



# 中华人民共和国国家标准

GB/T 22724—2022

代替 GB/T 22724—2008

## 液化天然气设备与安装 陆上装置设计

Installation and equipment for liquefied natural gas—  
Design of onshore installations

2022-03-09 发布

2022-10-01 实施

国家市场监督管理总局  
国家标准化管理委员会 发布

## 目 次

前言 .....	V
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	3
4 安全和环境 .....	4
4.1 一般要求 .....	4
4.2 环境影响 .....	4
4.3 安全 .....	5
4.4 危害评估 .....	7
4.5 安全设计 .....	11
5 液化装置 .....	13
5.1 构成 .....	13
5.2 天然气净化 .....	13
5.3 天然气液化 .....	13
5.4 储存 .....	13
6 储存系统 .....	13
6.1 一般要求 .....	13
6.2 储罐类型 .....	13
6.3 设计原则 .....	14
6.4 设计通则 .....	15
6.5 基础 .....	15
6.6 现场仪表 .....	16
6.7 压力和真空保护 .....	17
6.8 拦蓄区 .....	18
6.9 安全设施 .....	19
6.10 储罐管路 .....	20
6.11 储罐间距 .....	20
6.12 试运和停运 .....	20
6.13 试验 .....	20
7 液化天然气泵 .....	20
7.1 一般要求 .....	20
7.2 材料 .....	20
7.3 具体要求 .....	21
7.4 检验和试验 .....	21
8 液化天然气气化 .....	21
8.1 一般要求 .....	21

8.2	设计条件	22
8.3	气化器	23
9	管道布置	27
9.1	管道系统	27
9.2	设计原则	28
9.3	管道检查、检验和试验	28
9.4	管道组件	29
9.5	阀门	30
9.6	安全阀	31
9.7	管廊和管带	31
9.8	绝热	31
10	天然气的接收和外输	33
10.1	计量	33
10.2	气质	33
10.3	加臭	34
11	蒸发气回收和处理	34
11.1	一般要求	34
11.2	回收	34
11.3	收集	34
11.4	回流	34
11.5	压缩机	35
11.6	再冷凝	35
11.7	再液化	35
11.8	火炬和放空	35
12	码头设施	36
12.1	选址	36
12.2	工程设计	36
12.3	安全	36
13	电气和建筑	36
13.1	电气设备	36
13.2	防雷和防静电	36
13.3	建筑物	37
14	危害管理	37
14.1	本质安全	37
14.2	被动保护	38
14.3	安保	39
14.4	检测和报警	39
14.5	主动保护	39
15	自动控制和通信	39
15.1	一般要求	39
15.2	过程控制系统	39

15.3	安全仪表系统 .....	40
15.4	火灾和气体检测系统 .....	41
15.5	码头设施监测和控制 .....	41
15.6	通信 .....	41
16	施工、试车和检修 .....	42
16.1	环境、安全生产、职业健康和质量 .....	42
16.2	验收试验 .....	42
16.3	开、停车前的准备 .....	42
17	防腐 .....	42
17.1	防腐层 .....	42
17.2	阴极保护 .....	43
18	培训 .....	43
19	海事培训 .....	43
附录 A (规范性)	辐射热限值 .....	44
A.1	液化天然气火灾辐射热 .....	44
A.2	火炬和放空管的辐射热 .....	45
附录 B (规范性)	抗震分类 .....	46
B.1	原则 .....	46
B.2	SSE 抗震分类 .....	46
B.3	发生 SSE 后基本安全措施 .....	47
附录 C (资料性)	不同类型液化天然气储罐示意图 .....	48
C.1	概述 .....	48
C.2	球形储罐 .....	49
C.3	低温混凝土储罐 .....	50
附录 D (规范性)	参比流量 .....	52
D.1	热量输入引起的气体排放量 $V_T$ .....	52
D.2	液相充装引起的气体排放量 $V_L$ .....	52
D.3	过量充装引起的气体排放量 $V_O$ .....	52
D.4	充装过程中闪蒸引起的气体排放量 $V_F$ .....	52
D.5	用一台潜液泵循环 LNG 引起的气体排放量 $V_R$ .....	53
D.6	大气压变化引起的气体排放量 $V_A$ .....	53
D.7	控制阀失灵引起的气体排放量 $V_V$ .....	53
D.8	火灾过程中热输入引起的气体排放量 $V_I$ .....	53
D.9	液相泵抽出引起的气体补充量 $V_D$ .....	53
D.10	压缩机抽出引起的气体补充量 $V_C$ .....	54
D.11	翻滚引起的气体排放量 $V_B$ .....	54
附录 E (规范性)	液化天然气泵附加要求 .....	55
E.1	设计 .....	55
E.2	检验 .....	55
E.3	试验 .....	56

