME III 中规定的值。经业主同意,采用 BS5500 或等效材料规范确定。

对于柔性或混合装卸方案,装卸系统的柔性部分应至少符合 EN 1474-2 和 EN 1474-3 的要求。此外,设计、制造和装配技术应符合 API RP 17B 的要求。

4.2.4 船体

4.2.4.1 设计工况

应包含所有相关设计工况,包括但不限于:

- a) 拖航和非操作工况;
- b) 操作工况;
- c) 自存工况;
- d) 事故工况;

e) 临时阶段。

4.2.4.2 波浪载荷

极限强度分析所需的波浪载荷分析设计基础,见表4;船体疲劳强度分析所需的波浪载荷分析设计基础,见表5。

表 4 用于船体极限强度计算的波浪载荷分析设计基础

波浪参数	设计工况		
	拖航	操作 ^a	自存
波浪环境	特定航线 ^b	有义波高(H_s)及相应周期(T_p 或 T_z)	作业海域特定条件 ^f
波浪谱	Pierson-Moskowitz 谱	规定的波浪谱 ^c	规定的波浪谱 ^c
浪向	包括所有浪向 ($0^\circ\sim360^\circ$)	迎浪: 0° ^d 斜浪向: 15° 斜浪向: 30° ^e	迎浪: 60% ^{d,g} $\pm 15^\circ$: 30% $\pm 30^\circ$: 10%
波浪分布	$\cos^2$	$\cos^2$	无 ^h
^a 操作工况主要基于天然气/液化天然气的过程处理能力。 ^b 如果需要无限制的航线,可以考虑北大西洋环境条件。 ^c 通常使用 Jonswap 谱。 ^d 与风向标效应的浮式装置相关。经过验证后,也可使用其他适用于自存和操作工况的浪向;对于多点分布系泊的装置,宜包含具有相同概率的所有浪向。 ^e 应使用给出最高短期响应的浪向(0°、15°、30°)。 ^f 对于在无限航区服务的船体(全球作业),应采用北大西洋波浪散布图;在确定极限强度时,应使用 100 年期间的波浪散布图;对于在特定区域作业的船体,应采用特定海域 100 年重现期风暴条件。 ^g 如果操作和自存极限状态基于特定海域的波浪散布图采用长期统计方法分析,自存工况应使用表中的浪向分布。 ^h 用于上部组块分析的加速度应以 $\cos^2$ 波浪分布为基础。			

表 5 用于船体疲劳强度计算的波浪载荷分析设计基础

波浪参数	设计工况	
	运输	操作(现场)
波浪环境	特定航线 ^b	特定海域 ^c
波浪谱	Pierson-Moskowitz 谱	Pierson-Moskowitz 谱
浪向	包括所有浪向 ($0^\circ\sim360^\circ$)	迎浪 60% ^{d,e} $\pm 15^\circ$: 30% $\pm 30^\circ$: 10%
(34)波浪分布 ^a	$\cos^2$	$\cos^2$
^a 除非另有说明,否则应使用 $\cos^2$。 ^b 如果需要无限制的拖航路线,可以考虑北大西洋的条件。 ^c 对于拟用于无限制海域(全球范围运行)的装置,应使用全球波浪散布图。对于在一个特定位置运行的装置,疲劳评估应基于给定海域的波浪散布图。 ^d 与具有风向标效应的浮式装置相关。经过验证后,也可使用其他适用于自存和操作工况的浪向。对于多点系泊的装置,宜包含具有相同概率的所有航向。 ^e 如果疲劳极限基于特定海域的波浪散布图采用长期统计方法分析,则宜考虑特定的浪向分布。		

考虑意外工况时,宜计入风险评估中规定的载荷。对于环境载荷,通常是发生频率为 10 000 重现期风暴条件。台风等环境条件均在上表 3 的储存自存设计工况内考虑。

4.2.4.3 临时阶段

在临时阶段,由于结构部分完工和/或承受不同于正常操作的载荷组合,整体结构强度通常受到限制。应在设计期间考虑临时阶段的影响,极限状态避免超出 ULS 或 SLS,同时评估对 FLS 的影响。

安装程序和施工方法的详细规划用于确保识别所有关键工况。

拖航和安装评估宜满足有资质的验船师所提出的技术要求,如海事保险验船师就此类结构的运输提出建议或同等技术要求。

4.2.5 液化天然气液货舱

4.2.5.1 适用于液化天然气(LNG)液货舱的载荷可从以下场景中确定:

- a) 建造、安装和测试;
- b) 现场操作(如浮式装置操作;液化天然气装卸操作;检查和维护操作;意外情况);
- c) 拖航工况(LNG 液货舱未运行)。

应满足相关载荷组合的最严格工况。

4.2.5.2 与 LNG 液货舱试验相关的评估准则取决于围护系统类型,在 IMO/IGC Code 第 4 章第 E 部分(4.21~4.26)中界定。

4.2.5.3 液化天然气储存设计时的环境载荷应包括浮式液化天然气装置的现场特定环境载荷,以及所有拖航条件下的环境载荷[如交付航程和潜在重新移位的不连续航行条件(如有)]。

4.2.5.4 上部组块(如工艺设备、起重机、火炬臂、输送站等)将机械载荷转移至船体结构,在设计 LNG 液货舱和相关结构时,可计入这些机械载荷,以进行强度、疲劳和振动评估。

4.2.5.5 根据 7.1.4 的船体设计,LNG 液货舱和相关结构应满足以下极限状态和相关设计工况。

- a) 承载能力极限状态(ULS)。在作业海域,浮式液化天然气装置运动/环境条件用于 LNG 液货舱和相关结构(如液穹、气穹、泵塔、液货舱支撑座)ULS 设计工况,见 4.2.1 的设计极端工况(DEC,100 年重现期风暴条件)。该重现期用于确定 LNG 液货舱内外压力、浮式液化天然气装置加速度产生的动载荷、外部环境温度导致的温度应力、晃动载荷、船体变形、液货舱支撑座反力(如适用)和液货舱相关结构载荷,这些载荷组合进行设计。LNG 液货舱处于正常/完好状态(即非意外情况)采用 ULS/DEC 工况。与 ULS 相关的评估准则取决于围护系统类型,并在 IMO/IGC Code 第 4 章第 E 部分(4.21~4.26)中界定。
- b) 疲劳极限状态(FLS)。围护系统和相关结构[液穹、气穹、泵塔、液货舱支撑座(如有)]关键区域的疲劳分析至少考虑浮式液化天然气装置的设计寿命和预期的装卸载次数。根据 IMO/IGC Code 4.18.1 和 4.18.2,设计寿命不宜小于 20 年,对应于 108 次波浪遭遇和 1 000 次装卸载操作。浮式液化天然气装置在其各作业海域的预期寿命宜根据浮式液化天然气装置运动/环境条件数据确定。疲劳评估准则(累积损伤或断裂力学)取决于货物围护系统类型,并在 IMO/IGC Code 第 4 章第 E 部分(4.21~4.26)中界定。
- c) 意外极限状态(ALS)。在作业海域,当 LNG 液货舱处于正常运行/完好状态时,浮式液化天然气装置运动/环境条件用于 LNG 液货舱和相关结构[液穹、气穹、泵塔、液货舱支撑座(如有)]的 ALS 设计工况,见 4.2.1 的设计自存工况(DSC,10000 年重现期风暴条件)。此外,也适用于 DOC 工况 LNG 液货舱在液货舱超压、过充、爆炸或破舱等意外工况。与 ALS 相关的评估准则取决于 IMO/IGC Code 第 4 章第 E 部分(4.21~4.26)中界定的货物围护系统类型。

4.2.6 系泊系统

4.2.6.1 一般要求

浮式液化天然气装置,无论是FSRU、FLNG还是FSU,通常会在整个项目寿命期间永久系泊在项目位置(永久性或长期性系泊)。位置可以为码头(岸边和/或遮蔽水域)、近岸或海上。

能选择合适的系泊设计方案以满足特定情况下对系泊系统的功能需求,各种类型的设计方案详见第6章。

除了用于浮式液化天然气装置的永久性系泊系统外,还需要为临时停靠的液化天然气运输船进行短期系泊布置,以便装、卸液化天然气。

不同的系泊系统类型对应不同的设计准则要求,本文件包含的设计准则类型如下:

- a) 在开阔水域永久系泊系统;
- b) 在近岸或码头位置的永久系泊系统;
- c) 具有特殊项目设计条件的系泊系统,包括项目寿命明显低于20年的系泊系统和/或可解脱系泊系统;
- d) 用于临时停靠的装卸液化天然气运输船短期系泊系统。

4.2.6.2 开阔水域的永久系泊

整个项目周期的永久性系泊系统的设计应满足ISO 19901-7的相关要求,确保浮式液化天然气装置在开阔水域的特定位置保持不变。

这里使用“开阔水域”术语来描述系泊系统所处的位置,该位置的海洋条件可从各个方向接近,并且不受附近海岸线、防波堤或其他因素的影响。

ISO 19901-7中规定了需要考虑的极限状态和相关环境条件(重现期)。

应根据具体项目情况定义液化天然气运输船与浮式液化天然气装置旁靠或串靠的短时间系泊的特定的最大操作标准,用于对浮式LNG装置的系泊系统进行设计验证,以适用在这些操作条件下两艘船组合的载荷。

4.2.6.3 近岸或码头的永久系泊

4.2.6.3.1 对于浮式液化天然气装置系泊在近岸或码头的情况,通常将选择码头系泊或栈桥系泊。

在这种情况下,系泊的浮式液化天然气装置应结合其系泊的码头或栈桥的设计标准,包括两者受到的相应载荷的影响。

一般情况下,设计时应采用ISO 19901-7中规定的设计准则。但是,ISO 19901-7适用于开阔水域的系泊,如果装置系泊在码头或栈桥上,则可以假定该位置为靠岸或近岸,设计环境条件将受到当地地形和水深以及局部环境的影响。

防波堤可以用来减少海况的影响。因此,此类近岸或限制水域的典型附加载荷应包括假潮(近岸波浪效应)、次重力波、孤波、航行船舶的水动力效应和海啸。

除了上述直接风、浪和水流作用以及特定的近岸水动力效应外,对于系泊的浮式液化天然气装置以及构成系泊系统一部分的码头或栈桥结构,还应计入温度效应、地震载荷和潜在碰撞载荷的影响。适用时,应参照ISO 19901-2的抗震设计标准。

与开阔水域的定位系泊设计相比,尽管在近岸或码头系泊设计中已经涵盖不同类型的荷载,但设计准则(特定极限载荷重现期)仍应符合ISO 19901-7的相关部分。

4.2.6.3.2 在近岸或码头位置永久系泊的系泊系统的设计应满足ISO 19901-7、JTS 165-5的相关技术要求。

4.2.6.3.3 浮式液化天然气装置可能永久由两艘船组成(如 FSU 系泊在 FSRU 或 FLNG 旁边,FSRU 或 FLNG 本身系泊在码头或栈桥上)。在这种情况下,两种系泊系统的设计标准均应符合 ISO 19901-7 的相关部分。因此,在这种情况下,其中一个系泊系统将承受两艘船组合上的载荷。

当码头/栈桥系泊的浮式液化天然气装置连接液化天然气运输船(LNGC)进行短期装卸液化天然气时,两艘船并排系泊在码头区或栈桥上。根据确定的液化天然气运输船短期系泊的具体最大操作标准要求,分析验证浮式液化天然气装置的永久系泊系统的设计。

4.2.6.4 特殊条件下系泊系统设计

浮式液化天然气装置进行永久性系泊设计,根据项目实际情况可采用特殊的设计条件时,应满足 ISO 19901-7 的相关技术要求。

- a) 项目所在地受到某些不利环境事件的影响,如冰载荷或台风,可按照浮式液化天然气装置在不利事件发生前离开作业海域(系泊可解脱)的原则进行系泊系统设计。
- b) 项目营运期明显低于 20 年。

ISO 19901-7 包含了这种特殊设计条件对设计准则的影响的定义。

4.2.6.5 装卸货 LNGC 的临时系泊

液化天然气运输船(LNGC)可在相对较短的时间内,旁靠在浮式液化天然气装置旁,浮式液化天然气装置系泊在码头或特定的装卸码头终端设施,以便装卸液化天然气货物。

应依据实际项目情况制定靠泊极端作业环境条件及系泊系统能承受的极限环境条件。此外,项目操作标准应说明可用于装卸液化天然气货物的液化天然气运输船的类型和尺寸范围。

船对船过驳作业的操作流程、操纵要求、风险评估、检查表和过驳兼容性调查问卷实例等可参考《船对船过驳指南》。

4.2.7 管道工程

管道应根据公认的工业管道规范和标准进行设计。

应事先明确规定每种流体的设计工况。通常,具有类似设计条件的管道可为同一管道等级。

管道设计应包含以下因素。

- a) 操作工况;
 - 1) 正常操作工况,长期操作条件下,正常操作预期的最苛刻的压力和温度;
 - 2) 瞬态运行工况,通常的运行工况应包括最严重的瞬态工况,如启动、停机、服役或异常运行工况。
- b) 设计条件:设计温度、设计压力。
- c) 风。
- d) 地震载荷(如适用)。
- e) 冰雪堆积。
- f) 振动。
- g) 结构相对位移。
- h) 船舶加速度。
- i) 船体变形引起的中拱/中垂。
- j) 甲板上浪载荷。
- k) 管道系统设计应能承受的冲击载荷,如水锤(例如卸料管线、消防水管线、海水管线等)。

- l) 疲劳。
- m) 支座反力(固定支架/承重支架)。
- n) 腐蚀余量。
- o) 偶然载荷(如爆炸、坠物)。

管道系统的设计应具有足够的柔韧性,以避免由于永久或偶然载荷的过大应力。

所有管道应得到充分的支撑和约束,防止设备受到过大振动、变形、应力或载荷。

5 健康,安全,环境

5.1 一般要求

HSE 主要目标应至少关注:

- a) 使潜在危险的发生可能性最小化;
- b) 使事故风险和后果最小化;
- c) 确保人员和所在区域的安全工作环境;
- d) 使潜在的环境污染和破坏最小化。

5.2 安全环境保护屏障识别及设计要求

5.2.1 一般要求

浮式液化天然气装置处理的主要产品(可燃性、毒性、缺氧)的性质,与职业危害和外部危害相关的操作条件(压力、温度)存在发生严重事故的风险,如火灾、爆炸、低温、中毒等事故(亦称重大事故)。

设计时,应采取预防和保护屏障措施以限制重大事故的发生,保护人员和环境安全。

设计应与要求的安全环境保护屏障相关联,并应遵循一定的流程。在确定安全、环境保护措施和设计要求时,可采用以下典型工作流程:

- a) 通过 HAZID 识别主要风险/事故(见 5.4.2.2);
- b) 通过 HAZID 的结果识别重大事故;
- c) 通过蝴蝶结分析法或列表分析法识别安全环境主要要素(SECEs);
- d) 形成安全环境主要因素的性能要求。

本条旨在设置保护人员免受事故短期影响的屏障。同样的原则也适用于设置旨在保护人员免受事故长期影响和环境保护的屏障。

5.2.2 安全环境保护屏障功能

5.2.2.1 安全保护屏障应能实现以下主要功能。

- a) 阻止事故升级,避免事故现场以外的人员受伤害。
- b) 发生严重伤害事故时,主要承重结构强度具有能保证装置内人员安全疏散。事故区域局部结构垮塌而不导致其他区域结构安全。
- c) 保护具备抑制事故功能的重要处所安全,直到处所完成预定操作功能。
- d) 保护安全区域完整,直到人员疏散完成。
- e) 除初始事故发生区域外,至少保证有人的任一区域有一条逃生通道完整,直到人员逃生到装置的安全区域。疏散完成前至少保证一条逃生通道可用。

5.2.2.2 在装置设计时,为了实现 5.1 中目标,需要明确安全系统具备的安全功能。将这些安全系统划

分为安全和环境保护屏障,每个保护屏障都应有性能标准,以防止发生重大事故。

5.2.2.3 通常以下事件可定义为重大事故,但不限于此:

- a) 装置内部工艺流程事件(如火灾、爆炸、低温释放);
- b) 装置内部非工艺流程事件(如物体坠落);
- c) 装置外部非环境事件(如船舶碰撞);
- d) 装置外部环境事件(如地震、甲板上浪、风暴)。

5.2.3 安全和环境保护屏障定义

安全和环境保护屏障包括物理屏障和人为屏障,物理屏障系指结构、设备、系统等,含计算机软件和硬件;人为屏障系指维护程序和活动、维修活动、应急响应计划等。这些设施的失效可能引起或者导致重大安全事故,这些屏障设置的目的是阻止和限制重大安全事故后果。

安全和环境保护屏障的失效可能对人员安全、环境和装置产生不利影响,其失效可能升级潜在的风险或对其他安全系统产生影响,因此保护屏障有必要设置为:

- a) 物理屏障的设计应能承受火灾、爆炸、低温等任何其他识别的意外事件影响;
- b) 制定、修改和维护人为屏障,以确保人们采取正确的措施来预防重大事件并限制潜在后果。

5.2.4 通用安全和环境保护屏障

以下为项目早期阶段应使用的安全和环境保护屏障:

- a) 突然失效可能导致事故严重程度升级的关键设备及其辅助系统;
- b) 与关键设备相关的关断阀和管道;
- c) 紧急关断阀;
- d) 放空/降压系统,包括放空阀、放空管道及其支撑结构;
- e) 突然垮塌可能会导致事故严重程度升级,从而影响人员逃生和疏散或影响应急响应系统操作的结构构件和模块支撑;
- f) 船体甲板和主甲板(近岸和海上);
- g) 船体(近岸和海上);
- h) 设有安全系统的处所;
- i) 生活区和控制室;
- j) 生活区(海上)、控制室(岸上和近岸)和办公区(岸上和近岸);
- k) 消防水系统和泡沫灭火系统及相关辅助系统;
- l) 防火墙和防爆墙;
- m) 压载系统。

5.2.5 安全和环境保护屏障识别过程

5.2.5.1 屏障识别过程中,应登记如下信息。

- a) 名称。
- b) 类型(如工艺设备、结构、管道)。
- c) 功能。
- d) 位置。
- e) 性能要求,如可操作性、完整性、稳定性。这涉及屏障的最低性能,以确保屏障完成其目的,例如结构的最低性能要求与结构在各种天气条件下的稳定性和自存能力有关。对于某些屏障,

可能需要具备多个性能要求(例如,永久有人处所应具备完整性和稳定性两个性能)。

f) 关键性。

注:屏障的关键性涉及对阻止严重伤害事故或事故升级的重要程度。例如,屏障失效可导致局部事故扩大的屏障不如屏障失效可对整个设施产生不利影响的屏障重要。

5.2.5.2 在屏障识别时,可将设备用清单列出,并结合各种安全原理,来彻底识别屏障。应对每一项逐个审查,并将其归类为屏障或非屏障。屏障识别可采用蝴蝶分析法,这种方法的主要分析内容为事故原因、事故后果以及屏障阻止、控制或减轻后的事故后果。

注:有关蝴蝶分析法的详细信息,请见 ISO/TS 16901。

5.2.5.3 符合以下要求的措施可作为安全和环境屏障:

- a) 必要的装置安全关断措施;
- b) 必要的人员保护和逃生措施;
- c) 必要的火灾探测、抑制和控制措施;
- d) 必要的通信措施;
- e) 油气处理、输送和储存所必需的保护措施。

5.2.5.4 参考 ISO 17776 对屏障的进行识别和关键性评估。

5.2.5.5 屏障识别的详细程度应适应项目阶段(项目早期阶段与项详细目阶段)、装置的复杂性和项目背景(如环境脆弱性、装置重复性)。

5.2.5.6 屏障识别完成后,应提交最终屏障清单和确定依据。

5.2.5.7 应在项目各个阶段更新屏障清单。

5.2.6 安全和环境保护屏障设计要求

5.2.6.1 安全和环境屏障设计要求应基于以下方面。

- a) 船级要求、操作人员要求和良好工程实践。

注 1:相关法规适用。

- b) 识别出的应采取屏障应对的重大安全事故。
- c) 屏障性能要求。
- d) 屏障关键性等级。

注 2:关键屏障的设计一般比非关键屏障的设计更严格,在屏障设计时根据具体情况调整风险可接受标准。

- e) 危险评估结果(使用基于风险的方法)。
- f) 屏障保护功能具备的持续时间。

5.2.6.2 屏障的设计要求取决于屏障的关键性和位置,以及危险事件和其发生频率。此外,屏障保护功能持续时间不小于相关危险事件持续时间和屏障保持自身功能所需持续时间的最小值。通常,操作人员安全逃离潜在危险环境所需时间是确定屏障保护功能持续时间的基础。

5.2.6.3 安全和环境屏障保护功能实现:

- a) 本质保护(例如,在低温暴露时使用不受脆化影响的合适材料);
- b) 外部保护(例如,通过设置防火墙或涂装防火涂层保护设备应对火灾事件)。

5.2.6.4 如意外事件发生后,受损屏障仍能满足其功能要求,则屏障的设置可以接受(例如,发生永久变形但未发生泄漏的工艺设备)。

5.2.7 安全和环境保护屏障设计验证

5.2.7.1 在建造和运行阶段,应验证每个安全环境保护屏障的设计要求在建造期间得到了适当的实施,并能够满足其功能要求。

5.2.7.2 工程建造公司、业主、供应商和主管机关应对安全和环境屏障设计验证的以下内容达成一致。

- a) 应验证屏障设计要求与建造一致性,亦即是否:
 - 1) 始终进行检验检测;
 - 2) 出示证书;
 - 3) 进行计算。
- b) 明确负责最终文件批准的机构(例如,船旗国、船级社、认可的第三方机构)。

5.3 环境因素

5.3.1 概述

本条描述了与浮式液化天然气装置调试和运行相关的环境因素。

本条既不旨在详尽无遗,也不旨在取代环境影响评估,而是旨在提供开发浮动液化天然气装置时需要解决的环境问题,并提出其他建议。

5.3.2 浮式液化天然气装置的特殊性

5.3.2.1 与陆地液化天然气设施相比,浮式液化天然气装置的有以下两种主要型式:

- a) 船式,其特征与液化天然气运输船或船舶/驳船相似,其设计取决于作业现场环境和运输条件;
- b) 液化天然气/再气化设施,其特征与陆上工厂相似。

5.3.2.2 每个环境条件取决于:

- a) 船舶运营;
- b) 油气作业;或
- c) 上述两者同时。

因此,这些方面的管理应关注每个环境因素的最佳实践。

注:例如,危险废品管理是针对液化天然气装置的,而推进器产生的水下噪声是针对船舶的。

5.3.2.3 浮式液化天然气装置项目应根据法律法规相关要求对环境进行评价。

5.3.3 环境因素识别

浮式液化天然气装置应进行环境因素的识别,主要包括:

- a) 废气排放;
- b) 废水排放(即使经过处理,仍不能满足排放入海的法规要求的废水,将被视为固体和液体垃圾);
- c) 船舶垃圾;
- d) 化学品;
- e) 海水排放;
- f) 其他方面(照明、噪声和振动)。

5.3.4 环境设计审查

在浮式液化天然气安装项目的早期阶段,宜进行环境影响识别(ENVID)。

与 HAZID 审查一样,ENVID 审查是一种结构化的多学科、检查表辅助的方面识别方法,能够快速而准确地识别环境保护和法规遵从性措施,并对其有效性进行定性评估。ENVID 审查侧重于与正常运行相关的环境问题,而与危险/意外事件无关(包括在 HAZID 中)。

ENVID 确保在编制环境影响评估的过程中识别所有已采取的控制措施,以减少项目对环境的不利

影响,并就潜在的改进机会向工程师提供一些指导。

根据项目的复杂性,该审查可与 HAZID 审查相结合(见 5.4.2.2)。

5.3.5 浮式液化天然气装置环境设计要求

5.3.5.1 废气排放

浮式液化天然气装置的废气排放源应根据其所处位置进行确定。

浮式液化天然气装置的废气处理和排放应满足 GB 15097 的相关技术要求。

5.3.5.2 烟囱高度

烟囱的存在与 LNG 应用直接相关(例如,发电、废气焚烧)。

烟囱高度的确定不应使人员和公众暴露于浓度和持续时间较大的潜在危险污染物中。该原则应匹配设施附近的特点以及适用要求。

5.3.5.3 冷放空

由于气体在大气中的扩散,冷放空的设置尽可能减少对人员的影响,减少对火气系统的影响和减少火灾爆炸的风险。

5.3.5.4 逸散排放

设备(例如,泵、压缩机、法兰接头)的逸散排放应通过技术手段使其最小化。

储存和处理过程中的逸散排放应进行收集和处理(例如,燃烧、焚化或由蒸汽回收系统收集)。

5.3.5.5 监测要求

5.3.5.5.1 环境监测一般由设施所在国的环境监管部门规定。

5.3.5.5.2 一般分为三个部分。

- a) 排放源排放监测:应对主要排气源和主要污染物 NO_x 、 SO_x 、PM、 CO_x 和/或甲烷、重金属、芳香族化合物(BTX)实施连续排放监测系统(CEMS)和年度测试(取样)。
- b) 环境空气监测(可选,取决于附近居住区/生态系统和环境空气浓度要求):应对主要污染物 NO_x 、 SO_2 、颗粒物、CO 和/或 O_3 、汞、苯(每日确定)进行持续监测和/或被动取样,如果浮式液化天然气装置附近没有气象站,宜安装气象站,以便尽可能实时测量降雨量、雾度、温度和风(如果可能,在地面以上+1 m 和烟囱高度)。
- c) 逸散排放跟踪,每个项目应采用泄漏检测和维修(LDAR)方法,以减少逸散 CH_4 和 VOC 排放。宜采用两种方法进行泄漏检测:
 - 1) 对小型单个设备(泵、法兰、阀门等)采用探测和相关曲线法;
 - 2) 对于手持探测器难以接近的泄漏点以及凝析油储存区和装卸区,可采用光学气体成像(OGI)方法。

5.3.5.6 大气质量验证

大气质量验证应通过模型证明,主要包括:

- a) 单端口/多端口放空扩散(或热辐射)模拟分析;
- b) 同时考虑其他类型的放空(涡轮机、逸散排放)。

5.3.5.7 废水排放

浮式液化天然气装置的废水主要有生产水,生活污水,含油污水,含有毒液体物质的污水等。

浮式液化天然气装置生产水的排放应满足 GB 4914 的相关技术要求。

浮式液化天然气装置的生活污水、含油污水、含有毒液体物质污水的排放应满足 GB 3552 的相关技术要求。

5.3.5.8 船舶垃圾

浮式液化天然气装置的船舶垃圾主要有生活垃圾,生产垃圾等。

浮式液化天然气装置生活垃圾,生产垃圾的排放应满足 GB 3552 的相关技术要求。

5.3.5.9 其他

照明、噪声和振动的要求应根据其所处位置进行确定。

5.4 安全注意事项

5.4.1 安全策略和理念

设计初始时应采取安全措施,特别是要优先考虑在隔离、分隔和工程安全系统。

安全理念主要包括布置安全、火灾和气体探测、紧急关断(ESD)、紧急泄压、主被动防火、冷溢出保护、危险区划分、排放、逃救生等。

5.4.2 安全分析

5.4.2.1 通则

浮式液化天然气装置应进行安全分析以确认设计有效性和提高整体安全水平。

5.4.2.2 HAZID 分析

所有新建设施以及改建设施应进行 HAZID 分析。

HAZID 审查应至少包括装置界区内所有工艺装置和公用设施的正常运行、维护、启动和关断。其他项目阶段(如施工和试运行)可作为整体审查的一部分,或通过专门的会议进行分析。

5.4.2.3 HAZOP 分析

所有新建设施以及设施实施设计变更部分应进行 HAZOP 分析。HAZOP 分析内容可参考 AQ/T 3049 的相关要求执行。

5.4.2.4 SIL 分析

所有新建设施以及设施实施设计变更部分应进行 SIL 分析。SIL 分析应基于保护层分析可参考 GB/T 20438(所有部分)或 AQ/T 3054 的相关要求执行。

5.4.2.5 风险登记表

项目的各个阶段应编制和维护风险登记表,以跟踪和解决安全分析期间提出的所有建议。

5.4.3 定性风险评估和定量风险评估

根据项目性质、特点和项目阶段,应选择适宜的方法进行定性风险分析。

宜开展定量风险评估以分析其对其他系统或其他设施的影响。

5.4.4 风险防范措施

5.4.4.1 主动措施

5.4.4.1.1 内部超压保护

设备应设置安全装置应对内部超压风险,包括火灾风险。

安全阀、泄压阀的排放物应引至火炬/放空系统或储罐,存在困难时宜引至安全位置排放。

若将低压和高压泄放至同一系统,应防止背压过高。若高压泄放可能引起低压泄放系统的背压过高,可对高压和低压泄放分别设置独立的火炬放空系统。

5.4.4.1.2 紧急关断

紧急关断系统应确保检测异常后,及时安全地完成设备、系统和操作的隔离和关断。

紧急关断阀应接受火气系统、安全控制系统的自动控制,也可本地控制站或中央控制盘控制。

5.4.4.1.3 减压和放空

5.4.4.1.3.1 通则

浮式液化天然气装置应提供减压和放空系统。

应为天然气处理系统提供减压和放空系统。应监测、控制和记录所有大气排放物。一般而言,不应采用连续放空(见 5.3)。该措施的目的是:

- a) 减少升级风险;
- b) 减少泄漏的影响和持续时间;
- c) 避免外部辐射导致液化天然气、烃类制冷剂或盛装气体的压力容器和管道失效的风险。

应设置从控制室或其他远程位置启动或自动启动的隔离阀,将设施隔离为多个子系统,隔离阀应设置在敏感设备处。这将使得在限制烃类气体进入的同时,实现对装置的部分单元减压。

高压设备的减压装置应能使一个或多个被保护单元的压力迅速降低。

减压装置应符合 ISO 23251 或有足够的措施缓解 QRA 中已识别的风险。减压后的气体应输送至火炬或放空系统,减压系统应能够承受减压过程中产生的低温。非可燃气体应单独排出。

5.4.4.1.3.2 火炬和放空系统

浮式液化天然气装置减压系统主要为火炬或放空系统。

火炬或放空系统设计时应涵盖正常和意外流量。可采用高完整性保护系统(HIPPS)降低火炬/放空系统的流量。

5.4.4.1.3.3 火炬系统

火炬尺寸应根据到火炬的气体流量、工艺条件、周围环境最大允许辐射限值和识别的易损目标(如液化天然气运输船和供应船)以及选定的大气条件确定。

火炬总管应设置防止空气进入和回火的装置。

火炬设计应注意：

- a) 人员在场的可能性,允许的气体浓度和意外点燃时的热辐射水平(同时考虑吊机机操作员甲板的热辐射水平);
- b) 空中交通和海上交通方向;
- c) 主风向;
- d) 高等级热辐射敏感设备的存在;
- e) 生活区/管理区域的距离。

火炬头和火炬上部材料应使用耐火冲击材料。

火炬头应配备足够数量长明灯并采用两种不同远程点火方式以保证可靠性。

5.4.4.1.3.4 放空系统

放空系统设计应符合适用行业标准、区域分类规范和等级要求。

放空系统应进行放空源识别并进行扩散计算并确定放空的安全位置。

放空系统应设置防止放空头意外点燃的灭火装置。

5.4.4.1.4 主动防火系统

液化天然气装置设置固定灭火系统的目的是限制火灾蔓延的可能性,以扑灭和/或减轻发生火灾的后果。主动消防系统为某些特定的火灾场景提供冷却和/或灭火措施,以保护人员、设备和结构安全。

主动消防系统的设计应与火灾种类相适应,并能将所需的灭火剂介质在所需的压力下,连续时间内输送到正确的位置。

注：浮式液化天然气装置的主动消防系统参考国际消防安全系统规则。

5.4.4.1.5 火灾和气体探测系统

火灾和气体探测系统的所有输入和输出电缆(如探测器、手动按钮、雨淋阀、消防水泵等)的耐火性要求应符合 IEC 60331(所有部分)的相关技术要求。

火灾和气体探测电缆应通过两条物理上独立的路径进行分离和布线。

所有火灾和气体探测器和手动触发呼叫点应防尘、防水、耐腐蚀,在必要时应经选定的船级社批准,且符合相关法规要求。

5.4.4.1.6 通信

内部通信系统应能区分操作信息(过程控制系统)和安全信息(安全控制系统)。内部通信系统应免受外部通信网络影响。对于有人操作的电厂,不宜内外通信系统相互联通。

设施上应配备多套互不影响的通信方式,以确保冗余。

设施应配备无线电通信系统,包括:

- a) VHF 无线电-配备应符合 IMO/SOLAS 第 4 章的要求;
- b) 用于过程控制及安全监控的闭路电视监控系统(CCTV,位于中控室);
- c) 用于设施内部及船岸通信的电话;
- d) 用于直升机着陆/起飞操作的航空无线电(如适用);
- e) 对岸卫星通信;
- f) 光纤通信(如用于远程过程控制系统监控)。

应配备一套公共广播和通用报警(PAGA)系统,用于在整个设施内广播信息(语音和/或警报),包

括陆上部分(如有)、上部结构(所有甲板)、转塔(如有)、生活区和机舱。当噪声水平较高时,应使用视觉警报(即频闪信号灯)代替公共广播系统。

5.4.4.2 被动措施

5.4.4.2.1 总体布置通则

总体布置应确保易燃产品源尽可能与点火源和非危险区域隔离。

每个系统的位置应根据危险性质进行分级。

总体布置应关注以下主要风险参数:

- a) 处理介质的危险性质;
- b) 气体扩散和爆炸;
- c) 液体泄漏扩散至其他区域、火灾冲击等;
- d) 造成不同区域危险升级的可能性;
- e) 天气条件等。

5.4.4.2.2 设备和管路设计

设备和管路的设计压力和温度应涵盖所有预期拖拽(若有)、启动、关断、正常运行和异常情况。

设备和管路的布置应满足所有的外部约束。

5.4.4.2.3 被动防火保护

被动防火保护是提高设备发生火灾时的耐火能力。

火灾风险分析或定量风险分析结果可用于确定岸基/码头和上部组块防护类型和持续时间。

被动防火材料的选择,喷射火灾的材料应满足 ISO 22899(所有部分)的相关技术要求,碳氢化合物耐火试验材料应满足 ISO 834 的相关技术要求。

5.4.4.2.4 燃烧抑制

5.4.4.2.4.1 方法

确保火源与可燃气体源隔离,满足所适用标准要求。

根据危险区划分级别,正确选择危险区域的仪表和电气设备。

5.4.4.2.4.2 危险区域划分

危险区域的划分仅考虑发生概率足以描述为“在工厂正常或异常运行条件下很可能发生”的事件。不适用于灾难性故障。

上部组块危险区域划分应满足 API PR 505 的相关技术要求。

位于海上浮式天然气液化装置甲板和上部组块上所有室外设备的非危险区设备,也应选用适用于二类危险区的,气体组别至少为 IIA、温度等级 T3 的设备,以将火灾风险降至最低。

当确认出现气体泄漏事故,相关设备(电气和非电气)宜立即关断,以降低火灾风险,在紧急情况下位于敞开区域的所有电器设备和仪表应满足 GB/T 25444.7 的要求(如火气探测装置、应急照明等)。

在危险区安装的内燃机应配备适当的保护装置(例如,设置进气和烟气排放保护装置、超速时发动机自动跳闸装置,在进气口处监测到气体泄漏时关闭风机和切断燃料供应等)。

5.4.4.2.4.3 潜在点火源识别

燃烧设备排出的所有废气均应视为点火源。燃烧废气应在危险区域以外。必要时,排气管应进行隔热保护。

应设计接地和防雷系统,以尽量减少因电气故障、静电荷、滞留电流和雷电放电引起的点火风险。

5.4.4.2.4.4 通风及增压

危险区需要充分通风。装置上的开敞区域,自然通风视为充分通风。

安装易燃烃处理设备封闭区域的通风要求,应满足相关标准的技术要求,例如 IMO/SOLAS、GB/T 3836.13、SY/T 6671 或 EIP 15。

5.4.4.2.5 排放系统

浮式液化天然气装置应提供排放系统,将所有设施(上部组块、船体和运输系统)和系统的排放输送至处理、回收或处置设施。

排放系统分为开式排放和闭式排放。

危险区域排放宜与非危险区排放分开设置;不可避免时,可共用一个排放装置,但在通向装置的进口管处应设置水封。

浮式液化天然气装置应提供低温泄漏收集系统。

对于高压状态的低温溢流,应在潜在泄漏源位置安装喷淋防护装置。

LNG 和碳氢化合物泄漏宜尽可能排入集液盘,用泡沫发生器或其他措施来进行蒸发控制。

浮式液化天然气装置低温流体泄漏的排放及控制应满足作业区当地法规要求。若直接排放到船外,应避开由于排放造成危险升级的区域,如液化天然气输送、液化或再气化装置以及运输船可能停泊的区域(如有)等。

浮式液化天然气装置应采取特定系统或保护措施来保护关键元件防止其脆化。

浮式液化天然气装置可设置水幕避免低温流体从侧面排出损坏浮式装置船体。

5.4.4.2.6 低温防护

浮式液化天然气装置应进行低温风险分析。低温保护材料的选择应满足 GB/T 19204 和 ISO 20088(所有部分)的相关技术要求。

浮式液化天然气装置上可能发生低温喷溅的区域应设置低温保护,除非其元件能够耐低温。如果发生泄漏,宜使用低温钢或甲板覆盖物(例如,冷溢出保护材料、木材或混凝土)保护使用普通船舶用钢的甲板区域。

低温保护系统应能承受低温流体的常压沸点温度,同时下面的钢结构温度不应低于脆化温度。

5.4.4.2.7 防爆

浮式液化天然气装置应进行爆炸风险分析。

防爆设计考虑以下因素:

- a) 预防点火;
- b) 优化设备布置;
- c) 优化自然或机械通风;
- d) 设置泄爆板降低压力峰值;

- e) 脆弱区域和高风险工艺区域设置合适间距;
- f) 设置物理屏障(防火/爆墙)和专门设计防爆设备。

5.4.4.2.8 船舶碰撞防护

浮式液化天然气装置的设计应设置船舶碰撞防护装置。

5.4.4.2.9 坠物保护

在浮式液化天然气装置设计中存在潜在坠物风险的区域应设置坠物保护装置。

5.4.4.2.10 环境条件

为了保证人员安全,浮式液化天然气装置设计中应能承受地震等特殊事件。

为了保证人员安全,安全关键系统的设计应基于重现期为 10 000 年的最恶劣环境。

5.4.5 应急响应

5.4.5.1 逃生、疏散和救援

逃生、疏散和救援(EER)设备设计应满足船上最大人数、设施预期人员分布、潜在危险源和潜在升级情景。

装置上工艺区和非工艺区应至少设有两个逃生通道至应急集合站或疏散点。端部封闭不应超过 5 m。对于无人值守区域,只是维护和短期偶尔操作的区域可允许只设一条逃生通道。

逃生通道的设计应满足在任何地点发生事故时,至少有一条逃生通道随时可用,易于识别,并尽可能安全。

逃生、疏散和救援(EER)过程中所需应急设备(应急照明、无线电通信、公共广播通用报警等)应至少保持运行 1h。

逃生、疏散和救援(EER)设施应至少能适应浮式液化天然气装置设计的最大人数。

生活区域应设置主集合站。

5.4.5.2 应急响应计划

应对所有人员提供与其所承担职责相对应的应急响应培训。

应急清单的编制,应至少满足 IMO/SOLAS 和地方当局的相关要求。

5.5 职业健康和工业卫生注意事项

5.5.1 职业健康和工业卫生类别

浮式液化天然气装置的职业健康和工业卫生设计,应包括:

- a) 化学暴露;
- b) 生物因素;
- c) 生物应激;
- d) 热/冷表面;
- e) 对操作员的支持功能;
- f) 照明;
- g) 生活用水;

- h) 噪声和振动；
- i) 人机工程学和人因工程。

5.5.2 化学暴露

应对有毒或致命化学品装置进行特定设计,限制人员持续接触。
针对工作区和生活区可设置不同限值。
化学暴露限值应满足 GB/T 50493 的相关技术要求。

5.5.3 生物因素

生物因素与项目地理位置直接相关,应符合相关的设计要求。第 3 类生物制剂(预防大肠杆菌、产 Vero 细胞毒素菌株等)可用于以下区域:

- a) 医务室;
- b) 生活污水处理装置;
- c) 废物临时存放区;
- d) 食堂;
- e) 卫生设施。

宜由接受过专门培训并考核合格的人员参与以上区域的工作。

用于处理第 3 类生物制剂的区域宜在紧急情况下实现完全隔绝和隔离,包括独立的通风系统,并对工作表面进行常规消毒和灭菌。

为处理第 3 类生物制剂的区域提供服务的 HVAC 系统宜配备高效微粒空气过滤系统,以防止病原体的生长与传播以及生物制剂的扩增。

5.5.4 热/冷表面

在工作区、走道、梯子、楼梯或其他通道不应出现温度高于 60℃ 或低于 -10℃ 的表面。若温度超出该范围,则应进行人员保护(如隔热或带有警告标志的物理屏障/扶手)。

5.5.5 生活区

浮式液化天然气装置应配备生活区。
生活区的设计和配备应能满足最大人数要求。

5.5.6 照明

浮式液化天然气装置应配备照明系统,主要包括:

- a) 正常运行照明;
- b) 应急照明;
- c) 逃生照明。

5.5.7 生活用水

浮式液化天然气装置生活用水量设置宜按照每人 100L/d 进行设计,应满足 GB/T 21481.2 的相关要求。

生活用水水质应满足 GB 5749 的相关要求。

5.5.8 噪声和振动

噪声和振动应满足 GBZ 188 和 GB 12348 的相关要求。

5.6 人机工程学和人因工程

浮式液化天然气装置宜满足 GB/T 22188(所有部分)的相关人机工学要求,原则如下:

- a) 通过对操作界面与控制空间设计,确保管理者、操作者和维修者能够以最高的效率完成任务;
- b) 设计应与自动化设备相适应,满足高效作业要求;
- c) 人机界面设计布局合理,操作界面尽可能人性化;
- d) 操作、维修和控制更为简便和安全。

6 系泊定位系统

6.1 一般要求

系泊定位系统的目的是使浮式液化天然气装置保持在目标位置,使其具有良好的可操作性和足够的安全裕度。

浮式液化天然气装置与相对大地静止的流体输送装置(水下井口、水下管道,或码头管道,视方案而定)采用液体传输系统作业方式,其定位系统应确保浮式液化天然气装置的整体运动保持在流体传输系统的限制位移范围内;船对船系泊系统应限制两船之间的相对运动,使相对运动保持在流体传输系统两端允许的最大位移范围内。

系泊定位系统的设计取决于系泊系统类型和功能需求。

浮式液化天然气装置可系泊在开阔水域或近岸/近海水域。如 4.2.6.2 和 4.2.6.3 所述,这两种情况各有典型的设计条件。浮式液化天然气装置(包括 FSRU、FLNG、FSU 等)在其整个设计寿命周期内,通常都将永久性地系泊。

作业地点环境条件比较特殊时,如有海冰或者台风的影响,系泊系统选择可解脱式系泊方式更具有经济性。采用该种方式时,可解脱式系泊系统的设计及采用的操作程序应确保浮式液化装置可以在恶劣海况发生前及时和安全的完成撤离操作。

6.2 开阔水域的永久系泊

6.2.1 定位系统概念

6.2.1.1 转塔式系泊

对于开阔水域的浮式液化天然气装置的永久系泊,如风浪流能够从不同的方向影响系泊系统,采用单点系泊系统最适合。单点系泊系统允许船舶的风向标运动,使得环境条件引起的载荷最小。