E.4 标称值	57
E.5 铭牌	57
E.6 潜液泵和电缆	58
E.7 立式液下泵	58
附录 F (规范性) 管道设计	59
附录 G (规范性) 加臭	60
G.1 加臭剂	60
G.2 加臭系统	60
G.3 加臭剂处理	60
G.4 加臭剂加注	61
G.5 加臭剂泄漏	61
G.6 个体防护	61
参考文献	62
图 C.1 单容罐示意图	48
图 C.2 双容罐示意图	48
图 C.3 全容罐示意图	49
图 C.4 薄膜罐示意图	49
图 C.5 球形储罐示意图	50
图 C.6 低温混凝土储罐示意图	50
表 1 不同储罐类型在危害评估中的事故场景	8
表 2 同时发生的组合作用	23
表 3 LNG 气化器设计参数	23
表 4 气压试验期间安全距离	28
表 5 用来计算绝热厚度的大气条件	33
表 A.1 站场内允许的辐射热	44
表 A.2 站场外允许的辐射热	44
表 A.3 站场内允许的辐射热	45
表 A.4 站场外允许的辐射热	45
表 B.1 抗震分类	46

## 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。

本文件代替 GB/T 22724—2008《液化天然气设备与安装 陆上装置设计》，与 GB/T 22724—2008 相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

- a) 增加了个人风险和社会风险基准的规定(见 4.1.2)；增加了对液化天然气站场位置的规定(见 4.3.5)；删除了环境影响章节对外部交通线路的规定(见 2008 年版的 4.2.6)、危险和可操作性研究(HAZOP)(见 2008 年版的 4.6)；更改了危害评价及概率计算规定(见 4.4, 2008 年版的 4.4)；更改了站场的安全措施(见 4.5, 2008 年版的 4.5)；
- b) 更改了净化、液化装置设计和冷剂的相关规定(见 5.2、5.3、5.4, 2008 年版的 5.2、5.3)；
- c) 增加了储罐类型：薄膜罐(见 6.2)；增加了对高桩承台底部设置可燃气体探测器的规定(见 6.5)、罐内密度探测器的规定(见 6.6.5)；更改了拦蓄区的有效容积(见 6.8.4, 2008 年版的 6.7.3)；
- d) 增加了 LNG 泵设计、安装、运行、制造、试验应遵循的国家标准情况和变频器设置规定(见 7.1)；更改了 LNG 泵设置的具体要求(见 7.3, 2008 年版的 7.4)；
- e) 更改了 LNG 气化器的一般要求(见 8.1, 2008 年版的 8.1)、操作参数和各类气化器的规定(见 8.3, 2008 年版的 L.1、L.2.1、L.4、L.5)；增加了空温式气化器的规定(见 8.3)；删除了 LNG 循环回路清洗的规定(见 2008 年版的 L.2.5)；
- f) 更改了辅助工艺管道系统、公用管道系统的规定(见 9.1.3、9.1.4, 2008 年版的 9.1.2、9.1.3)；增加了气压试验推荐安全距离的规定(见 9.3)、增加了软管的技术要求(见 9.4.3)、管廊和管带(见 9.7)；
- g) 更改了计量、气质和燃气加臭的规定(见 10.1、10.2、10.3, 2008 年版的 10.1、10.2、10.3)；
- h) 更改了蒸发气回收与收集系统相关规定(见 11.1、11.2、11.3、11.4, 2008 年版的 11.1、11.2、11.3、11.4)；增加了再冷凝系统(见 11.6)、再液化系统(见 11.7)；
- i) 增加了码头设施的选址、工程设计和安全要求(见第 12 章)；
- j) 更改了照明设计的规定(见 13.1.2, 2008 年版的 12.1.4)；更改了防雷、防静电接地设计的规定(见 13.2, 2008 年版的 12.2)；
- k) 增加了防火保护的具体措施(见 14.2.1)、安保系统的规定(见 14.3)；增加了检测和报警系统的规定(见 14.4)、主动保护的规定(见 14.5)；删除了紧急关断的规定(见 2008 年版的 14.3.2)；
- l) 更改了自动控制和通信的一般要求(见 15.1, 2008 年版的 14.1)、安全仪表系统的设置规定(见 15.3, 2008 年版的 14.3)；增加了减少系统部件共因失效的措施和系统备用、验收程序和避免报警信号过载的规定(见 15.2.2)；增加了码头设施监测和控制的规定(见 15.5)、通信的规定(见 15.6)；删除了控制系统一般规定中不同站场的功能描述(见 2008 年版的 14.2.1)；
- m) 增加了环境、安全生产、职业健康和质量的规定(见 16.1)、验收试验的规定(见 16.2)；
- n) 增加了培训的规定(见第 18 章)；
- o) 增加了海事培训的规定(见第 19 章)；
- p) 删除了附录 A、附录 B 和附录 C 相关内容(见 2008 年版的附录 A、附录 B、附录 C)、删除了设计对承压部件的规定(见 2008 年版的附录 K 的 K.2)；部件元件的要求和电气检验旋转方向的规定[见 2008 年版的 K.2b)、K.3.7]、轴承设计寿命规定(见 2008 年版的 K.9.2.2)；