转塔式系泊是一种常用的单点系泊系统方式,转塔通常是圆柱形结构,可以在船首船体内部布置(内转塔),也可以布置在船体外部(外转塔)。

圆柱形转塔结构通过系泊缆固定在海床上,船舶可以通过单点轴承系统围绕其进行风向标运动。单点轴承系统与浮式液化天然气装置的船体结构(内转塔)连接,或与伸出船首的支撑结构(外转塔)连接。

柔性立管用于连接转塔结构与水下设施(井口、管道终端管汇或类似设施)。液体/气体滑环作为与转动轴承的连接枢纽,使得在风向标运动下,浮式液化天然气装置上的液体/气体输送立管与海底管道

能够实现传输。

6.2.1.2 其他单点系泊形式

转塔系统是目前最常用的定位系统型式。其他各种已用于海上石油和天然气项目的单点系泊系统型式,也可用于开阔水域浮式液化天然气装置的永久系泊。

塔架式软刚臂系统适用于相对较浅水域。在这种形式中,导管架型结构搭载一个机械轴承系统,并在轴承上方布置滑环。浮式液化天然气装置通过一个通常为三角形的软刚臂与单点导管架相连。软刚臂通过系泊臂与船连接。在波浪、风和海流的作用下,船和软刚臂的布置形式可以使船舶以导管架结构为中心进行风向标运动。

6.2.1.3 多点系泊

开阔水域下浮式液化天然气装置的永久系泊,如果风浪流的方向比较固定(风浪流有明显的主导方向),则可采用多点系泊系统。浮式液化天然气装置系泊在多点系泊的系泊缆之间,这些系泊缆为浮式液化天然气装置保持定位提供足够的系泊能力。与单点系泊不同,多点系泊使船舶保持恒定的艏向。因此,无需机械轴承系统,也无需滑环装置,因为液体/气体立管可直接连接到浮式装置上,通常连接到船舶舷侧的立管平台上。

当 LNGC 与多点系泊的浮式液化天然气装置旁靠时,船对船连接中无论是装载还是卸载 LNG,应防止系泊缆对多点系泊旁靠外输的影响。

6.2.2 设计要求

开阔水域作业的浮式液化天然气装置的定位系统的设计应满足 ISO 19901-7 和 GB/T 35989.1 中定位系统的要求。

在给定设计条件下采用动态分析法进行浮式液化天然气装置定位系统分析设计。

LNGC 装载或卸载时最大允许环境条件应符合第 4 章要求。定位系统应能承受浮式液化天然气装置和与其系泊在一起的 LNGC 的组合荷载。

6.3 近岸或码头的永久系泊

6.3.1 定位系统概念

6.3.1.1 码头或栈桥系泊

当浮式液化天然气装置在近岸或码头永久作业时,可通过系泊至码头或栈桥来提供定位能力。

为码头系泊而建造的特殊结构、栈桥结构和设施是定位系统设计的一部分。

当浮式液化天然气装置系泊至码头时,另一艘船舶可以旁靠浮式液化天然气装置,也可以在同一码头的同侧或另一侧分别靠泊。

码头或栈桥系泊最常见的系泊配置是使用系泊缆,将浮式液化天然气装置系泊于码头或栈桥。倒缆可降低船舶沿码头/栈桥的纵向运动(纵荡)幅度,横缆可降低船舶远离码头或栈桥的横向运动(横荡和/或艏摇)幅度。当船舶接近码头或栈桥时,使用护舷来抵抗冲击载荷。

系泊缆应适应码头水位或船舶吃水的变化。

如果船舶系泊在浮式液化天然气装置上,而浮式液化天然气装置系泊在码头或栈桥上时,则该船舶与浮式液化天然气装置之间的船对船旁靠系泊也可采用类似船对码头或栈桥的系泊布置要求。

在温和的海洋环境条件下,可以采用桩基式系泊系统代替系泊缆。浮式液化天然气装置与桩的连

接方式应能适应吃水和/或水位的变化。

采用装卸臂或柔性软管进行浮式液化天然气装置和相对大地静止的设施(码头或栈桥)之间的液体/气体传输。这种传输形式也适用于浮式液化天然气装置和可能永久旁靠的第二艘船舶(FSU)之间的液体/气体传输。

6.3.1.2 塔架式软刚臂系泊

如果目标作业点条件允许,风向标运动方式技术可行且具有经济优势,也可在近岸使用塔架式软刚臂的系泊形式(见 6.2.1.2)。

6.3.1.3 多点系泊

近岸可采用多点系泊(见 6.2.1.3)。浮式液化天然气装置在水深较浅作业地点时,采用悬链线式多点系泊的方式适用性较差。多点系泊比较适用于温和的海洋气象条件。

6.3.2 设计要求

在码头或近岸的浮式液化天然气装置的系泊定位系统设计,应符合下列文件中的规定、建议和准则:

- a) SIGTTO:液化天然气港口和码头的选址和设计(IP no.14);
- b) OCIMF:系泊设备指南;
- c) EAU:海岸建筑物委员会指南——海港和水道;
- d) PIANC WG 145:停泊速度和护舷设计;
- e) PIANC WG 153:海洋石油终端设计。

对于近岸或码头永久系泊应符合 ISO 19901-7 的相关要求。ISO 19901-7 并未对近岸或码头条件下系泊系统做详细要求,其具体要求应符合 DNVGL-OTG-18 的要求。

应采用动态分析法论证系泊系统设计的合理性。ISO 19901-7 对动态分析法进行了规范指导。系泊点布置很大程度受海洋气象条件和其他设计标准的影响。

系泊设计输入数据和所用分析方法中的不确定性应在设计中予以量化和说明。应涵盖与作业地点相关的潜在系泊失效风险。宜根据模型试验验证计算方法。

温和海洋环境条件下,如果证明系泊缆的动态效应可以忽略不计,则可采用准静态系泊分析方法。

系泊系统和液化天然气传输系统的设计应确保浮式液化天然气装置相对于其系泊的结构物的运动在传输系统允许的位移范围内,并具有足够的安全裕度。

本条规定的近海或码头条件下浮式液化天然气装置主要的系泊设计要求同样适用于与浮式液化天然气装置(FSRU 或 FLNG)旁靠的第二艘船舶(FSU)的永久系泊。

尽管 6.3.1.1 中所述码头系泊的典型系泊配置与 6.5 中所述的 LNGC 临时系泊相似,但与永久系泊系统有着本质的不同。设计应能承受系泊缆和护舷的疲劳、老化等影响。如要满足 ISO 19901-7 的要求,则系泊设计需可实现按要求定期更换系泊组件。操作手册应提供相关说明。

6.3.3 浮式液化天然气装置紧急撤离

系泊在近岸或码头条件下的浮式液化天然气装置有可能位于另一个重要安全装置附近。因此选址时有必要在风险分析中进行浮式液化天然气装置事故紧急撤离必要性的论证。

如果风险分析结果有紧急撤离的必要,满足以下条件。

- a) 系泊系统设计应满足紧急情况下快速撤离的要求。设置快速脱缆钩用于紧急释放系泊缆。控

制程序应确保任何一条系泊缆不会过载且能及时断开。

- b) 应制定操作程序,确保断开前合理的操作顺序——停止船上操作、断开输送系统、断开后对船舶进行海事管控的准备。
- c) 应对决定紧急撤离的条件进行监测。该监测信息应提供给负责决定紧急撤离的相关人员。
- d) 应在拖船协助下紧急撤离。

6.4 特殊条件下系泊系统设计

6.4.1 可解脱系泊系统

无论是在开阔水域还是在近岸或码头条件下的永久定位系统,极端恶劣条件(如海冰或台风等)会对设计要求产生较大影响。

根据 ISO 19901-7,可不考虑极端环境条件设计要求,前提是浮式液化天然气装置配置了可解脱的系泊系统(并在恶劣环境过后可重新连接),并且有相应的操作程序。

采用可解脱式系泊,浮式液化天然气装置应具备能够监测到实际的恶劣环境的能力,在适当时机停止装置运行、解脱并移动至计划的安全位置。解脱时机与恶劣环境预测的准确性相关。移泊能力应与自身推进系统和船员的配置或可用拖船的配置相关。

操作手册应明确说明系泊系统设计的环境条件阈值,确认准备解脱时的环境条件水平。

近岸或码头的缆绳系泊解脱,可采用快速脱缆钩以方便断开。应制定适当的操作程序实现可控的断开。

可解脱系泊系统的浮式液化天然气装置可采用自航式设计,也可采用被拖航式设计。

可解脱系泊系统的设计应符合 ISO 19901-7。

6.4.2 有限项目周期的永久系泊

具有特殊项目设计条件的永久系泊详见 4.2.6.4,当永久系泊系统的设计使用寿命远低于 20 年时,ISO 19901-7 规定允许重新考虑设计标准,可采用重现期小于 100 年的 ULS 条件设计特征参数,其重现期应通过风险评估确定,并考虑系泊系统失效的可能性。

6.5 装卸货 LNGC 的临时系泊

6.5.1 总则

浮式液化天然气装置,包括 FSRU、FSU 及 FLNG,涉及 LNG 卸载(输送至 FSRU 或 FSU)或 LNG 装载(从 FLNG 或 FSU)。多种系泊布置情况如下:

- a) LNGC 通过船对船(旁靠或串靠)系泊到定位于海上开阔水域的浮式液化天然气装置上;
- b) LNGC 与码头或近岸位置的浮式液化天然气装置旁靠系泊;
- c) LNGC 与浮式液化天然气装置靠泊在同一码头,但在该码头另一侧;
- d) LNGC 系泊在一个单点系泊(SPM)终端上。

设计标准见 4.2.6.5。

设计要求见 6.5.5。

6.5.2 开阔水域的船对船系泊

开阔水域的浮式液化天然气装置与 LNGC 之间通常采用旁靠进行液化天然气传输,应满足两船的运动,同时满足 SIGTTO《石油、化学品和液化气体船对船过驳指南》的相关技术要求。

系泊缆应在 LNGC 和浮式液化天然气装置靠泊的相邻两舷连接,最低程度减小刮蹭和磨损。应特别关注两船的吃水变化。

当 LNGC 的尺度(水线以上甲板边缘的高度)与浮式液化天然气装置的尺度差异较大时,两船之间的相对运动会产生较大的张力变化。LNG 从一艘船舶输送到另一艘船舶的装卸过程中,船舶吃水逐渐变化,应充分考虑可能会增加的系泊缆连接点之间的垂向距离。

LNGC 可以串靠系泊在浮式液化天然气装置上。串靠系泊布置中,LNGC 系泊在 FLNG 或 FSU 后面,通过柔性软管(漂浮在海面或空中跨接)装卸流体。

6.5.3 近岸或码头条件下的系泊

近岸或码头条件下 LNGC 的系泊布置见 6.5.1。

当 LNGC 与系泊在码头上的浮式液化天然气装置旁靠系泊时,设计要求应符合 6.5.2 和 6.5.5 的规定。

6.5.4 单点系泊终端系泊

单点系泊终端,可用于 LNGC 的装卸货操作。该解决方案适用于没有港口设施的陆上液化天然气设施。

6.5.5 设计要求

LNGC 临时系泊系统的设计应符合 SIGTTO《石油、化学品和液化气体船对船过驳指南》和 OCIMF《系泊设备指南》的最新版本。

按照 4.2.6.5 要求,应在操作手册中明确规定 LNGC 的类型和尺度范围,以及靠泊和 LNG 装卸的极限环境条件。

应进行系泊缆张力连续监测和记录,同时监测船舶相对运动。应充分监测控制解脱的环境条件。应在浮式液化天然气装置 ESD 控制逻辑中考虑系泊缆张力监测。

环境预报、辅助靠泊设施等操作支持系统,可用于协助靠泊和系泊作业。

由于 LNGC 系泊在浮式液化天然气装置附近,因此 LNGC 应设置快速解脱系泊系统,并能够安全可控地实现紧急解脱。

6.6 码头系泊基础设施设计

6.6.1 通则

如果浮式液化天然气装置永久或半永久地系泊在码头上,则码头结构本身也会被认为是系泊系统的一部分。

栈桥或码头、防波堤、护舷、带缆桩、系泊缆、流体传输系统、通道等设计应符合操作和安全标准。对于码头,应使用适当的海洋结构标准,如 GB/T 23511、EN 199X 系列(欧洲规范)、BS 6349 或 API/ACI 标准,以选择相关设计参数,确定适用的荷载,分析结构设计的合理性。该方法应满足 4.2.6.3 或 4.2.6.5 中所述的所有设计标准。

设计荷载应包括码头结构上的直接荷载和运营过程中产生的荷载,如浮式液化天然气设施的停泊和系泊、LNG 运输船装卸货带来的荷载、货物处理荷载、运营和维护期间使用的车辆带来的荷载。

如适用应遵循 GB/T 24963 要求。此外,还宜考虑以下规定、建议和准则:

- a) DNVGL-OTG-018:近岸系泊系统指南;
- b) SIGTTO:液化天然气港口和码头的选址和设计(纳入码头设计和船岸界面);

- c) OCIMF:系泊设备指南;
- d) EAU:码头区结构物、海港和水道的建议;
- e) PIANC WG 145:停泊速度和护舷设计;
- f) PIANC WG 153:海洋石油终端的设计。

6.6.2 码头高程

码头面标高应根据设计水位和设计波高[包括一定的裕度(也称为气隙)]确定,以避免码头顶部结构受波浪荷载冲击。该气隙应至少高于 100 年重现期的波峰 0.50 m。应特别关注海啸对码头高程设计的影响。

6.6.3 海洋基础设施的防腐

钢材的腐蚀防护能通过腐蚀裕量、阴极保护、涂层或这些方法的组合来实现。应根据环境条件的类型(仅大气、水和空气的混合物、水下)确定防腐措施。如果不同的防腐措施组合在一起,应确保它们之间的兼容性。

6.6.4 LNG 泄漏防护

在设计中,应能承受 LNG 泄漏的可能性,特别是在与 LNG 传输系统相邻的区域,应采取 LNG 泄漏防护和碳钢结构脆性保护的规定,或采取其他适当措施。

LNG 泄漏应远离工艺/转运区。

6.6.5 FSRU/FLNG 码头供电

如果码头和 FSRU/FLNG 之间有公用设施供电,则电源连接应符合 IEC 80005 的要求,具体取决于该连接的电压水平。在电气连接处应设置安全紧急断开系统,以避免火灾风险。如果无法设置安全紧急断开系统,则应将电气连接设置于危险区外。

6.6.6 航行辅助设施

宜采用国际航标协会(IALA)提供的关于助航设施的建议和准则。

6.6.7 应急响应和疏散路线

应对参与消防、医疗后送或污染控制的应急车辆或船舶快速进出泊位做出规定。在依靠车辆进出的码头上,应通过栈桥和平台连接设置码头与岸端的通行通道。

应对火灾或液体泄漏的紧急逃生路线做出规定。从泊位上任何位置都宜沿逃生路线到达安全区域。应设置两条最便于通行的独立逃生路线,可能需要配置额外的人行道和有人值守的备用船。

如果风险评估认为有必要,应使用水喷淋保护逃生路线。

从码头进入船舶应符合 GB/T 24963 的要求。

6.7 物料和人员的转运

物料和人员的转运应确保安全,并满足监管要求。

可通过以下方式进行转运:

- a) 直升机;
- b) 海洋支持船;

- c) 吊笼；
- d) 舷梯、栈桥、引航员梯。

直升机运输根据国际民用航空组织(ICAO)的要求进行。同时,要按照当地海事部门的法律法规。满足海事法规要求的浮式设施,应符合国际海事组织(IMO)关于舱室和引航员梯的要求。

注: 参见 IMO/SOLAS II-1 章 3-9 和 IMO MSC.1/Circ.1331 相关设计要求。

对于不直接受海事法规管辖的浮式装置,应符合国家政府部门的相关管理要求。

用于从船舶至浮式装置转运的起重机,应满足海上使用设计条件,同时应符合国际劳工组织(ILO)的要求。该起重机用于人员转运时,宜考虑载人的附加设计条件。船旗国或国家主管机关可提出附加要求。

7 船体设计

7.1 船体结构设计

7.1.1 设计通则

浮式液化天然气装置的结构系统应能承受在运营和拖航工况期间所遭遇的所有载荷。

浮式液化天然气装置一旦发生结构损坏,损坏的结构(如适用,可能需要进行临时维修)应能抵抗设计的组合工况,避免遭受失效进一步扩展、自由漂移、倾覆或沉没,且不会导致环境灾害。

设计方法应适于装置位置、操作模式,以及所有作用于装置的相关载荷,包括事故载荷。

对于现有装置改装为浮式 LNG 装置,应根据现有装置的现状,对新的载荷工况进行论证。

7.1.2 设计方法

船体设计可以遵循以下设计方法之一。

- a) 许用应力法,通过比较计算应力与许用应力以获得目标安全水平的方法,许用应力取特征强度或性能乘以适用的系数。
- b) 载荷和抗力系数设计法,是应用载荷因子及材料因子施加载荷以得到目标安全水平的方法。

设计方法在项目中应予以明确并保持一致,不同的设计方法不宜混合使用。两种方法均适用于船体和上部组块。

7.1.3 法规和标准

应在项目开始阶段明确适用于浮式结构设计和建造的法规、标准、船级社规范和规则(以下统称为“标准”)。

不应多种标准体系混合使用。设计过程中如果采用的标准体系多于一个,应明确各标准之间的区别与等级,并做出恰当的决策。该决策应基于合理的工程实践,包括与负责监管的机构进行协商(如适用)。

结构设计使用的标准应与结构建造和在线监测所使用的标准保持一致和兼容。

对于创新的结构型式,或者仅有有限使用经验或没有直接使用经验的未经证明的结构型式,应采用恰当的方法,验证其设计安全水平不低于本文件内含的安全水平。

设计应遵循 ISO 19904-1 中的原则。当装置挂旗时,设计应遵循挂旗国的要求。

7.1.4 船体结构的极限状态

在船体结构的设计中考虑如下几种极限状态:

- a) 承载能力极限状态(ULS),评估船体结构在抵抗最苛刻工况时的能力;
- b) 正常使用极限状态(SLS),船体结构在正常使用时的性能表现,评估船体结构抵抗正常操作的能力;
- c) 疲劳极限状态(FLS),评估船体结构抵抗由周期性载荷引起的疲劳破坏能力;
- d) 意外限制状态(ALS),评估船体结构抵抗偶然或非正常载荷的能力,包括结构损坏后抵抗特定环境的能力。

7.1.5 承载能力极限状态(ULS)设计工况

对于承载能力极限状态,为了得到 100 年重现周期下最恶劣的海况影响,应建立典型的海洋环境条件组合。

7.1.6 正常使用极限状态(SLS)设计工况

船体结构的正常使用极限状态设计工况的定义至少考虑以下因素:

- a) 影响结构部件有效性或者设备功能的不可忽略的变形;
- b) 降低结构耐久性或者影响结构部件有效性的局部破坏(包括腐蚀、碰撞、磨损);
- c) 引起人的不舒适感和干预人履行职责能力的过度运动、加速度、振动和噪声;
- d) 超过上部组块设备有效功能范围的运动、加速度或振动(例如,横倾角和纵倾角严重影响分离器和换热器的性能);

正常使用极限状态的评估准则应基于正常使用期间的运动、变形和振动限制。

正常使用极限状态准则应由船东、设计方、对运动敏感设备的供应商或参考惯例来确定。

正常使用极限状态的许用极限取决于结构型式、任务要求和结构布置。在确定这些极限状态时,设备、机械等相关专业设计人员应提供设计输入。

7.1.7 疲劳极限状态(FLS)设计工况

设计中应包含以下周期性荷载:

- a) 波浪(高周疲劳);
- b) 在热点处产生明显屈服的周期性荷载(低周疲劳);
- c) 风,特别是引起涡激振动(如细长结构);
- d) 机械振动(如机器设备运转引起的)。

7.1.8 意外限制状态(ALS)设计工况

意外限制状态校核的主要目的是确保船体结构的设计达到以下目标。

- a) 承受特定的事故或非正常事件,使得事故造成的任何破坏不影响结构整体的完整性、稳性、水密性。
- b) 遭受事故或非正常事件损坏后,在充分的时间内仍可保持足够的结构完整性(剩余强度)、稳性和水密性,在特定的环境条件下能够完成以下活动(如适用):
 - 1) 人员从船体结构撤离;
 - 2) 控制船体结构的移动或运动;
 - 3) 临时维修;
 - 4) 消防;
 - 5) 控制溢油(包括 LNG)。

不同类型的事故或非正常事件发生时或发生后,需要采用不同的方法或同一方法的不同层次来评估结构抗力。

意外限制状态设计工况可以考虑折减的极限环境条件,即1年重现期环境工况。局部结构破损状态下的结构分析可用于事故极限状态的设计。

当非正常环境条件作为意外限制状态条件,取10 000年重现期的环境工况。该环境条件应与适当的安全因子综合考虑。

7.1.9 特定海域位置设计

船体结构强度的设计应能承受其在位或航行过程中最恶劣的工况。

如果初步设计模型显示特定海域位置的环境工况比RCS标准规定的海上航行载荷轻,则标准的船体设计能作为基准。如果特定海域位置的环境工况更苛刻,取特定海域位置的载荷工况。当浮式装置用于多个作业地点时,应采用最苛刻的设计准则。

典型的特定位置设计基于特定位置100年重现期的海况。无限航区航行海船的设计基于北大西洋25年重现期的海况。

浮式装置设计可以考虑采取相应措施避免遭遇极端环境,例如临时撤离。可解脱的浮式装置(当解脱时)应作为无限航区航行的海船进行结构评估,或者按照预先确定的拖航路径进行评估。不能解脱的浮式装置(即永久系泊)应根据提议的拖航路径,包括船厂交付拖航行程进行结构评估。

7.1.10 货物围护载荷

船体设计中应包括货物围护载荷,例如液货储存系统中作用于船体的晃荡载荷。影响货物围护系统设计的晃荡载荷,其相关描述见4.2.5和第8章。

7.1.11 疲劳

7.1.11.1 应根据ISO 19904-1或公认的船级社推荐方法确定疲劳载荷。疲劳设计准则宜考虑到预期的检验、维修和替换等要求。

7.1.11.2 检查的可达性影响疲劳安全因子的确定。可达性与浮式装置是否正常坞修或是否永久系泊有关。关键结构细节的可达性受防火和低温防护覆盖的影响。

7.1.11.3 疲劳分析方法基于疲劳试验(S-N曲线)和累积损伤评估(Palmgren - Miner准则)。

7.1.11.4 在设计计算中,应包括以下影响疲劳寿命的因素:

- a) 应力范围分布;
- b) 结构设计细节(热点);
- c) 建造和精度;
- d) 腐蚀。

7.1.11.5 长期应力范围分布是疲劳分析的基础,可以通过多种方法确定。最常用的应力范围计算有以下两种方法:

- a) 确定性疲劳分析,假定长期应力范围分布基于设计规范指定的动载荷;
- b) 长期应力范围分布的谱分析法。

7.1.11.6 确定性疲劳分析方法,假定长期应力范围分布服从Weibull分布,可以根据简化的疲劳寿命计算公式确定疲劳寿命。谱分析法的长期预报基于特定海域的波浪散布图数据计算,以此确定疲劳寿命。

7.1.12 砰击

如适用,则船舶艏部,包括艏部外漂、艏部舷侧和艏部船底,以及转塔和艏部的设计应能承受砰击的作用。砰击载荷由船级社规范或等效的规程确定。

7.1.13 甲板上浪

甲板上浪表示恶劣波浪条件下的海水漫顶,并导致甲板结构、上层建筑及暴露于船体外部的设备承受甲板上浪载荷。设计中应设法解决甲板上浪。甲板上浪载荷由船级社规范或等效的规程确定。

7.1.14 上部组块和外部载荷

安装在甲板上或附着于船体上的设备对船体的载荷应在设计中考虑。其主要载荷包括以下:

- a) 上部组块;
- b) 起重设备;
- c) 液货传输装置;
- d) 火炬臂(如适用)或透气桅;
- e) 定位/系泊装置;
- f) 立管(如适用);
- g) 直升机平台;
- h) 靠泊/护舷。

7.1.15 事故载荷

风险评估是浮式液化天然气项目设计过程中的必要步骤。风险评估将确定结构设计中的事故载荷。载荷的量级取决于浮式装置的详细设计和布置以及浮式装置的营运区域,视具体情况而定。

结构设计中宜考虑和量化的事故载荷源于:

- a) 船舶碰撞;
- b) 坠物;
- c) 失火;
- d) 爆炸;
- e) 极端天气(例如台风)。

船体设计中应设置低温泄漏应对措施。

直升机操作程序应置于指定的场所。

7.2 稳性和水密完整性

7.2.1 一般要求

关于船体稳性校核准则、倾斜试验、载重线、水密、风雨密的相关技术要求,应满足船级社规范、国家主管部门有关规定和 IMO(如 IMO/IGC Code,IMO/MODU Code)相关法规的要求。

如果浮式液化天然气装置或船体长期作业于天然良港或遮蔽水域,船体稳性相关技术要求可适当放宽,但应经国家主管部门批准。

对甲板、甲板室、门、通风口等稳性和水密性的要求应满足船旗国和国家主管部门有关规定。

浮式液化天然气装置在每次拖航前都应进行稳性校核,并取得国家主管部门的批准。

7.2.2 稳性

在役和临时阶段,浮式液化天然气装置均应具有足够的稳性。稳性评估应包括完整稳性和破损稳性。

对于完整稳性,应满足 IMO/IGC Code 的相关规定。

在进行稳性校核时,应涵盖有关的不利影响,包括:

- a) 环境情况,如风、浪(包括甲板上浪影响)、雪和冰的累积,以及适用的不利情况(包括船东特定的要求);
- b) 刚体运动;
- c) 货舱和压载舱的自由液面效应;
- d) 边界耦合,如系泊系统和立管系统。

应能承受船体意外破损的影响和后果。

如 IMO 法规和船级社规范所述,一舱或多舱渗透或浸水所造成的破损结果,应根据稳性、强度和对环境的影响进行评估。

进水点的位置是稳性评估的关键。

7.2.3 水密和风雨密完整性

船体应划分若干舱室,以满足强度和稳性的要求,并尽量减少破损后果、污染风险和船体倾覆风险。

对水密和风雨密完整性的要求应满足 IMO 的相关规定。

宜尽量减少水密结构部件的开口数量。当通道、管线、通风、电缆、海水进水口(航运箱)等需要贯穿时,应做出合理布局,确保通过适当的设计来保持结构的水密完整性,以应对在使用和破损后可能发生的压力和其他作用效应(包括波浪冲击效应)。应布置关闭装置及其控制单元、指示器、执行机构、电源等,使得即使在破损的情况下水密关闭装置也能有效工作。

在破损状态下,水线以上的开口可能受到波浪作用和/或由于浮式装置的动态响应而引起水线面变化。这样的开口应该是风雨密的。

当管道经过一个以上的水密分隔区或管道属于破损的范围时,应作出合理的结构布置,以确保破损时不发生浸水。

8 LNG 储存

8.1 通则

本章仅针对 LNG 储存系统。不涉及其他种类产品(如 LPG 或凝析油)储存的相关要求。

浮式液化天然气装置中的 LNG 围护系统应符合 IMO/IGC Code 第 4 章的要求。液货舱的监控系统应符合 IMO/IGC Code 第 13 章的要求。LNG 储存的功能要求应包括以下具体关键参数:

- a) LNG 储存将设计为在特定地点长时间运行,而 IMO/IGC Code 仅规定 LNG 运输船运行时间为 20 年[遭遇 10^8 次波浪和 1 000 次热循环(如装卸操作次数)];
- b) 在船体结构设计中考虑上部组块的荷载(如振动、质量和加速度等),LNG 储存设计可能涉及;
- c) LNG 液货舱将在中间装载液位下运行;
- d) 在浮式液化天然气装置和 LNG 储存系统的设计和运行考虑 BOG 处理(如设计压力和静蒸发率);
- e) LNG 液货舱接收多种 LNG 混合物,可能会出现分层或翻滚;

- f) 其他 LNG 液货舱正常运行时,可对其中一个 LNG 液货舱进行调试或停运;当 LNG 液货舱处于停运状态,可对其内装置进行维修。

8.2 晃荡载荷

8.2.1 中间装载液位:FSRU / FLNG 运营工况

8.2.1.1 FLNG/FSRU 在整个装载液位范围内运营,应能承受由液货舱内液货运动引起的晃荡载荷。

8.2.1.2 与 LNG 运输船的液货舱通常保持低或高装载液位相比,中间装载液位的晃荡现象更为严重。该现象适用于棱柱形液货舱和球形罐,这是由液舱内流动现象的变化,以及海上遭遇主波浪周期时不利的晃动共振周期之间的关系,特别是船舶的横摇共振周期造成的。

8.2.1.3 液体晃荡造成的结构设计难点包括:

- a) 对液货舱围壁的晃荡冲击;
- b) 对液货舱内部结构的晃荡冲击,如大规格水平桁和纵桁;
- c) 流体阻力对液货舱内部结构的影响,如泵塔和大规格水平桁/纵桁。

8.2.1.4 用于评估围护系统和船体结构的晃荡载荷应基于实验模型测试。对于内部结构,可使用数值模拟。

8.2.1.5 用于实验研究和数值研究的船舶运动应使用经过验证的船舶运动分析程序(水池试验和数值模拟)来确定。船舶运动分析应在实际的浮式装置几何结构上进行,包括由其载荷条件和系泊特征引起的水动力特性。

8.2.1.6 设计晃荡荷载应基于与实际浮式装置相关的长期荷载分布,同时考虑其运营概况。浮式装置的运营概况应包括:

- a) 该区域的环境数据,包括对风浪和主要涌浪分量的有效波高(H_s)、波浪周期(T_p 或 T_z)、浪向、波浪谱特征的描述;
- b) 所有液货舱的装卸顺序;
- c) 浮式装置平衡位置的分布(首向分析)。

8.2.1.7 应针对结构的每种失效模式确定设计晃荡荷载,这些失效模式应根据结构响应分析进行识别和表征,确定结构强度性能的影响因素包括:

- a) 沿结构厚度方向的温度变化;
- b) 基于晃荡动荷载的动态响应效应。

8.2.1.8 结构评估宜结合失效概率和结果。结果及其相关概率应通过综合失效分析来确定。

8.2.1.9 为了保证结构的完整性,宜进行适当的结构加强来满足每种失效模式要求的失效概率。为了进一步降低失效概率,应采取措施减少晃荡的影响,如进行首向控制或操作限制。

8.2.2 中间装载液位:货物转运工况(STS)

不只是 FLNG/FSRU,还有转运货物的穿梭船,均在各种装载液位下运行。这些 LNG 运输船也可能遭遇晃荡风险,减少风险的程序和措施应符合各穿梭船的船级社和船旗国的要求。

应基于各种可操作性准则,如天气限制(波浪,风速)、拖船操纵性、转运限制(浮式装置和穿梭船之间的相对运动和距离、系泊缆载荷、护舷载荷、转运系统操作范围等)和穿梭船内部的晃荡载荷来进行 STS 转运操作的可行性研究,以评估其停工期。可行性研究应作为确定浮式装置 LNG 液货舱正常装载液位及其潜在的扩展装载液位附加缓冲量的输入条件。

8.3 蒸发气处理

应进行浮式液化天然气装置 BOG 处理系统设计计算,主要考虑液货舱卸载工况和装载工况,用于设计相关设备。应根据现场特定环境条件计算货物围护系统在热稳定状态下以及瞬态条件下的热效率。在 LNG 储存系统设计压力选择时,宜保留一定的 BOG 处理灵活性。

8.4 防翻滚管理

8.4.1 一般性规定

“翻滚”是指由于不同密度和成分的 LNG 层自发混合而突然释放大量 LNG 蒸发气的现象。只有在舱内产生分层的情况下才会发生。

翻滚可能会造成超压,从而导致液货舱的损坏或失效。应采取措施防止发生上述翻滚现象,从而降低排放量。如安全需要,泄放装置的泄放量应满足翻滚工况要求。

产生 LNG 分层有两种不同的情况。

- a) 不同密度和成分的 LNG 在液货舱内可形成两个稳定的分层,通常是由于液货舱装载的 LNG 与舱内已经储存的液体不正确混合造成的。FSU 或 FSRU 中可能会出现不同来源的 LNG 分层。
- b) 当 LNG 中含有大量氮气时(大于 1%),会形成氮气诱导的自动分层。然而,大多数 LNG 工厂生产的 LNG 含氮量明显低于 1%。即使是 FLNG,也不太可能发生这种自动分层。

8.4.2 检测和预防

8.4.2.1 分层可通过以下方式检测:

- a) 蒸发量发生显著降低(低于正常值约 10%)应视为分层警告;
- b) 通过精确仪器测量整个液柱的温度和/或密度;
- c) 如果项目已识别出存在分层风险,应由运营方监控分层。

8.4.2.2 分层可通过以下方式预防:

- a) 使用顶部和底部填充程序混合不同密度的 LNG;
- b) 通过喷嘴或其他混合装置对液货舱存量进行再循环;
- c) 将 FLNG 生产的 LNG 中氮含量限制在 1% 以内。

8.4.2.3 如已经产生分层,可采取以下措施避免发生翻滚。

- a) 如果可以,将液体从液货舱转移到另一个液货舱。
- b) 通过喷嘴、顶部进料管线或其他混合装置使舱内物质循环。对 FSU 以及 FSRU,至少有一个液货舱宜设置顶部和底部进料,具备 LNG 再循环能力。

8.5 LNG 储存排放系统

8.5.1 一般要求

液货舱的排放系统应符合 IMO/IGC Code 第 8 章的要求。排放系统还应参考陆上储存规范。参见 GB/T 22724、GB/T 20368 相关内容。

8.5.2 压力泄放系统

8.5.2.1 IMO/IGC Code 确定液货舱用于超压保护的 LNG 泄压阀尺寸时,主要考虑两种工况:

- a) 满载液货舱的火灾暴露；
- b) 惰性气体系统引起的超压(如适用)。

8.5.2.2 对于浮式液化天然气装置,液货舱泄压阀的泄放气体流量可根据不同工况中组合的不同事件来确定。超压保护事件包括:

- a) 在满载条件和最高环境空气温度下液货舱蒸发率;
- b) 液货舱在以最大流量充装过程中由于活塞效应产生的蒸气排量;
- c) 液货舱充装过程中通过 LNG 管道的漏热;
- d) 充装期间,液货舱内发生 LNG 闪蒸;
- e) 由于舱内泵以内循环运行时产生的蒸气;
- f) 根据场地位置的大气压压降;
- g) 翻滚(如适用);
- h) 一个或多个液货舱外部火灾,参考 IMO/IGC Code;
- i) 最小泄压能力;
- j) 热气体/真空破坏阀系统的操作异常(如适用);
- k) 末端闪蒸罐操作异常(如适用);
- l) 操作异常;蒸发气压缩机的入口回流(如适用)。

8.5.2.3 可能事件组合为用以泄压阀选型的不同工况。组合工况包括:

- a) 液货舱充装;
- b) 液货舱充装及误操作;
- c) 舱内泵内循环;
- d) 液货舱外部火灾;
- e) 液货舱翻滚(如适用)。

8.5.2.4 所有的事件以及相关的组合工况,均宜通过风险识别分析(HAZID)进行确认。

8.5.3 真空泄放系统

8.5.3.1 在 LNG 运输船上,液货舱的泄压阀也是真空泄放阀(双功能)。IMO/IGC Code 给出了一种事件的真空泄放阀选型,该事件的气体流量至少等于货舱的最大货物排放率。对于浮式液化天然气装置,用于液货舱真空泄放阀设计的泄放气体流量可根据工况中不同事件组合而成。真空保护事件包括:

- a) 以输出泵最大速率提取 LNG;
- b) 根据场地位置的大气压升压;
- c) 在最大闪蒸/蒸发气压缩机吸入流量下的蒸发气提取(如适用);
- d) 由于充装过冷液体导致的蒸发气空间压力降低(如适用)。

8.5.3.2 可能事件组合为用以真空阀选型的不同工况。组合工况包括:

- a) 液货舱外输;
- b) 有压缩机运行的液货舱。

8.5.3.3 所有的事件以及相关的组合工况,均宜通过风险识别分析(HAZID)进行确认。

9 LNG 装卸系统

9.1 一般要求

浮式液化天然气装置将 LNG 输送到液化天然气运输船中或反向输送,在输送过程中,应确保两侧

连接稳定,LNG 装卸操作安全可靠。LNG 装卸系统应满足如下功能要求。

- a) 在海洋作业条件下(如风、雨、冰、极端海况、温度变化等),保持稳定连接到液化天然气运输船管汇上。
- b) 与液化天然气运输船管汇连接后,在输送过程中无需外界帮助可保持连接稳定。
- c) 连接后可随船舶进行 6 自由度的相对运动。
- d) 预冷操作开始到装载作业结束期间,可通过装卸系统将 LNG 从一端输送至另一端。
- e) 按照 SIGTTO 导则设定装卸过程中连接到管汇的载荷限制。
- f) 应符合 ISO 16904,EN 1474-2 和 EN 1474-3 规定的流速、最大压降及安装工艺要求。
- g) 在空载或特殊操作条件(如覆冰)下,连接处可解脱。
- h) 在所有操作包络线内,均不会与任何设备发生碰撞。
- i) 在储存状态下无需提供额外的动力,且能随浮式液化天然气装置共同承受极限环境条件。
- j) 在紧急解脱时,应确保和周边设备及设施无碰撞风险,且系统内无 LNG 传输,设计中应防止瞬态流影响并确保设备间的隔离。极端作业条件下,LNG 装卸系统在空/满载工况下均可回收至存放位置。
- k) 在正常脱离前或紧急解脱后,装卸系统操作后应将系统内天然气排净。
- l) 传输系统应进行电绝缘处理,避免连接单元间产生电势差形成电流。

装卸系统中的天然气排净操作,应通过合理的操作程序实现。

9.2 装卸系统设计

9.2.1 装卸系统设计应符合 ISO 16904,EN 1474-2 和 EN 1474-3 的规定。装卸管路磨损和老化应符合 GB/T 7762 和 ISO 4649 的规定。

9.2.2 装卸系统的操作区域应包括:正常装卸允许的相对运动区域、紧急关断范围和紧急解脱区域。

9.2.3 正常装卸允许的相对运动范围,在设计中包括下列区域:

- a) 安全工作区域:正常装卸允许的相对运动范围;
- b) 紧急关断区域:达到此区域将启动 ESD1 停止装卸,一旦超出安全工作区域即进入紧急关断区域;
- c) 紧急断开区:达到此区域将启动 ESD2 断开 ERS 装置,一旦超出紧急关断区域即进入紧急断开区。

9.2.4 装卸系统的设计方案应符合附录 C 的规定。

9.2.5 非动态敏感区域的装卸系统操作范围,最大操作范围应适应:

- a) 液化天然气运输船船体几何尺寸范围;
- b) 不同装载条件(空载到满载)下,浮式装置的吃水变化;
- c) 在要求的可操作条件(包括风浪流引起的相对运动及漂移)系泊布置类型。

连接定位线的管汇连接口的预安装位置宜操作范围尺寸。根据安装情况,通常考虑 $\pm 0.5\text{m}$ 的尺寸精度。

9.2.6 动态敏感区域的装卸系统操作范围,静态范围应适应:

- a) 液化天然气运输船船体几何尺寸范围;
- b) 不同装载条件(空载到满载)下,浮式装置的吃水变化。

连接定位线的管汇连接口的预安装位置宜考虑操作范围尺寸。根据安装情况,通常考虑 $\pm 0.5\text{m}$ 的尺寸精度。

极限运动范围应通过将三个维度上的最大相对运动与静态范围的叠加。最大相对运动是旁靠系泊

时每个浮式装置的横荡、纵荡、升沉、横摇、纵摇和艏摇运动产生的。

极限运动范围可根据不同相对静态位置计算最大相对运动值来确定。极限操作范围的确定应满足海浪、流和风的三个维度上系泊形式。

9.2.7 LNG 装卸系统设计基础和准则符合附录 C 的规定。

10 蒸发气处理和回收

10.1 通则

浮式液化天然气装置应设置 BOG 回收设施,设施应适用于所有操作模式和 LNG 组成,以维持 LNG 液货舱气相空间压力在操作范围内。

浮式液化天然气装置的设计应确保不会引起 BOG 的连续排放至火炬。

浮式液化天然气装置采用带压 LNG 液货舱时,装置不会出现连续火炬泄放和放空时可不设置 BOG 回收装置。

BOG 处理方式包括再液化,用作燃料气,返回 LNGC(或 FSRU、FSU),再压缩为燃料气或原料气。燃烧/放空作为最终的处理方式。

BOG 回收装置一般包括:

- a) BOG 收集管道;
- b) 与 LNGC 连接的双向气体输送系统;
- c) BOG 压缩机;
- d) 蒸发气回收系统,见 10.4;
- e) 超压保护仪表、安全措施和泄放系统。

10.2 蒸发气收集系统

该系统的设计应确保在正常运行期间,无低温气体直接排放到大气中。

该系统的设计应至少满足以下 BOG 处理要求:

- a) 液货舱和所有储存 LNG 的设施产生的 BOG;
- b) LNG 管道和储存 LNG 设备的排气系统;
- c) LNG 运输船装卸操作时产生的 BOG。

BOG 收集系统的管道设计应遵循第 11 章定义的相关计算规则,蒸发气的温度可能接近或低于 $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$,BOG 收集系统管线的材料应具有耐受低温特性。

若 BOG 收集系统和天然气系统中出现不同压力级别,应采取措施进行隔离。

所有主管道或火炬分液罐上游火炬管道(如有)的排净阀门应设置在管线低点,同排净系统相连。连接至排净系统的排净阀门应安装在所有主管线或火炬分液罐火炬管线(如有)的低点。各储罐和 BOG 收集系统之间宜设置适当的阀门和仪表,以实现单个储罐的隔离。

BOG 收集系统管道设计和安全阀选型应符合 GB/T 22724—2022 附录 D 中所定义的各种参比流量。

10.3 气体返回系统

气体返回系统应具备将气体从储罐输送至 LNGC 或反向输送的功能,以补偿卸载或装载过程中液体体积置换量,并收集 LNGC 靠泊至浮式液化天然气装置时产生的 BOG。

当返气需增压时,可以设置鼓风机或增压压缩机。

气体返回系统的管道设计要求同 10.2。

10.4 蒸发气回收

BOG 回收方式主要为：

- a) 再液化；
- b) 再冷凝后气化外输；
- c) 用作燃料气；
- d) 加压后送至天然气管网或返回作为原料气；
- e) 利用 LNG 储罐设计压力在临时性储存在 LNG 储罐。

FLNG 中,BOG 通常被加压后用作燃料气;FSRU 中,通常将加压后的 BOG 与天然气混合外输,或者送至气体燃烧装置中燃烧。在气体燃烧装置中燃烧仅在没有其他可能的解决方案时使用,不应作为首选的解决方案,也不可作为正常操作的推荐设计。

FSU 通常需要通过陆上设施进行 BOG 回收和处理。

10.5 BOG 压缩机

BOG 压缩机的设置应符合下列规定：

- a) 设置下游安全泄压设施,以避免超过下游设备的设计压力；
 - b) 设置手动或自动停车功能,以便在发生严重损坏时将其隔离。
- 在气体压缩机任何可能超压的位置(如曲轴箱)设置满足要求的泄放设备；
放空口引至安全区域。

10.6 火炬/放空

火炬/放空要求见 5.4.4.1.3。

11 低温管道

11.1 总则

本章规定了浮式液化天然气装置的气体处理、气化和液化相关的低温管道要求。

11.2 管道组件

11.2.1 应根据使用条件选择制造管道和管附件的材料。具体例子参见 GB/T 19204。材料选择应包括：

- a) 与 LNG 接触的材料；
- b) 因 LNG 泄漏或溢出而意外接触 LNG 的材料。

11.2.2 针对 11.2.1 a),材料应具有耐低温性能,不会因为 LNG 的低温特性导致材料的脆性风险。针对 11.2.1 b),根据风险评估的结果(见第 5 章),应采取使用耐低温材料,或使用适当的材料进行绝热等相关预防措施。