- q) 增加了抗震分类的规定(见附录 B)、清除残余氧化物和其他污染物的规定(见附录 E 的 E.1);增加了试验介质指标规定、泵停试验的扬程指标要求及额定流量下连续运行测试时间的规定(见 E.3);增加了在最小连续流量和最大流量下的功率消耗要求和泵的额定扬程内容(见 E.4、E.5);增加了对加臭剂和加臭系统操作的规定(见附录 G);
- r) 更改了概述说明(见附录 C 的 C.1,2008 年版的附录 D 的 D.1)、各储罐的示例图(见 C.1~C.3,2008 年版的 D.1~D.5);更改了闪蒸产生原因的部分条款(见附录 D 的 D.4,2008 年版的附录 I 的 I.4)、最大潜液泵的表述(见 D.5,2008 年版的 I.5);更改了大气压变化的规定(见 D.6,2008 年版的 I.6)、气体排放流量表述(见 D.9、D.10,2008 年版的 I.9、I.10)、水击作用的描述(见附录 F 的 F.2,2008 年版的附录 M);

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技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本文件起草单位:中石化中原石油工程设计有限公司、中海石油气电集团有限责任公司、中国寰球工程有限公司北京分公司、中国石化青岛液化天然气有限责任公司、中石油昆仑燃气有限公司。

本文件主要起草人:仝淑月、陈峰、林畅、高继峰、张超、舒小芹、毕晓星、吴仲昆、王红人、姜夏雪、赵欣、王怀飞、陈锐莹、李金光、庞涛、陈团海、吴家旭、肖丁铭、黄宇、刘以荣、赵钦、钟曦、高贤、罗珊、安东雨、范吉全、赵保才、肖立、肖峰、李光、段品佳、贾琦月、高景德、吕梦芸、张宗徐、李丽萍、孙亚娟、杨娜、刘东林、安忠敏、王雪梅、郑建华、孙娟、倪平平、刘博、任重海、娜日思、刘元宝、张瑾、李迎伟、姜良、韦建中、张喆、赵晓燕、侯茜、张传更、程静、李明、荣建丰、王夕友、孙齐、刘金岚。

本文件于 2008 年首次发布,本次为第一次修订。

# 液化天然气设备与安装

## 陆上装置设计

### 1 范围

本文件规定了天然气液化厂(LNG工厂)、LNG接收站、浮式储存设施陆上气化部分、LNG储配站、LNG调峰站和船舶LNG加注站的陆上固定设施设计、施工、运行和维护等的技术要求。