为改进耐火工艺,对于泄漏的烃类物质积聚并着火区域,暴露于火焰或热辐射工况下的管道应确保耐火性能,不宜使用熔点低于钢的材料。

11.2.3 对于 LNG 管道或低温气态管道的布置应适应：

- a) 由于冷缩引起的形变、活动部件卡住、安装偏差等；

b) 如果不能避免与空气接触的部件结冰(被冰覆盖),则管支架计算时应能承受冰荷载。

11.2.4 当需要人员进行设备的内部检查或维修时,应对连接管道进行隔离。管道隔离可选用可移除短管或盲板。

11.3 管道

11.3.1 一般要求

管道设计应满足 EN 13480、ASME B31.3 或等同的相关技术要求。

应明确标明上部组块和船体区域之间的管道接口,仔细检查并确保设计条件的兼容性。

11.3.2 管道连接

管道之间的焊接接头应符合下列规范:

- a) 只能使用经批准和认可的填充金属;
- b) 按照 ISO 15614-1 的程序进行焊接;
- c) 使用符合 ISO 9606(所有部分)的焊工和/或操作员;
- d) 根据 ISO 9712 在焊接前、中和后进行检查。

不同管道材料的焊接应特别小心,特别是不同的膨胀系数引起的热应力和电化学腐蚀。

法兰接头是潜在的泄漏源,因此应减少法兰使用数量。对于低温应用如果使用这些类型的连接,在紧固螺栓时应采取特别的预防措施,防止冷却期间的泄漏(例如螺栓预张紧,弹簧垫圈)。

法兰和垫片应符合公认的标准,与管道设计规范兼容。

11.3.3 管道支架

支架设计应允许管道因热胀冷缩或应力不超过允许的应力移动,并应防止在管道支撑或悬挂的结构之间出现冷桥。

支架和相关管道的设计应符合 4.2.7 中的要求。

11.3.4 冷缩补偿

所有管道系统应按照相关管道规范进行应力分析。应采取膨胀弯等措施,以吸收温度变化引起的管道轴向尺寸变化。

不宜使用波纹管膨胀节。

应防止小支管由于外部附加荷载的作用而导致的薄壁主管破裂或屈曲。

11.3.5 海上构造物之间位移差

所有管道系统设计应满足海上构造物之间位移的差异。海上构造物在正常操作条件下有活动冗余,管道柔性设计中,应能承受在风、浪、流条件下的结构变形,以及极端环境、地震导致的结构位移。

11.4 阀门

11.4.1 一般要求

11.4.1.1 阀门的设计、制造和测试应遵循规范和标准,如 API / ANSI 标准或 ISO 28921(所有部分)。并考虑以下因素:

- a) 低温阀门应能在结冰的情况下工作;

- b) 在低温管系中不宜使用分体式阀；
- c) 安装在低温烃类介质和有毒介质系统中的阀门两端宜采用对焊；
- d) 低温和高温焊接阀门宜可在线维护；
- e) 烃类介质阀门防火要求应满足 ISO 10497 的相关技术要求。

11.4.1.2 为减少泄漏风险,应限制阀门使用数量。应满足以下要求:

- a) 管道和设备系统的分段减压要求；
- b) 对 LNG 或任何危险流体源或特定设备或储罐进行安全隔离；
- c) 限制 LNG 或其他危险液体的泄漏溢出量。

11.4.1.3 设备的紧急关断阀(ESD)应尽可能靠近设备。ESD 阀不应作为过程控制系统的一部分使用。ESD 阀应为具有气动或液压执行机构的故障安全型。优先选用故障安全型弹簧复位执行器。但如果不能使用这种类型,则应提供能够满足 3 次关断操作的就地储能罐。如果 ESD 阀不是故障安全型,执行机构和裸露的连接装置和电缆应防火(例如,在实施 ESD 所需的时间内,温度为 1 100 °C,见 5.4.4.1.2)。

11.4.1.4 ESD 阀门行程时间应与危险评估期间的假设相一致(见第 5 章)。设计人员应确保由于 ESD 阀关闭引起的水锤效应被限制在可接受的范围内,如储罐或设备管嘴上的水锤(水击)。

11.4.1.5 低温延长阀盖阀门的安装应保证阀杆位置垂直向上或在垂直 45°范围内。如果阀杆安装角度超出上述范围,在安装前应进行验证和测试,确保阀门不会出现任何泄漏或卡涩。该要求不适用于小口径仪表隔离阀。

11.4.2 安全阀

安全阀通常不包保冷层。

安全阀的选型计算应满足 ISO 4126(所有部分)、API Std 520 和 API Std 521 的相关技术要求。

应在可能形成密闭的设备、管道和软管等设置热安全阀,防止密闭其中的 LNG 或其他轻烃液体由于环境热量输入而超压。在最高环境温度下(包括太阳辐射热)流体压力可能超过设计压力时,至少在以下位置设置热安全阀:

- a) 工艺装置中含有液体的管道或设备；
- b) 能够被隔离的管道或设备,尤其两阀之间存在堵塞的 LNG、低温气体或液化烃等介质可能使压力超过管道设计压力风险的管段。

安全阀的排放要求见 5.4.4.1.1。

当安全阀可以与其保护的设备和/或系统隔离时,应选择适当的规定,以确保在隔离阀关闭的情况下设备和/或系统中的压力可控。规定能有以下情况:

- a) 多个安全阀时,安全阀入口阀门设置安全机械联锁装置；
- b) 锁定或铅封阀门,并制定相应安全管理体系；
- c) 特殊操作程序,并制定相应安全许可制度。

11.5 绝热层

11.5.1 通则

绝热材料的质量和类型应根据以下要求确定:

- a) 可燃性和气体吸收程度；
- b) 绝热材料对湿度的敏感性；
- c) 大温度梯度；

d) 耐低温。

绝热材料的特性应符合相关规范和标准。

应采用低氯含量的绝热材料,以避免不锈钢腐蚀。

11.5.2 管道绝热

11.5.2.1 管道系统应根据需要进行绝热,以便:

- a) 减少能源消耗;
- b) 提供防止冷凝和/或霜冻的保护;
- c) 人员防护。

11.5.2.2 可通过以下方式实现绝热:

- a) 绝热材料;
- b) 用于冷管道的防潮层,以防止潮湿空气进入导致冷凝和结冰;
- c) 机械/防风雨保护,必要时还可根据 11.5.3 细化。

11.5.2.3 在进行绝热时,以下位置应采取预防措施:

- a) 法兰,为螺栓提供足够的空间以便方便地拧紧和拆除;
- b) 管道活动部件;
- c) 管道支架和吊架。

11.5.2.4 在对管道进行安全试验之前,不应进行绝热。

11.5.2.5 宜考虑管道预绝热。

11.5.3 防火性能

在设计多层绝热系统时,应证明并记录所有部件(包括玛蹄脂、密封剂、防潮层和黏合剂)的防火性能,以确保绝热系统不会导致火灾蔓延,且由于燃烧产生的气体不会造成不可接受的毒性风险。

11.5.4 气体吸收

出于安全原因,不应使用可能吸收气态甲烷的多孔绝热产品。

11.5.5 防潮性

绝热系统中的水分对绝热材料的性能有很强的削弱性。水分可以以液态或水蒸气的形式渗透到绝热材料中,水蒸气会在绝热材料中凝结。

有些绝热材料在一定程度上是防水的,但大多数绝热材料对气体和水蒸气具有渗透性。除非绝热层本身不透水,为避免水蒸气进入,应在绝热材料周围设置有效的防潮层。

11.5.6 冷缩

绝热系统应保证不透水蒸气。绝热系统设计时应确保即使在管道和构成绝热系统的各层(包括防潮层、涂层、填充物、金属保护层)之间发生相对位移之后仍可保持气密性。

连接处(主要是收缩缝)设计时,应能抵抗由于内部和外部温度循环变化引起的相对位移。

如有必要,应限制每层绝热层的厚度,以减少由于冷热侧之间温度梯度引起的剪切应力,使其考虑安全系数情况下,小于最大可接受剪切应力。

11.5.7 厚度计算

11.5.7.1 厚度宜根据 ISO 12241 计算,并考虑以下要求:

- a) 安全(压力安全阀的尺寸);
- b) 限制蒸发率,由成本、蒸发气处理设备(再冷凝器、处理火炬/放空口)的能力以及控制表面冷凝等因素确定。

11.5.7.2 冷凝导致的后果是:

- a) 在温带或寒冷地区域,外表面冷凝会变成冰,导致防潮层或保护涂层过早老化;
- b) 在潮湿的地区,大量的冷凝会导致腐蚀并产生植物、藻类和微生物激增等负面影响,这种影响反过来会加速防潮层或外部涂层的老化。

11.5.7.3 可采用其他可替代的方法进行厚度计算。在这种情况下,应由设计人员确认计算方法的可靠性。

11.6 防止奥氏体钢的锌污染

发生火灾时,宜避免熔融锌污染奥氏体不锈钢管道和设备导致脆性断裂。

无保护的钢和铜管道不宜接触锌和铝。

12 公用系统

12.1 系统分类

12.1.1 基本服务

12.1.1.1 以下情况宜设置基本电源:

- a) 海工生活平台;
- b) 海上载人生产设施;
- c) 仅有一路主电源供电的海上载人设施;
- d) 非生产工况下主发电机组不适合运行的或者重启动力需求过大而不能由应急电源提供动力的设施;
- e) 配有柴油作燃料的主发电机组(如双燃料发动机)如果发生故障可以快速启动,则可不配置专用基本电源。

12.1.1.2 基本电源应能按照用户规定的时间(通常以天为单位),将装置保持在备用状态和非生产状态,除紧急情况外,不应使用应急电源。

12.1.1.3 基本电源供电的设施至少宜包含:

- a) 生活最低要求;
- b) 保持控制和安全系统正常工作及其蓄电池处于满充状态;
- c) 机舱通风;
- d) 必要时,对浮式液化天然气装置导航设备、转向设备、操纵设备供电;
- e) 主发电燃气轮机辅助设备(如相关);
- f) 仪表空气压缩机;
- g) 主管机关要求的其他设施。

12.1.2 应急服务

应急服务是指在紧急情况下强制性的、以安全为导向的服务,同时也考虑生产工艺设备。

应急服务清单应符合规范(如 IMO/SOLAS、IMO/MODU Code)规定,此外还应提供维护生产工

艺设备完整性所需的所有服务,包括:

- a) 过程仪表防护系统;
- b) 火气探测系统;
- c) 消防设备;
- d) 压缩机密封;
- e) 应急照明、应急通风设备;
- f) 通信导航设备;
- g) 放空和火炬设备;
- h) 应急空气压缩机和冷却水泵。

12.2 电气

12.2.1 设计通则

12.2.1.1 一般要求

电气系统设计应包括以下内容:

- a) 人员安全;
- b) 可操作性和可维修性;
- c) 可用性和可靠性;
- d) 考虑项目未来扩建需求(如需要)和系统维护需求。

12.2.1.2 标准规范

电气系统和设备的设计、选择应符合以下规范:

- a) 国际海上人命安全公约(IMO/SOLAS);
- b) 国际散装运输液化气体船舶构造和设备规则(IMO/IGC Code);
- c) IALA O-139 离岸构筑物标记;
- d) CAA CAP 437 海洋平台直升飞机区域规范;
- e) GB/T 25444 (所有部分);
- f) GB/T 22189。

如果部分或全部设施受到船级社规范约束,则应适用上述规则。

12.2.1.3 危险区域

危险区域划分应满足 GB/T 22189 的相关技术要求。

危险区域安装的电气设备应通过 IEC-Ex(国际电工委员会防爆电气产品认证体系)认证,其选择和安装应满足 IEC 60079-14 的相关技术要求,设备选择应满足该区域防爆装置类别、级别和温度组别的要求。

12.2.2 电气系统设计

12.2.2.1 一般要求

电气负荷应分“正常负荷”(主电源失电不影响安全及设备的监控装置)、“基本负荷”(见 12.1.1)或“应急负荷”(见 12.1.2)。

浮式液化天然气装置陆上部分和海上部分应采用不同的电气系统设计方式,以满足电源位置、电源

冗余及装置的易损性要求。

12.2.2.2 主电源、基本电源、应急电源和不间断电源(UPS)系统

12.2.2.2.1 主电源系统

主电源系统应连续为全部正常生产用电负载供电。

12.2.2.2.2 应急电源系统

在基本发电系统不运行时,应急电源系统应为人员安全相关的负荷(如控制和安全系统)供电。可用于人员疏散和重启主电源系统。

应急发电系统应位于安全区域,以防止应急和主电源同时失效。应在发生火灾或爆炸事故时,对应急系统采取特殊保护。

应急发电系统应为国际标准(如 IMO/SOLAS、IMO/MODU Code)中定义的所需应急负荷供电。对于浮式液化天然气装置,应急发电系统应额外为保障生产工艺完整性的设备供电。应急发电系统所包含的典型负荷参照 12.1.2 中所列设施。应急负荷列表应根据设施具体情况进行修订和调整,并征得各方同意。

12.2.2.2.3 基本电源系统

基本负荷(主发电机关停后重新启动所需要的电源)包括公用设施及工艺设施附属载荷。

基本电源系统为保证人员基本工作和生活需求的设备供电,保证停产时,这些负载正常运行。

除应急负荷外,典型基本负载列表如下:

- a) 生活居住区(水处理、加热、生活污水处理、厨房);
- b) 生活区暖通空调系统;
- c) 正常照明,包括工艺区域;
- d) 压载泵;
- e) 用于基本负荷的冷却水泵;
- f) 空压机和惰性气体发生器;
- g) 主电源启动所需要的辅助设备。

基本负荷列表应经相关各方同意,根据设施的具体情况进行修订和调整。

基本负荷宜考虑到可能发生的情况,包括移泊、拖航,以及在制造场地的设备调试及试验。

12.2.2.2.4 UPS

在主电源失电的情况下,在基本或应急发电机启动期间,临时电源应满足某些设备的需求。

UPS 供电时间应至少满足 IMO 标准(IMO/SOLAS、IMO/MODU Code)。

UPS 作为临时电源系统,应防止控制、安全、逃生照明等系统断电。在主电源、基本电源及应急电源失效情况下,该系统应为船上人员有序逃生和/或弃船的最关键设备提供电源。

不间断电源系统应布置在安全区域,向以下设备或系统供电:

- a) 集成控制和安全系统;
- b) 功率管理系统和电气控制系统;
- c) 由独立专用 UPS 供电的全球海上遇险与安全系统;
- d) 广播及通用报警系统;
- e) 助航系统(由独立专用的 UPS 供电);

- f) 信号灯；
- g) 不断电控制面板；
- h) 各种控制系统；
- i) 安全系统(火气系统和紧急关断系统)；
- j) 逃生照明。

UPS 供电设备或系统列表应经相关各方同意,根据设备或系统的具体情况进行修订和调整。

12.2.2.3 供电系统特性

系统电压等级划分应在保证系统安全、可靠的基础上尽量简化。正常运行和临时供电期间电压等级、频率及其可接受范围参考 GB/T 25444.1 的相关技术要求。

12.2.2.4 系统接地

系统接地方法的选择应满足 GB/T 25444.2 的相关技术要求,并满足用户设备的操作需求。其中,IMO/IGC Code 要求 LNG 液货潜液泵中性点不接地。

12.2.2.5 电源动力

GB/T 25444.2 中描述了主电源和应急电源的相关技术要求。

基本电源(如需要)应满足：

- a) 若主电源失效,可由两个独立系统(如蓄电池、压缩空气)实现黑启动；
- b) 提供主电源黑启动所需电力；
- c) 在长时间主电源失效和维修期间为基本负荷供电；
- d) 在拖航至作业点或制造船厂期间为基本负荷供电；
- e) 为使工艺进入安全状态所需的基本负荷提供电源；
- f) 调试初期提供电源。

基本发电机应具备发电机同步性、不同模式下发电机之间的负载转移能力,其周期负载测试包括不带电母线合闸、同步和负载测试。

应急电源应提供基本电源(如需)启动所需的电力,可不间断地从应急电源转移负荷。

12.2.2.6 保护

系统保护应满足 GB/T 25444.2 的相关技术要求。

中压配电板,厂家应提供内部燃弧耐受试验报告,满足船级社相应规范要求。

12.2.2.7 控制

电源和电力系统的控制应涵盖船东期望的操作模式和运营经验。

12.2.3 设备和电缆的设计和选择

12.2.3.1 一般要求

电气设备最低防护等级应满足 GB/T 25444.2 的相关技术要求。

电气设备的选择应满足 4.2.4 中定义的海洋气象与环境条件。设备和系统应能满足船的运动(纵摇、横摇、垂荡)、加速度、变形和振动。

除了满足环境条件外,电气设备还应满足 GB/T 25444.3 的相关技术要求。

12.2.3.2 助航系统

助航系统应满足 IALA O-139 的相关技术要求。直升机降落区和航空障碍物的标识及照明应满足国际民用航空组织标准 CAA CAP 437 的相关技术要求。

注：拖航期间可能需要额外临时助航设备。

12.2.3.3 安装

设备和电缆安装应满足 GB/T 25444.6 的相关技术要求。

12.2.3.4 接地和跨接

接地和跨接应满足 GB/T 25444.6 的相关技术要求。

如果装卸系统存在杂散电流或采用外加电流(如阴极保护),应采用绝缘法兰等保护措施以避免形成点火火花。

12.2.3.5 防雷保护

防雷保护应满足 GB/T 21714(所有部分)的相关技术要求。

浮式液化天然气装置上突出的设备如火炬、生活楼、吊机、转塔等,应设计和安装防雷保护系统。

12.2.3.6 照明

照明系统应根据 GB/T 25444.2 要求分类:

- a) 正常照明由主电源供电;
- b) 应急照明由应急电源供电;
- c) 逃生照明由蓄电池供电。

12.3 仪表压缩空气系统

至少应设有两台独立的仪表空气压缩机和主空气瓶,当任一台压缩机或主空气瓶发生故障而停止工作时,其余压缩机的排量和主空气瓶容量应满足浮式液化天然气装置全负荷用气的需要。

应确保在主电源故障时,仪表压缩空气的供应时间能使浮式液化天然气装置处于安全状态。如果仪表空气压缩机是电驱动,则至少有一台压缩机能通过应急电源供电来满足全部仪表压缩空气要求。

仪表压缩空气系统应独立于日常压缩空气系统。

12.4 液压系统

液压系统的设计应保证当系统中一个重要部件失效时(如液压单元),液压系统能持续运行。

液压油的闪点不应低于 150℃。液压油应适用于整个工作及环境温度范围。

应安装安全阀,以防止液压系统超压。

13 过程 & 安全控制和监控系统

13.1 一般要求

13.1.1 浮式液化天然气装置控制和监控系统应至少使操作员能够:

- a) 监测和控制气/液工艺、船舶和公用工程系统;

- b) 迅速准确地了解可能导致危险情况的任何事件；
- c) 监测和控制装置安全；
- d) 监测和控制出入口；
- e) 在正常和紧急情况下,进行内部和外部的信息交换。

13.1.2 通常这些主要的装置功能将由以下系统执行；

- a) 过程控制系统；
- b) 船舶控制系统；
- c) 安全仪表系统；
- d) 火气控制系统；
- e) 水下控制系统(仅适用于海上浮式液化天然气装置)；
- f) 计量系统；
- g) 功率管理系统；
- h) 门禁系统和防入侵系统；
- i) 内部和外部通信网络。

13.1.3 安全仪表系统和火气控制系统应独立于其他系统。

13.2 过程控制系统

13.2.1 通用要求

过程控制系统应为操作员提供实时信息,以实现装置的安全和有效运行。

13.2.2 过程控制系统设计

控制系统应根据实际应用,具备合适的可靠性等级。控制系统应定义失效时的位置(即故障开、故障关和故障保持当前状态)。

过程控制系统的全部或者部分失效不应导致危险情况发生。

应采取措施减小部件失效(如共因失效)的后果。

可能的措施包括：

- a) 相同功能的工艺设备分开在不同的处理模块之间；
- b) 分析共因失效后果,全厂级或本地级；
- c) 设计数据传输路径,使可靠性最大化,包括在装置全负荷运行时留有备用的处理能力和 I/O 模块。

控制系统和相关设备的位置和设计,应能够抵抗特定的危险事件。特别是,应仔细研究冗余电缆和控制系统机柜的位置,以避免在发生危险情况时电缆和设备受损(例如火灾)。

应对控制系统开展 5.4.2 中描述的设计审查。验收程序检查过程控制系统在故障和失效模式下能否安全运行。

远程控制设备在紧急情况或故障情况下应能就地停止。

过程控制系统应指示、储存和/或打印工艺控制装置返回的所有信息,以保证工厂的安全和有效运行。为分析事故,系统应按时间顺序区分和储存在此期间发生的所有信息以及操作员在事件发生前后执行的所有操作。

过程控制系统设计应为操作员提供安全有效操作所需的最佳数据量。过程控制系统应防止在事故状态或状态突变时发生报警过载。

13.3 船舶控制系统

船舶控制系统应满足 IMO/SOLAS 等国际规范中的相关技术要求。

13.4 浮式液化天然气装置与陆上的接口

浮式液化天然气装置/岸上连接的目的,是无延迟地将信号从一方传输到另一方(船到岸、岸到船)。

浮式液化天然气装置/岸基接口,特别是靠岸装置,参考 GB/T 24963 和 SIGTTO 的相关技术要求。

13.5 安全控制系统

13.5.1 一般要求

安全控制系统应设计用于检测危险情况并减小其后果。安全控制系统至少应具有以下功能:

- a) 油雾探测;
- b) 气体检测(LNG,制冷剂气体,天然气,氮气,CO₂,H₂和氧气);
- c) 泄漏检测;
- d) 火灾探测(火焰或烟雾);
- e) 从中控和/或本地触发 ESD;
- f) 安全设备的监控、触发和控制;
- g) 监控和控制参数,使装置保持安全。

安全控制系统的所有修改均应符合安全管理体系。

13.5.2 紧急关断和安全动作

13.5.2.1 一般要求

ESD 和安全动作的一般要求见 5.4.4.1.2。

13.5.2.2 浮式液化天然气装置与 LPG/LNG 运输船之间的接口

浮式液化天然气装置接口的作用,是传输 ESD 信号来保证卸船期间浮式装置与 LPG/LNG 船之间的安全输送。接口涉及从运输船到浮式装置的 ESD 信号(例如 HH 液位,火灾探测等)和从浮式装置到运输船的 ESD 信号(例如火灾探测,工艺 ESD 等)。该接口应满足 GB/T 24963 和 SIGTTO 的相关技术要求。

SIGTTO 针对船岸连接的 ESD-1 和 ESD-2 卸船联锁触发并不严格适用于海上装卸。在海上装卸时,ESD 信号应由浮式液化天然气装置来触发,替代 SIGTTO 中的陆上接收终端。

ESD-1 和 ESD-2 卸船联锁的手动触发应在风险评估基础上具体分析。手动触发既可以在船侧启动,也可以在浮式装置侧启动。

ESD-1 卸船联锁的功能是安全地终止装卸,同时避免在装卸系统管道中产生水击压力过大的风险。ESD-2 卸船联锁的功能是安全地将装卸管线快速脱离,避免产生泄漏风险。

13.5.2.3 船岸连接或船船连接说明

自 SIGTTO 导则引入之后,船岸连接系统已经被普遍用于液化天然气行业中的船岸卸装卸系统紧急关断。

船岸连接或船船连接系统参考 GB/T 24963 和 SIGTTO 的相关技术要求。

13.5.3 系统功能

13.5.3.1 主要功能

安全控制系统应包括以下内容。

- a) 自动触发合适的 ESD 动作,以关闭非关键且未经认证可用于 1 区的电气系统。只有在经过充分风险评估,并得到有关授权批准的情况下,才允许手动激活 ESD 系统。
- b) 在适当的情况下,自动激活必要的保护设备(如主动防火)。
- c) 将 ESD 动作通知过程控制系统。
- d) 控制应急计划中定义的声光应急通信设备(如警报器)。
- e) 按照应急计划要求,打开大门以允许应急人员和工作人员撤离。
- f) 启动自动减压程序。

13.5.3.2 工艺关断

某些设备可进行单独的工艺关断(PSD 或 ESD)。通用工艺参数可导致设备组的 PSD 或 ESD。该 PSD 或 ESD 可由过程控制系统或安全仪表系统触发。

13.5.3.3 安全完整性等级

安全功能的设计可以降低一定的风险,因此可为其定义安全完整性等级(见 5.4.2.4)。安全仪表系统的设计和操作应满足 IEC 61511(所有部分)的相关技术要求。

如果要求 SIL 等级(见 5.4.2.4),ESD 逻辑控制器应为 SIL 3 或更高。

13.6 闭路电视监控系统(CCTV)

宜设置 CCTV 系统,监控存在风险的工艺区域和管道(如危险评估中所述)。

宜安装可远程操作的摄像机,监控危险区域和无人值守区域。在异常情况下,操作员应能使用这些闭路电视系统来分析情况。

CCTV 系统应被视为应急服务并连接到 UPS 系统。系统宜自动响应警报,并将信息集中显示在相应控制室内的显示单元上。

CCTV 系统也可以用作安全管理的监控工具。

13.7 计量

13.7.1 一般要求

计量可能被用于贸易交接、结算或物料平衡等目的。计量系统的精度应满足使用要求。

13.7.2 货物计量

装卸货物的计量通常按照主管部门的要求进行。主管部门通常遵循以下标准:

- ISO 4267;
- ISO 8943;
- ISO 13686;
- ISO 18132;

- EN 1776;
- GIIGNL LNG 贸易交交手册;
- LNG 取样:AGA 报告 5;
- SGMF 合同导则:数量和质量。

13.8 通信

内部通信网络应区分操作信息(过程控制系统)与安全信息(安全控制系统)。内部通信网络应与外部通信网络保持安全隔离,对于有人员操作的设施不宜设直接接口。

浮式液化天然气装置宜配备以下通信系统:

- a) 无线电通信:用于设施内的通信,以及与救生艇/落水人员的通信;
- b) CCTV(来自中央控制室);
- c) 电话系统:用于设施内、设施与岸基间的通信;
- d) 海事无线电:用于与其他船只的日常通信;
- e) 航空无线电:用于直升机着陆/起飞操作;
- f) 与岸基通信的卫星通信;
- g) 光纤系统。

应提供 PAGA 系统,用于整个船舶中的信息广播(语音和/或警报),包括平台上部(所有甲板)、转塔、生活楼和设备间。在噪声较高的地方,应使用可见报警信号(频闪报警灯)来代替广播系统。

13.9 环境监测和控制

应监测浮式液化天然气装置的排放物(液体流出物和气体),如果没有更严格的当地法规要求,可采用 EHS 指南(当法规要求时,结合 MAPROL 相关要求)。

固体和液体废物的管理宜采用“巴塞尔公约”要求(见 5.3)。

14 保安管理

14.1 一般要求

保安管理应满足 IMO《国际船舶和港口设施保安规则》(ISPS 规则)的相关要求。

保安管理应满足《中华人民共和国港口设施保安规则》的相关要求。

14.2 海上通道

应防止未经授权人员从海上进入。制定预防措施(例如保安人员)或设置自动检测系统(周边入侵)以防止入侵者进入浮式液化天然气装置特定区域。

直升机登乘人员通道应受管制。

14.3 陆上通道

进入浮式液化天然气装置码头的入口应通过单独的通道对车辆和人员进行控制。至少应提供两个通道以便于消防和应急车辆进入。未经授权的人员不应进入码头区域。

当保安规定限制人员进入或滞留在特定区域时,宜从应急通道进入到安全区域。

15 调试

15.1 通用要求

调试工作包括安装工作结束到正式运作的阶段。在调试执行之前应对调试内容、辅助设施资源、调试成本、系统划分和调试计划制定详细规划。

15.2 系统划分和调试计划

在项目的早期阶段,调试及操作人员与系统设计人员应紧密合作对装置从系统调试、功能调试、到交付制定整体性建造与调试计划。

调试系统可分几个独立完整性小组验收,每组系统尽可能独立操作,以便在验收时立即启动和开展测试。从前端工程设计(FEED)开始,系统/子系统/测试设备应用于整个项目建造过程中,待调试系统的划分应与建造平台保持一致。

对于每个调试系统,调试内容应基于时间周期、设施、人力投入等进行具体任务分解,分解的任务应能按照合理的顺序独立开展并用于调试计划的编制。调试计划应包含在项目的建造计划中。此外,应列明调试所需的临时设备。

在调试(如环路测试)开始前,杂用所需资源应提前准备好,如仪表空气、动力等。

15.3 实施

实施调试的准备工作应在前端工程设计(FEED)阶段开始,以确定更高层级的调试启动方案、成本和计划。

调试启动方案应包括:

- a) 调试方案策划;
- b) 过程完成定义和应用的数据库工具;
- c) 每一个完成阶段需执行的调试内容和与说明书相违背的内容;
- d) 调试地点基础设施,以及所需的临时设施和物流的支持能力;
- e) 调试内容编入项目主文件清单;
- f) 信息管理和信息技术支持要求;
- g) 与上游设施的对接;
- h) 调试组织架构和资源要求;
- i) 检验和测试方案;
- j) 包括外部认证和/或验证的专业服务;
- k) 许可和批准。

完工验收过程应分为施工完成、预调试、调试、启动和负荷提升四个阶段,每一阶段均应提供完工证明和不合格列表清单。相关验收内容应与划分的阶段对应,有关每个阶段的典型验收内容见表 6。

表 6 每个阶段的典型验收内容

施工完成	预调试	调试	启动和负荷提升
静止设备检查和现场测试验收； 转动设备检查和现场测试验收； 设备冷态对中； 管道压力测试； 管道冲洗和复原； 仪表系统现场测试验收、预校准、绝缘测试等； 电气系统现场测试验收、绝缘测试、断路器测试等； 保存、润滑等	催化剂加载和容器封闭； 润滑油/密封油系统投油/串油； 化学清洗，管道清洗，系统吹扫等； 系统复位，螺栓拧紧和预紧力检查； 仪表回路检查，DCS/ESD/F&G 系统测试，阀门行程测试； 安全阀校准和安装； 电气通电，非耦合电机冲击测试； 保存，润滑等	工艺设备和仪表的功能测试； 蒸汽锅炉点火和蒸汽吹通（如有）； 密封性测试（泄漏测试）； 惰化； 电气设备功能测试； 公用系统和设备测试及备用或投用； 起居处所/船员舱室的检查； 货舱测试，包括气体试验	入口设施和气体处理装置启动； 液化单元进气和充压； 冷剂压缩机启动； 液化装置预冷和最终冷却； 生产装置负荷提升； 首次货物装载； 性能测试

作为项目规格书的一部分，调试成本应明确。调试成本应分为 EPC/承包方/船厂费用和船东费用等部分，包括人工、专家服务、厂商支持、临时设施和消耗品/杂用补给。

15.4 安全

- 为确保调试期间的安全，应制定调试安全方案并执行。调试安全方案应至少包括以下内容。
- a) 应提前识别调试活动中的危险因素，并制定风险控制应对措施。风险控制应对措施应纳入调试程序和方法说明/操作卡。
 - b) 调试区域内所有系统调试活动都应获得许可。
 - c) 应制定涵盖同步进行的施工和调试活动的同时操作预案。
 - d) 所有需要在调试区域内工作的人员都应接受调试安全指导培训。
 - e) 任何与 FLNG/FSRU 固有系统相连的用于调试的临时设施（例如用于公用工程），应进行等同于 FLNG/FSRU 设计相类似的方案评估。
 - f) 在调试过程中应规范开展安全监督巡查，应对任何已发生的事故进行调查，并基于调查结果制定相应的防范措施以防止事故的再次发生。
 - g) 确保调试保障资源的技术完整性，以防止调试中出现问题，如保障资源应符合工程和制造标准、质量检查和认证标准、员工培训和认证标准以及保护程序。
 - h) 变更调试方案的管理。
- 当浮式液化天然气装置安全管理移交给业主后，应采用业主的 HSE 管理体系。

15.5 调试组织

调试组织包括业主的调试团队、承包商和/或船厂调试团队以及专业承包商和供应商服务工程师。调试组织内每个团队的角色和职责应在合同中明确。

应根据调试的进度安排团队人员参与。

15.6 交付

FSRU 的交付原则可与液化天然气运输船的交付原则一致。

FLNG 的交付原则还应包括额外的公用工程、工艺系统硬件、海上连接和调试活动。因此,在 FLNG 开始拖航前,业主应已接收陆上已经完成调试的系统和设施的管控权,同时承包商保留保管权;对于未完成的系统,应在 FLNG 宣布具备启动条件并进气之前完成交付。

在签署启动具备条件确认书之前,业主及承包商人员应验证 FLNG 装置开始启动的准备状态。

FLNG/FSRU 交付范围还应包括其他相关文件、移动件、备品备件和 IT 系统、合同文本。额外的提交范围应根据项目里程碑节点阶段性提交。

15.7 启动和性能测试

在成功完成陆上和海上联合调试(包括货舱测试)后,进入装置启动里程碑,可通知引入原料气。基于首次启动,应编制一系列按照实际工况运行的功能测试启动工作清单和计划。

16 检查和维护

16.1 通则

浮式液化天然气装置应制定并遵守检查和维护保养计划。

FSRU 装置通常按符合公认船级社规则的要求进行检查和维护,也可考虑 ISO 19904-1 的原则要求。

FLNG 装置的检查和维护保养原则应满足 ISO 19904-1 的相关要求。

16.2 浮式液化天然气装置的具体要求

16.2.1 货舱

ISO 19904-1 规定了检验类型和频率的最低要求,所有的 LNG 货舱应每 5 年进行一次内部检查。如果所有相关方(业主/货舱和货舱内设备设计方/船级社和主管机关)接受基于风险的检验(RBI),也可为舱内检查和测试制定一个初始维护计划,是由业主/货舱和货舱内设备设计方/船级社和主管机关接受的。

在整个浮式液化天然气装置寿命内,初始维护计划将在所有利益相关方同意的情况下根据货舱和货舱内设备的连续监测、测试和检查结果进行调整。

维护计划通常每年审查一次。如果货舱、舱内设备或货舱周围环境发生异常,应立即调整该维护计划。

宜对 LNG 货舱区内的设备或仪表,固定或可拆卸泵进行维护。

正在使用的货舱与在维护、检查或测试过程中的货舱之间应制定达到安全水平的隔离措施。

16.2.2 系泊

系泊系统的在线检查、监控和维护要求应满足 ISO 19901-7 的相关要求。

16.2.3 工艺管道系统

工艺管道系统应制定并执行维护和检查保养计划,记录维护保养相应结果。维护和检验频率及其内容应基于法规、行业经验和识别的风险。

16.2.4 装卸系统

装卸系统应制定并执行维护和检查保养计划,记录维护保养相应结果。

装卸系统至少要满足设备制造商的检验和维护推荐要求。

17 防护与防腐

17.1 涂装

钢结构表面应涂漆进行保护。混凝土结构表面也可涂漆,以防止磨损。

钢结构的表面处理、油漆和涂层应满足 GB/T 30790(所有部分)的相关技术要求。

浮式液化天然气装置主结构涂层应进行循环老化及认证实验。

选择涂层时,应满足含盐或腐蚀性环境和操作条件使用要求。通常情况下,所有平台和平台支撑钢结构应采用重防腐涂料,楼梯和扶手组件、梯子侧栏杆和保持架、楼梯防尘板、楼梯护板、楼梯踏板和格栅等应选用符合 ISO 1460 和 GB/T 13912 的高质量热浸镀锌,同时在热浸镀锌之后还应涂装防腐涂料。镀锌管内部和外部都应镀锌。

除宜额外涂漆的海洋环境外,镀锌表面通常可以不涂漆。用于覆盖管道和设备绝缘层的镀锌金属护套可以进一步使用防腐涂层。应满足发生火灾时关于奥氏体不锈钢锌污染的相关规定。

鉴于不锈钢在海洋大气环境下可能发生点蚀,对于其表面应使用不含锌的涂料进行涂装保护,表面处理宜使用非金属磨料。

LNG 装置中管道应具有特定的颜色或标记,以识别管道内的介质。

所有油漆、镀锌、颜色编码和标记应根据主管机关的要求规则进行设计和施工。

17.2 阴极保护

所有地下/水下金属部件宜参照相关规范和标准(如 GB/T 39155)采用适当的涂层和/或阴极保护进行防腐保护。

17.3 海水及消防管道的防腐

浮式液化天然气装置的消防系统应保证残留海水的合理泄放,以防止残留海水腐蚀管道。

消防水管道和水喷淋灭火系统应选择防腐蚀的材料。

海水管道系统(如用于再气化设备或消防的海水管道)的材料选择应满足海水腐蚀的要求。

18 操作准备

18.1 浮式液化天然气装置的设计应具有可操作性,具体可参照:

- a) SIGTTO,船舶和码头液化石油气处理的原则;
- b) OCIMF,海上环境液化石油气体的安全驳运规则。

18.2 可靠性管理、关联可靠性、可靠性分析与数据、指南等在 ISO 20815 和 ISO/TR 12489 中有阐述。

19 浮式液化天然气装置改装的特定要求

19.1 对现有装置进行改装之前应基于目标作业区域和作业模式对浮式液化天然气装置开展评估。该

评估应包括：

- a) 现有结构部件的状况和需要替换的结构部件；
- b) 若增加防腐等级，需对涂层进行升级，以满足抗腐蚀的设计需求；
- c) 分析目标区域对现有装置疲劳和腐蚀的影响，并进行必要的升级；
- d) 使用寿命分析，潜在的检查、维修和维护分析；
- e) 基于新增的上部组块，现有装置的结构及加强分析；
- f) 基于目标区域晃荡载荷情况，现有围护系统的适用性分析；
- g) 分析货物系统额外的隔离措施，以满足在单舱隔离检查的情况下装置生产可以持续的需求；
- h) 分析现有的船舶系统（包括液货系统、挥发气处理系统、海水系统等）对新的作业模式的适用性；
- i) 分析电站的改装和扩容需求；
- j) 分析新的危险区域划分对现有潜在点火源的影响；
- k) 分析现有的船体和系统是否满足新的偶然载荷的要求；
- l) 根据验船师对船体或系统的现场检查确定是否需要增加改造；
- m) 分析装置长期系泊改装方案；
- n) 分析作业区域额外的管理要求。

19.2 通常，针对没有受额外增加的结构、装置、设备或新的作业模式影响的船体结构、系统及设备 etc 沿用原设计规范/规则要求。

19.3 原则上，项目改装完成后，对于改装的内容应满足最新的相关规范/标准/规则要求。

附 录 A
(资料性)
结构编号对照一览表

表 A.1 给出了本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照一览表。

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
1	1
2	2
3	3
4	4
4.1	4.1
4.1.1	4.1.1
4.1.1.1	4.1.1.1
4.1.1.1.1	4.1.1.1
4.1.1.1.2	4.1.1.1
4.1.1.1.3	4.1.1.1
4.1.1.1.4	4.1.1.1
4.1.1.2	4.1.1.2
4.1.2	4.1.2
4.1.3	4.1.3
4.1.3.1	4.1.3
4.1.3.2	4.1.3
4.1.3.3	—
4.1.4	4.1.4
4.2	4.2
4.2.1	4.2.1
4.2.2	4.2.2
4.2.2.1	4.2.2
4.2.2.2	4.2.2
4.2.3	4.2.3
4.2.3.1	4.2.3.1
4.2.3.2	4.2.3.2
4.2.3.2.1	4.2.3.2.1
4.2.3.2.1.1	4.2.3.2.1
4.2.3.2.1.2	4.2.3.2.1

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况（续）

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
4.2.3.2.2	4.2.3.2.2
4.2.3.2.3	4.2.3.2.3
4.2.4	4.2.4
4.2.5	4.2.5
4.2.5.1	4.2.5
4.2.5.2	4.2.5
4.2.5.3	4.2.5
4.2.5.4	4.2.5
4.2.5.5	4.2.5
4.2.6	4.2.6
4.2.6.1	4.2.6.1
4.2.6.2	4.2.6.2
4.2.6.3	4.2.6.3
4.2.6.3.1	4.2.6.3
4.2.6.3.2	4.2.6.3
4.2.6.3.3	4.2.6.3
4.2.6.4	4.2.6.4
4.2.6.5	4.2.6.5
4.2.7	4.2.7
5	5
5.1	5.1
5.1	5.1.1
5.2	5.2
5.2.1	5.2.1
5.2.2	5.2.2
5.2.2.1	5.2.2
5.2.2.2	5.2.2
5.2.2.3	5.2.2
5.2.3	5.2.3
5.2.4	5.2.4
5.2.5	5.2.5
5.2.5.1	5.2.5.1
5.2.5.2	5.2.5.1
5.2.5.3	5.2.5.2

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况 (续)

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
5.2.5.4	5.2.5.2
5.2.5.5	5.2.5.2
5.2.5.6	5.2.5.2
5.2.5.7	5.2.5.2
5.2.6	5.2.6
5.2.6.1	5.2.6.1
5.2.6.2	5.2.6.1
5.2.6.3	5.2.6.2
5.2.6.4	5.2.6.2
5.2.7	5.2.7
5.2.7.1	5.2.7
5.2.7.2	5.2.7
5.3	5.3
5.3.1	5.3.1
5.3.2	5.3.2
5.3.2.1	5.3.2
5.3.2.2	5.3.2
5.3.2.3	5.3.2
5.3.3	5.3.3
5.3.4	5.3.4
5.3.5	5.3.5
5.3.5.1	—
5.3.5.2	5.3.5.2.3.1
5.3.5.3	5.3.5.2.3.2
5.3.5.4	5.3.5.2.3.3
5.3.5.5	5.3.5.2.4
5.3.5.5.1	5.3.5.2.4
5.3.5.5.2	5.3.5.2.4
5.3.5.6	5.3.5.2.5
5.3.5.7	5.3.5.3
5.3.5.8	5.3.5.4
5.3.5.9	5.3.5.7
5.4	5.4
5.4.1	5.4.2

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况（续）

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
5.4.2	5.4.3
5.4.2.1	5.4.3.1
5.4.2.2	5.4.3.2
5.4.2.3	5.4.3.3
5.4.2.4	5.4.3.4
5.4.2.5	5.4.3.5
5.4.3	5.4.4
5.4.4	5.4.5
5.4.4.1	5.4.5.1
5.4.4.1.1	5.4.5.1.1
5.4.4.1.2	5.4.5.1.2
5.4.4.1.3	5.4.5.1.3
5.4.4.1.3.1	5.4.5.1.3.1
5.4.4.1.3.2	5.4.5.1.3.2
5.4.4.1.3.3	5.4.5.1.3.3
5.4.4.1.3.4	5.4.5.1.3.4
5.4.4.1.4	5.4.5.1.4
5.4.4.1.5	5.4.5.1.5
5.4.4.1.6	5.4.5.1.6
5.4.4.2	5.4.5.2
5.4.4.2.1	5.4.5.2.1
5.4.4.2.2	5.4.5.2.2
5.4.4.2.3	5.4.5.2.3
5.4.4.2.4	5.4.5.2.4
5.4.4.2.4.1	5.4.5.2.4.1
5.4.4.2.4.2	5.4.5.2.4.2
5.4.4.2.4.3	5.4.5.2.4.3
5.4.4.2.4.4	5.4.5.2.4.5
5.4.4.2.5	5.4.5.2.5
5.4.4.2.6	5.4.5.2.6
5.4.4.2.7	5.4.5.2.7
5.4.4.2.8	5.4.5.2.8
5.4.4.2.9	5.4.5.2.9
5.4.4.2.10	5.4.5.2.10