本文件适用于新建、扩建和改建的上述LNG站场。

### 2 规范性引用文件

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

- GB/T 150(所有部分) 压力容器
- GB/T 3215 石油、石化和天然气工业用离心泵
- GB/T 3216 回转动力泵 水力性能验收试验 1级、2级和3级
- GB/T 3836.1 爆炸性环境 第1部分:设备 通用要求
- GB/T 8423.3 石油天然气工业术语 第3部分:油气地面工程
- GB/T 9445 无损检测 人员资格鉴定与认证
- GB 12348 工业企业厂界环境噪声排放标准
- GB 12523 建筑施工场界环境噪声排放标准
- GB/T 12771 流体输送用不锈钢焊接钢管
- GB/T 14525 波纹金属软管通用技术条件
- GB/T 14976 流体输送用不锈钢无缝钢管
- GB/T 16507.6 水管锅炉 第6部分:检验、试验和验收
- GB 17820 天然气
- GB/T 18442.3 固定式真空绝热深冷压力容器 第3部分:设计
- GB/T 18603 天然气计量系统技术要求
- GB/T 18851.1 无损检测 渗透检测 第1部分:总则
- GB/T 19001 质量管理体系 要求
- GB/T 19204—2020 液化天然气的一般特性
- GB/T 20368 液化天然气(LNG)生产、储存和装运
- GB/T 20801(所有部分) 压力管道规范 工业管道
- GB/T 24001 环境管理体系 要求及使用指南
- GB/T 24925 低温阀门 技术条件
- GB/T 24963 液化天然气设备与安装 船岸界面
- GB/T 26978(所有部分) 现场组装立式圆筒平底钢质液化天然气储罐的设计与建造
- GB/T 32270 压力管道规范 动力管道
- GB/T 33000 企业安全生产标准化基本规范



- GB/T 35508 场站内区域性阴极保护
- GB 36894 危险化学品生产装置和储存设施风险基准
- GB/T 38753 液化天然气
- GB 39800.1 个体防护装备配备规范 第1部分:总则
- GB 39800.2 个体防护装备配备规范 第2部分:石油、化工、天然气
- GB/T 45001 职业健康安全管理体系 要求及使用指南
- GB 50011 建筑抗震设计规范
- GB 50034 建筑照明设计标准
- GB 50052 供配电系统设计规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范
- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- GB 50116 火灾自动报警系统设计规范
- GB 50183 石油天然气工程设计防火规范
- GB 50184 工业金属管道工程施工质量验收规范
- GB 50235—2010 工业金属管道工程施工规范
- GB 50236 现场设备、工业管道焊接工程施工规范
- GB 50264 工业设备及管道绝热工程设计规范
- GB 50316 工业金属管道设计规范
- GB/T 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准
- GB 50517 石油化工金属管道工程施工质量验收规范
- GB 50650 石油化工装置防雷设计规范
- GB/T 50770 石油化工安全仪表系统设计规范
- GB/T 50892 油气田及管道工程仪表控制系统设计规范
- GB 50974 消防给水及消防栓系统技术规范
- GB 51156—2015 液化天然气接收站工程设计规范
- GB/T 51257 液化天然气低温管道设计规范
- GB 51261—2019 天然气液化厂设计标准
- GB 51309 消防应急照明和疏散指示系统技术标准
- CJJ/T 148 城镇燃气加臭技术规程
- HG/T 20510 仪表供气设计规范
- HG/T 20615 钢制管法兰(Class系列)
- JB/T 12621 液化天然气阀门 技术条件
- NB/T 47013.2 承压设备无损检测 第2部分:射线检测
- NB/T 47013.3 承压设备无损检测 第3部分:超声检测
- NB/T 47014 承压设备焊接工艺评定
- SH/T 3097 石油化工静电接地设计规范
- SY/T 0043 石油天然气工程管道和设备涂色规范
- SY/T 0076 天然气脱水设计规范
- SY/T 6960 阀门试验 耐火试验要求
- SY/T 6986.1 液化天然气设备与安装 船用输送系统的设计与测试 第1部分:输送臂的设计与测试
- SY/T 7036 石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范