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况 (续)

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
5.4.5	5.4.6
5.4.5.1	5.4.6.1
5.4.5.2	5.4.6.2
5.5	5.5
5.5.1	5.5.1
5.5.2	5.5.2
5.5.3	5.5.3
5.5.4	5.5.6
5.5.5	5.5.7
5.5.6	5.5.8
5.5.7	5.5.9
5.5.8	5.5.10
5.6	5.6
6	6
6.1	6.1
6.2	6.2
6.2.1	6.2.1
6.2.1.1	6.2.1.1
6.2.1.2	6.2.1.2
6.2.1.3	6.2.1.3
6.2.2	6.2.2
6.3	6.3
6.4	6.4
6.5	6.5
6.6	6.6
6.7	6.7
7	7
7.1	7.1
7.1.1	7.1.1
7.1.2	7.1.2
7.1.3	7.1.3
7.1.4	7.1.4
7.1.5	7.1.5
7.1.6	7.1.6

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况（续）

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
7.1.7	7.1.7
7.1.8	7.1.8
7.1.9	7.1.9
7.1.10	7.1.10
7.1.11	7.1.11
7.1.11.1	7.1.11
7.1.11.2	7.1.11
7.1.11.3	7.1.11
7.1.11.4	7.1.11
7.1.11.5	7.1.11
7.1.11.6	7.1.11
7.1.12	7.1.12
7.1.13	7.1.13
7.1.14	7.1.14
7.1.15	7.1.15
7.2	7.2
8	8
8.1	8.1
8.2	8.2
8.2.1	8.2.1
8.2.1.1	8.2.1
8.2.1.2	8.2.1
8.2.1.3	8.2.1
8.2.1.4	8.2.1
8.2.1.5	8.2.1
8.2.1.6	8.2.1
8.2.1.7	8.2.1
8.2.1.8	8.2.1
8.2.1.9	8.2.1
8.2.2	8.2.2
8.3	8.3
8.4	8.4
8.4.1	8.4.1
8.4.2	8.4.2

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况 (续)

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
8.4.2.1	8.4.2
8.4.2.2	8.4.2
8.4.2.3	8.4.2
8.5	8.5
8.5.1	8.5.1
8.5.2	8.5.2
8.5.2.1	8.5.2
8.5.2.2	8.5.2
8.5.2.3	8.5.2
8.5.2.4	8.5.2
8.5.3	8.5.3
8.5.3.1	8.5.3
8.5.3.2	8.5.3
8.5.3.3	8.5.3
9	9
9.1	9.1
9.2	9.2
9.2.1	9.2.2.1
9.2.2	9.2.1.1
9.2.3	9.2.1.1
9.2.4	9.2.1.1
9.2.5	9.2.1.2
9.2.6	9.2.1.3
9.2.7	—
10	10
11	11
11.1	11.1
11.2	11.2
11.2.1	11.2.1
11.2.2	11.2.1
11.2.3	11.2.1
11.2.4	11.2.1
11.3	11.3
11.4	11.4

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况（续）

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
11.4.1	11.4
11.4.1.1	11.4
11.4.1.2	11.4
11.4.1.3	11.4
11.4.1.4	11.4
11.4.1.5	11.4
11.4.2	11.4.1
11.5	11.5
11.5.1	11.5.1
11.5.2	11.5.2
11.5.2.1	11.5.2
11.5.2.2	11.5.2
11.5.2.3	11.5.2
11.5.2.4	11.5.2
11.5.2.5	11.5.2
11.5.3	11.5.3
11.5.4	11.5.4
11.5.5	11.5.5
11.5.6	11.5.6
11.5.7	11.5.7
11.5.7.1	11.5.7
11.5.7.2	11.5.7
11.5.7.3	11.5.7
11.6	11.6
12	12
12.1	12.1
12.1.1	12.1.1
12.1.1.1	12.1.1
12.1.1.2	12.1.1
12.1.1.3	12.1.1
12.1.2	12.1.2
12.2	12.2
12.2.1	12.2.1
12.2.2	12.2.2

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况 (续)

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
12.2.2.1	12.2.2.1
12.2.2.2	12.2.2.2
12.2.2.2.1	12.2.2.3
12.2.2.2.2	12.2.2.5
12.2.2.2.3	12.2.2.4
12.2.2.2.4	12.2.2.6
12.2.2.3	12.2.2.7
12.2.2.4	12.2.2.8
12.2.2.5	12.2.2.9
12.2.2.6	12.2.2.10
12.2.2.7	12.2.2.11
12.2.3	12.2.3
12.3	12.3
12.4	12.4
13	13
13.1	13.1
13.1.1	13.1
13.1.2	13.1
13.1.3	13.1
13.2	13.2
13.3	13.3
13.4	13.4
13.5	13.5
13.6	13.6
13.7	13.7
13.8	13.8
13.9	13.9
14	14
14.1	—
14.2	14.2
14.3	14.3
15	15
16	16
17	17

表 A.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 结构编号对照情况（续）

本文件结构编号	ISO 20257-1:2020 结构编号
17.1	17.2
17.2	17.3
17.3	17.4
18	18
18.1	18
18.2	18
19	19
19.1	19
19.2	19
19.3	19
附录 A	—
附录 B	—
附录 C	附录 D
—	5.1.2、5.3.5.1~5.3.5.2.2、5.3.5.3.1~5.3.5.3.5、5.3.5.4.1~5.3.5.4.6、5.3.5.5、5.3.5.6、5.4.1、5.4.3.2.1~5.4.3.2.6、5.4.4.1~5.4.4.4、5.4.5.2.4.4、5.4.5.2.10.1~5.4.5.2.10.3、5.5.2.1~5.5.2.4、5.5.4~5.5.5、5.5.9.1~5.5.9.2、5.5.10.1~5.5.10.3、6.2.1.4、9.2.2.2~9.2.2.6、14.1、17.1、附录 A，附录 B，附录 C，附录 E，附录 F，附录 G

附 录 B
(资料性)
技术差异及其原因一览表

表 B.1 给出了本文件与 ISO 20257-1:2020 技术差异及其原因的一览表。

表 B.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 技术差异及其原因

本文件结构编号	技术差异	原因
1	适用范围增加了浮式再气化装置(FRU)	增强适用性和可操作性
2	关于规范性引用文件,本文件做了具有技术性差异的调整。 ——增加引用了 GBZ 188、GB 4914、GB 5749、GB/T 8423.3、GB 12348、GB 15097、GB/T 50493、ISO 28921、IEC 80005、EN 13480、ASME B31.3、IALA O-139 ——删除了 ISO 19901-1、ISO 24409-1、ISO/IEC 80079、EN 1127-1 ——替代标准在下方章节中逐一列出	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
3.1	删除了“意外事故”“驳船”“饱和液体膨胀蒸气爆炸”“编织物”“凝析液”“积液盘”“封闭空间”“挂旗国管理”“危险区域”“危险源识别”“软管组件”“高压天然气”“影响评估”“个人风险”“码头”“液化天然气”“重大事故”“主要危害”“管理系统”“天然气”“非危险区域”“日常操作”“操作员”“所有权人”“概率”“响应幅度算子”“公认标准”“风险”“风险分析”“风险评估”“风险评价”“快速相变”“安全”“安全关键系统”“安全管理系统”“安全完整性等级”“装卸”“水幕”的术语和定义; 用 GB/T 8423.3—2018 中的定义代替 ISO 20257.1:2020 中“浮式储存装置”“蒸发气”“紧急解脱系统”的定义;用 GB/T 35989.1—2018 中的定义代替 ISO 20257.1—2020 中“上浪”的定义;用 GB/T23511—2021 中的定义代替 ISO 20257.1—2020 中“上部组块”的定义; 增加了“液化天然气运输船”“货物围护系统”术语和定义	删除不满足 GB 1.1—2020 要求的术语和定义,国内 LNG 行业经多年发展,这些术语和定义已形成共识; 适应我国的技术条件,便于本文件的应用; 增强适用性,便于本文件的应用

表 B.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 技术差异及其原因 (续)

本文件结构编号	技术差异	原因
3.2	删除了本文件中未用到或在正文中有详细说明的缩略语：“BOD”“BTEX”“CCR”“CCTV”“CFD”“COD”“CSRA”“CSU”“EERA”“EIA”“ELE”“ERA”“ESSA”“FE”“FRA”“IR”“kW”“LQ”“LNGC”“LRFD”“MAE”“MSC”“MWth”“OESD-1”“OESD-2”“OGP”“PAH”“PM”“POB”“SAT”“SIM”“SRLA”“THC”“TLV”“TM”“TSS”“WHO”	符合国内应用习惯
4.1.3.3	增加海上项目选址的技术要求	增加可操作性,便于本文件的应用
4.2.1.3	删除了解释性内容以及极限状态设计方法	结合国内项目经验,同时与 7.1.2 技术要求保持一致,便于本文件的应用
4.2.2.2	用 GB/T 23511 代替 ISO 19900	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
4.2.6.3.2	增加了对 JTS 165-5 的规范性引用	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.1	删除了关于最终目标的解释性描述	结合国标编制要求,删除技术解释叙述
5.2.4	删除屏障清单制定要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.3.2.3	明确了环境影响评价依据	适合国内现状,便于本文件的应用
5.3.3	删除部分潜在环境因素	适合国内现状,便于本文件的应用
5.3.5.1	用 GB 15097 代替废气处理和排放要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.3	由于冷放空操作风险高,增加了对于冷放空的规范性要求	结合实际项目经验,便于本文件的应用
5.3.5.5.2	删除了排放源排放监测中部分注意事项内容	适合国内现状,便于本文件的应用
5.3.5.7	用 GB 4914、GB 3552 代替生产水排放技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.8	用 GB 3552 代替生产垃圾排放技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.4.2.1	修改了安全分析通则技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.3	精简归纳定性风险评估和定量风险评估的相关技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.1.2	删除具体的关断级别要求	不同液化天然气装置和设备的复杂程度不一,所设置的关断级别不同。增加可操作性,便于本文件的应用
5.4.4.1.3.2	精简归纳火炬和放空系统的相关技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.1.3.3	删除部分确定火炬尺寸的一般要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.1.3.4	精简归纳放空系统的相关技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.1.5	精简归纳火灾和气体探测系统	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.2.1	精简归纳被动措施的总体布置原则	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.2.3	精简归纳被动消防的相关技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.2.4.1	精简燃烧抑制方法的技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用

表 B.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 技术差异及其原因 (续)

本文件结构编号	技术差异	原因
5.4.4.2.4.2	明确了上部组块危险区域划分依据,用 GB/T 25444.7 代替电气设备和仪表技术要求,并删除了风险分析方法相关内容	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.4.4.2.4.3	明确点火源定义及相关技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.2.4.4	用 GB/T 3836.13 代替 IEC 60079-13 及封闭区域通风技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.4.4.2.5	扩大定义范围,用排放系统代替排水系统,补充排放系统的相关定义及要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.2.6	用 GB/T 19204 代替低温防护材料技术要求,并删除了关于主要目标、总体理念及后果描述等非规范性内容	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.4.4.2.7	删除了关于主要目标、总体理念等非规范性内容,并对设计因素进行了整合精简	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.4.2.10	删除了关于环境条件的简要描述	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.5.1	精简归纳逃生、疏散和救援的相关技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.4.5.2	根据章节内容,重新定义 5.4.5.2 标题名称,并补充应急相应培训相关要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.5.1	删除列项“热应力”	适合国内现状,便于本文件的应用
5.5.2	用 GB/T 50493 代替化学暴露限值技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.5.4	删除冷/热表面损伤的其他因素及 ISO 13732 的相关要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.5.5	精简生活区的具体功能要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.5.6	删除了电力及夜间照明的相关要求	适合国内现状,便于本文件的应用
5.5.7	用 GB/T 21481.2 和 GB 5749 代替生活水技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.5.8	用 GBZ 188 和 GB 12348 代替噪声和振动技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.6	用 GB/T 22188(所有部分)代替人机工学技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
6.1	删除了对各章节描述内容的介绍	结合国标编制要求,删除冗余内容
6.2.2	对于“设计要求”内容,用 GB/T 35989.1 替换了 ISO 19904-1	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
6.3.1.1	精简归纳码头或栈桥系泊的相关技术要求	适合国内现状,便于本文件的应用
6.3.3	删除了船员要求	适合国内现状,便于本文件的应用
6.4.2	删除了关于 DNVGL-OTG-18 的相关要求	适合国内现状,便于本文件的应用
6.6.1	用 GB/T 24963 替换了 ISO 28460	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
6.6.7	用 GB/T 24963 替换了 ISO 28460	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
7.2.1	修改关于船体稳性校核衡准则、倾斜试验、载重线、水密、风雨密的相关技术要求	进一步明确细化适用的法规

表 B.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 技术差异及其原因 (续)

本文件结构编号	技术差异	原因
8.5.2.2	i)删除了“参考 NFPA 59A:2019 第 8.4.10.5.3 条的规定”	适合国内现状,便于本文件的应用
9.1	f)明确了流速、最大压降及安装工艺要求的具体依据	适合国内现状,便于本文件的应用
9.2	删除了操作包络线内容,简化了装卸系统设计方案内容	附录 C 已有详细要求
9.2.1	用 GB/T 7762 替换了 ISO 1431-1	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
9.2.7	对“LNG 装卸系统设计基础和准则”做了指引性描述	进一步明确相关要求
10.2	用 GB/T 22724—2022 附录 D 代替 BOG 收集系统管道设计和安全阀选型相关要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
11.2.1	用 GB/T 19204 代替了 ISO 16903	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
11.2.4	删除了 8 字盲板	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
11.5.6	根据章节内容,重新定义标题名称	适合国内现状,便于本文件的应用
12.1.2	增加“应急照明、应急通风设备;通信导航设备”作为应急服务范围	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.1.2	用规范性引用的 GB/T 25444 (所有部分)替换了 IEC 60092-502; 用规范性引用的 GB/T 22189 替换了 IEC 61892 系列	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.1.3	明确了危险区域划分的依据	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.2.2.4	修改了为 UPS 作为临时电源技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.2.3	用 GB/T 25444.1 替换了 IEC 61892-1	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.2.4, 12.2.2.5, 12.2.3.6	用 GB/T 25444.2 替换了 IEC 61892-2	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.2.6	用 GB/T 25444.2 替换了 IEC 61892-2,并明确了内部燃弧耐受试验的要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.3.1	用规范性引用的 GB/T 25444.2 替换了 IEC 61892-2; 用规范性引用的 GB/T 25444.3 替换了 IEC 61892-3	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.3.3, 12.2.3.4	用规范性引用的 GB/T 25444.6 替换了 IEC 61892-6	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.3.5	用规范性引用的 GB/T 21714 替换了 IEC 62305	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
13.5.2.2	增加了对 GB/T 24963 和 SIGTTO 的规范性引用	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
14.1	用 IMO《国际船舶和港口设施保安规则》(ISPS 规则)和《中华人民共和国港口设施保安规则》替代保安管理技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
14.3	删除了“最低安全要求应符合 IMO 国际船舶和港口保安规则 (ISPS Code)”	适应我国的技术条件,便于本文件的应用

表 B.1 本文件与 ISO 20257-1:2020 技术差异及其原因 (续)

本文件结构编号	技术差异	原因
17.1	用 GB/T 30790(所有部分) 替换了 ISO 12944 (所有部分); 用 GB/T 13912 替换了 ISO 1461; 删除了非远洋船舶的特定要求; 增加了“浮式液化天然气装置主结构涂层应进行循环老化及认证实验”技术要求; 增加了“鉴于不锈钢在海洋大气环境下可能发生点蚀,对于其表面应使用不含锌的涂料进行涂装保护,表面处理宜使用非金属磨料”技术要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
19.1	采用“分析现有的船舶系统(包括液货系统、挥发气处理系统、海水系统等)对新的作业模式的适用性”替代“分析现有的船舶系统对新的作业模式的适用性”技术要求	进一步技术要求,便于本文件的应用
C.3.2.1.1	列项 a)调整为“液化天然气船到 FLNG”	FLNG 为固定状态,作业時は LNGC 靠到 FLNG,以符合实际状态
—	删除了 ISO 20257-1:2020 中的 5.1.2、5.3.5.5、5.3.5.6、5.4.1、5.5.4、5.5.5、6.2.1.4、9.2.2、14.1、17.1 的内容	适应我国的技术条件,便于本文件的应用

附录 C

(规范性)

LNG 装卸系统设计基础和标准

C.1 装卸系统方案

C.1.1 总则

装卸系统的基本功能在 9.1 中已经有所描述,技术上可分为以下几类:

- a) 刚性铰接管方案,采用半支撑架结构或支撑设备(见 C.1.2);
- b) 柔性软管方案,采用半支撑架结构,支撑设备以及漂浮柔性软管方案(见 C.1.3);
- c) 以上两种方案的综合(见 C.1.4)。

注:未来可能出现的其他技术方案。

C.1.2 刚性铰接管方案

装卸臂是一种利用刚性管铰接在一起进行装卸的方案。船用立管的铰接式布置,或安装在垂直管架上的旋转臂。在其末端附加的关节允许连接歧管的相对横摇、首摇和纵摇运动。图 C.1 提供了刚性铰接管道解决方案的示意图。

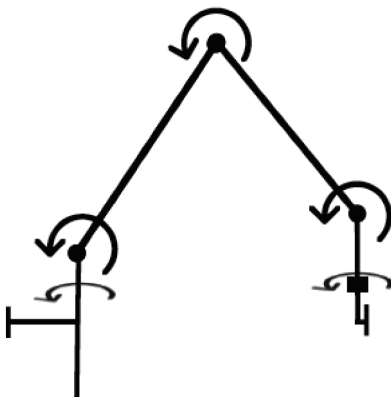


图 C.1 刚性铰接管道解决方案

装卸臂的设计规范和标准如下:

- a) EN 1474-3 海上输送系统;
- b) ISO 16904 岸上设施的液化天然气传输系统;
- c) OCIMF 船用装卸臂设计和施工规范。

其他刚性装卸方案(如采用结构支撑架,绞车或吊机),也应按以上规范进行设计。

C.1.3 柔性软管方案

C.1.3.1 通则

装卸系统可采用柔性软管代替刚性臂进行装卸,无需采用与装卸臂相同的标准,但是装卸臂作业的功能及安全准则同样适用于柔性软管。类似部件的设计、测试和资质要求也完全适用。

装卸系统应满足 EN 1474-2 和 EN 1474-3 的相关技术要求。

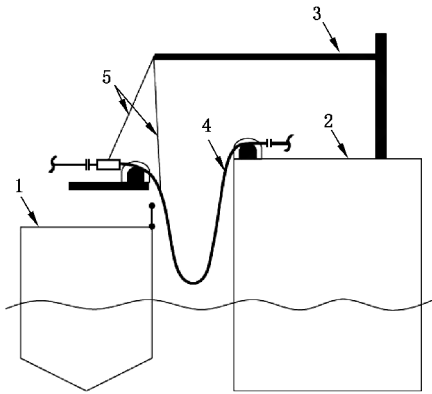
使用柔性软管作为装卸管的解决方案可分为以下几类。

- a) 无支撑架的软管装卸方案:单独的一根软管安装在船体或码头起重机上,软管端头安有支撑架以提供重量支撑且避免软管损坏。连接后柔性软管无需吊机进行起吊支撑,且柔性软管可以承受装卸货物质量。
- b) 悬挂式软管装卸方案:单独的柔性软管或管与吊臂组合的方式。
- c) 漂浮柔性软管装卸方案:单独漂浮柔性软管或其他管臂组合方式,用于双船旁靠/串靠或码头旁靠/串靠。

软管解决方案宜配备快速连接/断开接头,以便于连接/断开操作,并配备 ERS 以确保最低安全水平。

C.1.3.2 无支撑架柔性管方案

该方案为 LNG 装卸两端的端口与中间柔性管的结合,从图 C.2 可以看出该方案需通过外接起吊装置以保证操作,两侧鞍座的作用是在紧急情况下支撑并保护软管。对于该系统,推荐使用防坠落设备以预防软管与水面发生撞击,以及预防软管与液化气运输船船体或 FLNG 浮式液化天然气装置船体发生碰撞。

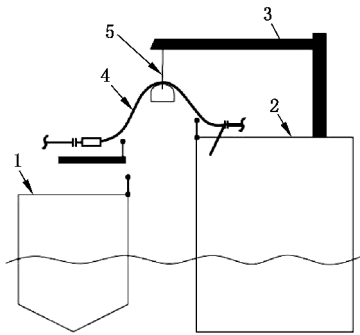


- 标引序号说明:
- 1——液化气体船;
 - 2——浮式液化天然气装置;
 - 3——装卸起重机;
 - 4——柔性软管;
 - 5——仅在连接和断开时支持。

图 C.2 无支撑架柔性管方案

C.1.3.3 悬挂式柔性软管

该方案与无支撑架柔性软管一样,细节在 C.1.3.2 中有所描述,只是在连接、断开和传输操作过程中持续支撑软管的起重设备是传输系统的一部分。图 C.3 是一种典型布置。



- 标引序号说明：
- 1——液化气体船；
 - 2——浮式液化天然气装置；
 - 3——装卸起重机；
 - 4——柔性软管；
 - 5——运行期间永久支撑。

图 C.3 悬挂式柔性软管方案

悬挂式柔性软管装卸方式需将起重设备和装卸系统设备集成在一起进行设计。

软管的工作范围设计应满足紧急关断包络线所要求的距离。柔性软管的工作范围应能覆盖 ESD-2 限值的工作范围,并留出额外的距离,以在设备发生碰撞或损坏之前保持物理断开的时间。

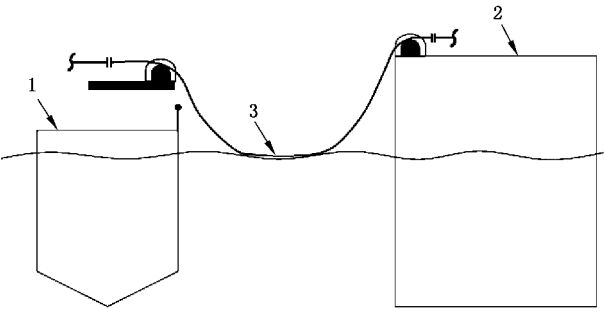
支撑鞍座或相似的设备应根据软管的最小弯曲半径进行设计。在支撑位置,应使用支撑架或类似设备来校正柔性软管的弯曲半径。

在连接时,如果船上有起重设备,接收载体应与软管解决方案的起重设备一起使用。解决方案中应包括起重设备,并应根据船用起重设备标准检查其兼容性设计,并因非垂直方向上的潜在诱导拉力而附加注意事项。

无论对于柔性管,无支撑架柔性管或悬挂式柔性管方式,应特别注意吊装点的紧急解脱,尤其是在装卸过程中双方(或码头)相对位移较大会引起拉力过大情况。连接与解脱过程中,不应在软管起吊悬挂安装前进行紧急解脱操作。

C.1.3.4 漂浮柔性软管

图 C.4 说明了漂浮柔性软管的解决方案。



标引序号说明：

1——液化天然气船；

2——浮式液化天然气装置；

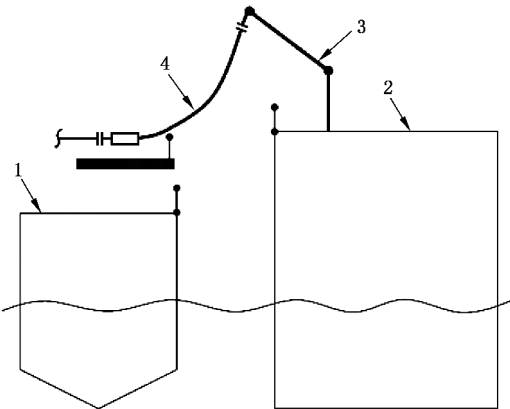
3——漂浮柔性软管。

图 C.4 漂浮软管方案

C.1.4 综合装卸方案

C.1.4.1 半刚性装卸臂

半刚性装卸臂方案由铰接刚性管和柔性软管组成,此方法主要采用有关装卸臂和软管的设计规范。
图 C.5 为一典型半刚性装卸臂布置。



标引序号说明：

1——液化天然气船；

2——浮式液化天然气装置；

3——刚性部件；

4——软管配件。

图 C.5 半刚性装卸臂方案

半刚性装卸臂未与接收船舶刚性连接,则一种情况是柔性软管的工作范围满足要求,无需调整半刚性装卸臂的位置就能覆盖所需的操作范围,另一种情况是控制半刚性装卸臂进行自动定位调整,以保持自由相对运动,而无需拉动软管部分。

C.1.4.2 临时连接装卸系统(TCTS)

TCTS 解决方案可以是铰接式管道解决方案或软管解决方案,在将装卸系统连接固定到接收装置

后,消除因海洋气象条件而导致的装卸系统和接收管汇之间的相对运动。连接的 TCTS 和供应装置之间的相对运动被其他永久或临时连接到 TCTS 的装卸管线吸收。临时装载系统应采用与 C.1.2、C.1.3 和 C.1.4.1 所述解决方案相同的标准、规则和建议。在设计 TCTS 上使用的装卸系统时,要考虑运动条件和紧急情况,特别是紧急释放。装载系统可紧急断开,但 TCTS 应始终连接到接收船。

C.1.5 其他装卸方案

可采用其他 LNG 装卸系统方案,然而宜符合装卸标准规范中与之相关章节的要求。所选的装卸方案应规避危险情况下的紧急解脱或连接,以及正常的连接或脱离过程中的碰撞风险。

C.2 要点部分

C.2.1 总则

对于 C.1 中所述的所有系统,本章对通用部件进行了要求和详细说明,以确保连接和解脱的基本功能符合现有标准。

C.2.2 连接

装卸系统和运输船的连接应通过快速连接/断开装置实现。该装置一般是动力驱动,在双船相对运动幅度和频率较低的情况下可以采用人工方式去操作快速连接/断开装置。

连接应符合以下要求。

- a) 紧固卡箍接头。

注:根据 OCIMF/SIGTTO 导则,对于非标的液化天然气运输船管汇连接位置,需采用 ANSI B16.5 Class 150 lbs 的法兰连接。

- b) 在介质急态和稳态温度条件(急速冷却状态和稳定装卸状态)以及在极限工艺和环境条件操作工况下能保持可靠连接。
- c) 在恶劣操作海况下(包括覆冰条件)可以进行正常解脱操作。
- d) 能承受装卸系统和连接管汇产生的连接荷载,并可实现载荷传递。
- e) 介质流量满足使用要求。
- f) 不使用时保持装卸系统关闭。

C.2.3 紧急解脱系统(ERS)

装卸系统应安装紧急解脱系统以保证紧急状况下系统的安全分离。

ERS 应具备的功能如下:

- a) 介质流量满足使用要求;
- b) 在介质急态和介质稳态温度条件(急速冷却状态和稳定装卸状态)以及在极限工艺和环境条件操作工况下能保持可靠连接;
- c) 能承受旁靠系泊时双船运动产生的连接荷载,并可实现顺利载荷传递;
- d) 在紧急解脱时,关闭装卸通道两端的阀门,并隔离介质。

在 LNG 装卸操作前,操作人员应确认 ERS 是否处于激活状态。

C.3 装卸布置

C.3.1 通则

设计时,考虑两种装卸方式:

- a) 双船装卸(旁靠装卸,串靠装卸)(见 C.3.2);
- b) 码头装卸(见 C.3.3)。

C.3.2 双船系泊布置

C.3.2.1 旁靠装卸

C.3.2.1.1 总则

LNG 旁靠装卸系统包括以下不同的应用:

- a) FLNG 到液化天然气船;
- b) 液化天然气船到 FSRU 或 FSU;
- c) FSU 到 FSRU。

C.3.2.1.2 旁靠装卸系泊条件

C.3.2.1.2.1 一般要求

FSRU / FLNG 可系泊在海底和码头:

- a) 单点系泊(转塔);
- b) 多点系泊;
- c) 码头系泊。

液化天然气运输船应正确的系泊在 FSRU/FLNG 上以保证可操作性。系泊系统应有足够的安全性,在恶劣海况下能够使管汇连接的相对运动保持在包络线内。

应在液化天然气运输船以及装卸系统上标识出参考线,以便装卸系统的位置清晰可见,便于装卸装置与液化天然气运输船的连接对齐。装卸系统的参考线的设置与连接方式相关(主要是连接数量和传输系统类型)。

接收液化天然气运输船应控制其载况,以便管汇连接位置可在操作包络线内运动。供应液化天然气运输船也应维持一定吃水以确保其运动在包络线内。

为了校准系泊状态,应采用检查参考线的相对位置、相对运动幅度以及吃水状态的方法。该方法能通过操作人员进行目视检查操作,亦能通过相应仪器作为辅助。

系泊状态校准后,宜观察运动幅度是否在许用值内,如果运动过大则调整系泊布置使之回到允许运动范围内。监测系泊缆张力的同时,观察双方相对位移,如有异常则调整系泊缆的张力。监测系泊缆张力的目的是为了保持系泊张力在设计许用范围内,防止缆绳过于松弛或过紧。调整系泊布置时要根据装卸参考线的位置。

考虑到操作和紧急工况,操作程序中应规定系泊缆绳的张力限度和双方漂移限度。相对位置、相对运动、海况、天气状况等之间的关系决定着操作程序设定。

C.3.2.1.2.2 保护区域的系泊

保护区域系泊设备与常规码头安装的设备类似。推荐在此系泊设备中安装系泊张力监测装置。

C.3.2.1.2.3 非保护区域的系泊

在非保护区域,安装和操作工况下应监测系泊缆绳张力的同时保证张力值在许用范围内。

操作中应制定系泊缆失效情况下的应急措施。系泊缆失效的紧急情况下应终止装卸操作。

C.3.2.1.3 装卸系统

装卸系统工作范围的设计应满足相对运动最大包络线,相对运动的最大值计算应满足系泊布置和生产过程中的极限环境条件。

C.3.2.2 串靠

C.3.2.2.1 总则

LNG 串靠装卸系统适用于恶劣海况下进行 LNG 装卸操作(通常是 FLNG 和液化天然气运输船),该装卸方式亦可用于其他装置。

C.3.2.2.2 串靠定位系泊条件

操作过程中应控制液化天然气运输船与 FLNG 间的相对运动,且保持管汇连接位置的运动在操作包络线内。

双船间相对位置可通过一根或两根缆绳系泊后定位,或者采用动力定位。

C.3.2.2.3 装卸系统

装卸系统工作范围的设计应满足在极端操作条件下相对运动最大包络线,相对运动的最大值计算应满足定位系泊布置和装卸过程中的极限环境条件。

C.3.3 码头靠泊布置

C.3.3.1 总则

码头靠泊布置包括不同类型的 LNG 装载情况:

- a) FSU 和码头;
- b) FSRU 和码头;
- c) 液化天然气运输船通过码头输送到 FSU;
- d) 液化天然气运输船通过码头输送到 FSRU。

C.3.3.2 码头装卸系泊条件

码头装卸系泊布置条件中,FSRU/FSU 和液化天然气运输船与码头相连。

系泊方面的详细规定可参考旁靠系泊的要求(见 C.3.2)。

C.3.3.3 FSU 与码头再气化单元的组合编号落实

针对于 LNG 储存单元(FSU)和安装在码头的气化处理单元的组合,装卸系统的作用是将 FSU 上的 LNG 外输到气化处理单元。不同于常规液化天然气运输船装卸操作持续数个小时,FSU 的外输操作是一种持续不间断的操作。虽然 FSU 的 LNG 外输流量低于液化天然气运输船装卸流量的 1/10,但是低温条件下系统表面仍会有一层厚冰,因此应力计算过程中应包含结冰工况。冰的厚度计算应基于管线的热绝缘参数及相关操作参数。

为了平衡 LNG 装卸系统中的液相和气相,除了 LNG 液相传输外,应对气相进行传输,以平衡压力。

FSU 内的 LNG 装载可通过液化天然气运输船进行旁靠输送实现,或者通过码头管路输送。液化

天然气运输船旁靠装卸过程中,装卸系统一般是安装在 FSU 上,而对于码头管路装卸,装卸系统可安装在 FSU 上亦可安装在码头上。装卸系统包含 LNG 管线和气体回流管线。

本文件中所述的液化天然气运输船与 FSRU 间装卸指旁靠装卸系统。

本文件对于保护/非保护区的其他装卸系统也适用,而非传统的岸上传输系统应采用陆上标准。

如果 FSU 携带装卸系统航行,则设计时应满足航行过程中的极限环境条件,装卸系统应回收并安全固定。

不宜使用专门为再气化装置供料的装卸系统用于浮式储存的装载操作。

C.3.3.4 FSRU 应用(储存船的再气化装置)

FSRU 的气化单元通过装卸系统将高压天然气(HPNG)输送到码头。该系统通过码头管道或海底管线输送天然气。

与向 FSU 注入 LNG 一样,FSRU 可采用双船旁靠装卸或码头装卸两种方案注入 LNG。

本文件中所述的液化天然气运输船与 FSRU 间装卸指旁靠装卸系统。对于保护区/非保护区的装卸系统也适用,但不适用于码头装卸系统。

C.3.3.5 FSU+FSRU 应用

FSU 加上 FSRU 可满足 LNG 储存及气化装卸要求。相对于两个单元分别与码头系泊,更推荐使用 FSU 与 FSRU 之间的旁靠系泊。FSU 用于装载 LNG,并通过管路输送到 FSRU,再气化后气体从 FSRU 输送到岸上。码头上安装有回路管道分别与 FSU 和 FSRU 相连,以保证气相和液相的回流。

FSRU 的回气能力设计应与 FSU 液相传输相匹配。FSRU 上再气化的气相设计应按照 FSRU 规范标准进行。

FSU 和 FSRU 的装载可通过旁靠系泊装卸或者码头管路装卸等方式实现。

所有货舱中的气相管理应充分考虑过程控制和管线尺寸,同时考虑到每个舱内可达到的压力和温度的不同。BOG 应在 FSRU 上处理或采用高压天然气管线传输到岸上,第二种情况下装卸系统应包含把 BOG 输送到岸上的设计。

本文件主要适用于双船旁靠装卸及码头装卸,不适用于非传统的岸上传输装置。

C.4 操作包络线

C.4.1 一般要求

操作包络线由以下区域组成。

- a) 绿色区域可允许进行正常装卸操作:
 - 1) 管汇安装位置的区域,并考虑液化天然气运输船载况变化、位移变化、码头装卸及旁靠外输中碰垫被压缩的尺寸;
 - 2) 船舶管汇相对运动极值的运动包络线。
- b) 紧急关断范围包括 ESD1 警报(装卸系统阀门的关闭),紧急解脱范围包括 ESD2 警报(如果装卸阀门没有关闭则关闭紧急关断阀,然后进行装卸系统的紧急解脱)。

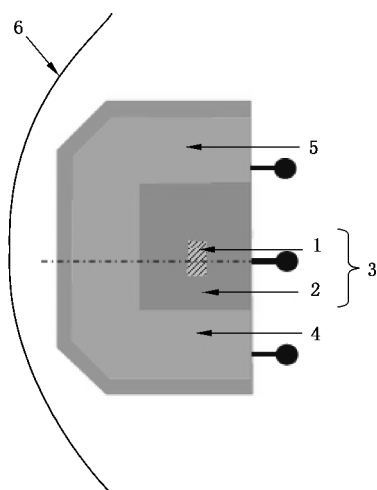
C.4.2 非保护区的旁靠系泊操作包络线

C.4.2.1 旁靠操作包络线适用于以下配置:

- a) FLNG 和液化天然气运输船;
- b) 液化天然气运输船和 FSRU/FSU;

- c) FSU 和 FSRU；
- d) FSU 和码头；
- e) FSRU 和码头。

C.4.2.2 图 C.6 显示了典型的旁靠操作包络线。



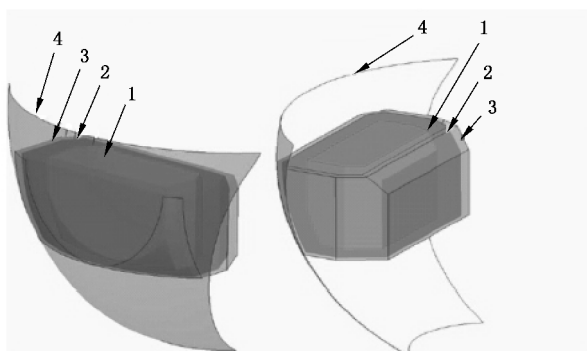
标引序号说明：

- 1——法兰对接区；
- 2——运动区；
- 3——绿色区；
- 4——ESD 包络线；
- 5——紧急断开包络线；
- 6——装卸系统运动限度。

图 C.6 旁靠操作包络线

C.4.3 保护/非保护区域的串靠操作包络线

串靠操作包络线的定义如图 C.7 所示，绿色区域的定义一般是基于业主提供的时程轨迹。



标引序号说明：

1——绿色区；

2——ESD 包络线；

3——紧急断开包络线；

4——装卸系统运动限度。

图 C.7 串靠操作包络线

参 考 文 献

- [1] GB/T 20368 液化天然气(LNG)生产、储存和装运
- [2] GB/T 20438 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全
- [3] GB/T 22188(所有部分) 控制中心的人类工效学设计
- [4] GB/T 22724 液化天然气设备与安装 陆上装置设计
- [5] GB/T 39155 金属和合金的腐蚀 海港设施的阴极保护
- [6] AQ/T 3049 危险与可操作性分析(HAZOP 分析)应用导则
- [7] AQ/T 3054 保护层分析(LOPA)方法应用导则
- [8] SY/T 6671 石油设施电气设备场所Ⅰ级0区、1区和2区的分类推荐作法
- [9] 船对船过驳指南 中国船级社
- [10] ISO 1431-1 Rubber, vulcanized or thermoplastic—Resistance to ozone cracking—Part 1: Static and dynamic strain testing
- [11] ISO 1999 Acoustics—Estimation of noise-induced hearing loss
- [12] ISO 2361 Electrodeposited nickel coatings on magnetic and non-magnetic substrates—Measurement of coating thickness—Magnetic method
- [13] ISO 2923 Acoustics—Measurement of noise on board vessels
- [14] ISO 4267 Petroleum and liquid petroleum products—Calculation of oil quantities
- [15] ISO 8943 Refrigerated light hydrocarbon fluids—Sampling of liquefied natural gas—Continuous and intermittent methods
- [16] ISO 10816 Mechanical vibration—Evaluation of machine vibration by measurements on nonrotating parts
- [17] ISO 12241 Thermal insulation for building equipment and industrial installations—Calculation rules
- [18] ISO 13174 Cathodic protection of harbour installations
- [19] ISO 13686 Natural gas—Quality designation
- [20] ISO 13732 (all parts) Ergonomics of the thermal environment—Methods for the assessment of human responses to contact with surfaces
- [21] ISO 15665 Acoustics—Acoustic insulation for pipes, valves and flanges
- [22] ISO/TS 16901 Guidance on performing risk assessment in the design of onshore LNG installations including the ship/shore interface
- [23] ISO 17776 Petroleum and natural gas industries—Offshore production installations—Major accident hazard management during the design of new installations
- [24] ISO 18132 Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels—General requirements for automatic tank gauges
- [25] ISO 19901-2 Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures—Part 2: Seismic design procedures and criteria
- [26] ISO 19901-3 Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures—Part 3: Topsides structure
- [27] ISO 19901-4 Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures—Part 4: Geotechnical and foundation design considerations
- [28] ISO 19901-6 Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore

structures—Part 6: Marine operations

[29] ISO 19901-8 Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures—Part 8: Marine soil investigations

[30] ISO 19901-9 Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures—Part 9: Structural integrity management

[31] ISO 19901-10 Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures—Part 10: Marine geophysical investigations

[32] ISO 19902 Petroleum and natural gas industries—Fixed steel offshore structures

[33] ISO 19903 Petroleum and natural gas industries—Concrete offshore structures

[34] ISO 19905 (all parts) Petroleum and natural gas industries—Site-specific assessment of mobile offshore units

[35] ISO 19906 Petroleum and natural gas industries—Arctic offshore structures

[36] ISO 20283 Mechanical vibration—Measurement of vibration on ships

[37] ISO 20519 Ships and marine technology—Specification for bunkering of liquefied natural gas fuelled vessels

[38] ISO 20815 Petroleum, petrochemical and natural gas industries—Production assurance and reliability management

[39] ISO/TR 12489 Petroleum, petrochemical and natural gas industries—Reliability modelling and calculation of safety systems

[40] IEC 61508 (all parts) Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems

[41] API RP 2SK Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures

[42] API RP 505 Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2

[43] EN 1776 Gas infrastructure—Gas measuring systems—Functional requirements

[44] EN 1990 Eurocode—Basis of structural design

[45] EN 1991 (all parts) Eurocode 1: Actions on structure

[46] EN 1992 Eurocode 2: Design of concrete structures

[47] EN 1993 Eurocode 3: Design of steel structures

[48] EN 1994 Eurocode 4: Design of composite steel and concrete structures

[49] EN 1995 Eurocode 5: Design of timber structures

[50] EN 1996 Eurocode 6: Design of masonry structures

[51] EN 1997 Eurocode 7: Geotechnical design

[52] EN 1998 Eurocode 8: Design of structures for earthquake resistance

[53] EN 1999 Eurocode 9: Design of aluminium structures

[54] EN 1997 Geotechnical design

[55] EN 1998 Design of structures for earthquake resistance

[56] EN 13480 Metallic industrial piping

[57] EN 1473:2016 Installation and equipment for liquefied natural gas—Design of onshore installations

[58] IMO MSC.1/Circ.1331 GUIDELINES FOR CONSTRUCTION, INSTALLATION, MAINTENANCE AND INSPECTION/SURVEY OF MEANS OF EMBARKATION AND DISEMBARKATION

- [59] AGA Report 5 Natural Gas Energy Measurement
 - [60] Approved list of biological agents (Advisory Committee on Dangerous Pathogens), HSE Book, 2013, UK Government
 - [61] ASME B31.3 Process Piping
 - [62] Canadian Centre for Occupational Health and Safety, Humidex Rating and Work Document; last update on September 5, 2013
 - [63] EHS Guidelines Environmental, Health, and Safety Guidelines, World Bank Group
 - [64] EIP15 EI Model code of safe practice—Part 15: Area classification for installations handling flammable fluids
 - [65] FSS Code International Code for Fire Safety Systems
 - [66] IMCA HSSE 025 M 202 Guidance on the transfer of personnel to and from offshore vessels and structures, International Marine Contractors Association
 - [67] Manifold recommendations for liquefied gas carriers OCIMF/SIGTTO
 - [68] NFPA 59A:2019, 8.4.10.5.3 Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
 - [69] NORSOK C-001 Living quarters area
 - [70] NORSOK C-002 Architectural components and equipment
 - [71] Report P.I.A.N.C. N° 153: Recommendations for the design and assessment of marine oil and petrochemical terminals, MarCom WG 153, 2016
 - [72] Ship/Shore compatibility questionnaire SIGTTO
 - [73] WHO Ambient Air Quality Guidelines, World Health Organization, global update 2005
 - [74] Montreal Protocol <https://treaties.un.org/doc/publication/unts/volume%201522/volume-1522-i-26369-english.pdf>
 - [75] Council Directive 98/83/EC of 3 November 1998 on the quality of water intended for human consumption) concerns the quality of water intended for human consumption
 - [76] European IPPC/management systems in the chemical sector (February 2003). https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/lvo_bref_0203.pdf
 - [77] Best available techniques reference document for energy efficiency (February 2009). https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/lvo_bref_0203.pdf
 - [78] Guidelines for flag State inspections under the Maritime Labour Convention, 2006
 - [79] BS 6349 (all parts) Maritime works
-