SY/T 7350 低温管道与设备防腐保冷技术规范  
 SY/T 7419 低温管道绝热工程设计、施工和验收规范  
 TSG Z 6002 特种设备焊接操作人员考核细则

### 3 术语和定义

GB/T 8423.3 和 GB/T 51156—2015 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1

##### **天然气液化厂 natural gas liquefaction plant**

将气态天然气加工成液化天然气的场所。

注：一般包括天然气(原料气)净化、天然气分馏、天然气液化(5.1.1)、产品储存和产品装船(车)等生产单元。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.1.7]

#### 3.2

##### **主容器 primary container**

用来盛装低温液体,并直接与低温液体接触的容器。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.24]

#### 3.3

##### **次容器 secondary container**

一般位于主容器之外,泄漏时盛装低温液体,正常运行工况下不与低温液体接触的容器。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.25]

#### 3.4

##### **薄膜罐 membrane tank**

由一个薄的钢制主容器(即薄膜)、绝热层和预应力混凝土罐体共同组成的能储存低温液体的复合结构。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.31]

#### 3.5

##### **单容罐 single containment tank**

只有一个储存低温液体的自支撑式钢制储罐,该储罐可由带绝热层的单壁或双壁结构组成,具有液密性和气密性。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.26]

#### 3.6

##### **双容罐 double containment tank**

具有液密性的次容器和建立在次容器之中的单容罐共同组成的储罐,次容器与主容器水平距离不大于 6 m 且顶部向大气开口。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.27]

#### 3.7

##### **全容罐 full containment tank**

具有液密性、气密性的次容器和建立在次容器之中的主容器共同组成的储罐,次容器为独立的自支撑带拱顶的闭式结构。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.28]

#### 3.8

##### **拦蓄堤 impounding wall**

用于构建拦蓄区的结构。

[来源:GB/T 51156—2015,2.0.16,有修改]

### 3.9

#### 拦蓄区 **impounding area**

现场用防护堤或利用地形条件圈定的用于防止液化天然气、易燃制冷剂或易燃液体事故溢出的区域。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.22,有修改]

### 3.10

#### 集液池 **impounding basin**

用于收集并短时存放事故时泄漏液化天然气的构筑物。

[来源:GB/T 51156—2015,2.0.9,有修改]

### 3.11

#### 浸没燃烧式气化器 **submerged combustion vaporizer;SCV**

以天然气做燃料,使用一个直接向水中排出高温烟气的燃烧器,高温烟气与水直接接触并激烈地搅动水,使其与换热盘管充分换热,液化天然气在换热盘管中被气化的一种整体加热气化器。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.18]

### 3.12

#### 开架式气化器 **open rack vaporizer;ORV**

用海水作为液化天然气气化热源,将海水直接喷淋在气化器的换热管束上,液化天然气在管内吸收海水热量的一种气化器。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.19]

### 3.13

#### 中间介质气化器 **intermediate fluid vaporizer;IFV**

利用一种中间介质蒸发冷凝的相变过程,将外界热源的热量传递给液化天然气,使其气化外输的复合型管壳式气化器。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.20]

### 3.14

#### 管壳式气化器 **shell and tube vaporizer;STV**

由管束和壳体构成,以封闭在壳体中管束的壁面作为传热面的间壁式换热器。

### 3.15

#### 空温式气化器 **ambient air vaporizer;AAV**

利用空气自然对流加热液化天然气使其气化或常温气体的换热设备。

## 4 安全和环境

### 4.1 一般要求

4.1.1 LNG 站场安全设计应由可行的安全和环保管理体系来控制,并根据本章要求评估站场对安全和环境的影响。

4.1.2 LNG 站场的个人风险和社会风险基准应符合 GB 36894 的规定。

### 4.2 环境影响

#### 4.2.1 环境影响评价

4.2.1.1 在项目可行性研究阶段,应对所选的站址进行初步环境影响分析;确定站址时,应进行环境影响评价工作。

4.2.1.2 应辨识站场内的所有排放物,包括废气、废水、固体废物、液体废物等,并采取措施保证不会对

人员、财产、环境等造成影响。

4.2.1.3 应建立废水和废气的环境管理及监测计划,制定处理污染物的措施及方案。

4.2.1.4 应对因项目施工和运行增加的活动进行环境影响评估,以消除、减少和限制对环境的不良影响,主要评估内容包括但不限于以下内容:

- a) 施工方案及施工期污染物排放;
- b) 交通运输方案及污染物排放(船舶运输的进出航道、LNG 槽车进出充装站的道路及外输管线工程等);
- c) 场站营运期工艺废气及燃烧烟气排放;
- d) 场站营运期污水排放;
- e) 场站营运期固体废物处置方案;
- f) 场站营运期噪声排放;
- g) 场站营运期环境风险评估。

#### 4.2.2 站场排放物

在设计过程中,应制定方案以避免和降低因设施试运行、运行及检维修所产生的排放,应明确污染物排放量及排放限值。

#### 4.2.3 排放控制

以下排放应在安全的前提下进行控制:

- a) 燃烧产物;
- b) 正常或事故气体的放空;
- c) 正常或事故气体的燃烧;
- d) 酸性气体溶剂的处理;
- e) 废汞试剂的处理(当脱汞工艺不可再生时,使用后的吸附剂应进行储存及处理,或由有资质的固体废物接收单位处置);
- f) 干燥器再生冷凝废水或来自设备的含油废水;
- g) 冷却水设备中,由于换热器泄漏产生的含烃污水;
- h) 固体废物(包括废油和含氯有机化合物);
- i) 气化器排水;
- j) 产生异味的化学品。

#### 4.2.4 火炬和放空

站场设计原则为正常工况下没有连续排放的火炬气或放空气排至火炬或放空系统。设计合理措施,确保正常运行过程中产生的废气尽可能回收,不应排至火炬或放空系统。

#### 4.2.5 噪声

站场设计应采取控制噪声的措施,以减少对暴露于站场内的人员以及站场周边社区的影响。

站场的噪声控制应满足 GB 12523 和 GB 12348 等的要求。

### 4.3 安全

#### 4.3.1 装置功能描述

应依据站场区域和工艺功能编写站场装置的功能描述,以用于危害评估。

#### 4.3.2 场址

##### 4.3.2.1 场址研究应包括：

- a) 岩土工程勘察；
- b) 地形研究,便于液体漫流和蒸汽云扩散计算；
- c) 植被研究,便于辨识植被火灾风险；
- d) 地下水位研究；
- e) 杂散电流源(源于高压电线、铁路的杂散电流等)研究；
- f) 海水水生环境和海水取排水口的研究；
- g) 海水水质和水温研究；
- h) 潮汐研究；
- i) 地震和洪水(海啸、大坝断裂等)研究；
- j) 周边基础设施勘察(工业站场、已建区域、通信设施等)。

##### 4.3.2.2 岩土勘察应包括地质勘察,确定地基下层土的地质力学特征;地质和构造调查。

##### 4.3.2.3 应对该地区地质特征进行充分细致的勘察,以对形成该地区的自然作用以及潜在的地震活动有清楚的了解。

##### 4.3.2.4 应对场地及其附近的喀斯特地形、石膏地形、冻胀黏土,溶盐沉积、土壤液化、块体移动进行更为详尽的勘察,并应评价其相互影响。

##### 4.3.2.5 场地选择时应避开不利地质。当无法避开时,应采取有效措施来解决潜在的问题。

#### 4.3.3 气候

##### 气候研究应包括：

- a) 风力和风向(飓风的频率和强度等)；
- b) 温度；
- c) 大气稳定度；
- d) 大气压变化的范围及速率；
- e) 降雨、降雪、结冰；
- f) 空气的腐蚀性；
- g) 洪水危险；
- h) 雷击频率；
- i) 相对湿度。

气候研究宜包括当地的气候变化趋势。

#### 4.3.4 地震

##### 4.3.4.1 地震分为水平地震和竖向地震。加速度应根据 GB 50011 描述为：

- a) 地震影响系数曲线；
- b) 地震影响系数最大值。

##### 4.3.4.2 应对工程场地进行地震活动概率评估,并形成储罐所在场地的地震安全性评价报告。报告中应包括对地震、海啸、滑坡和火山活动等灾害风险评估。报告中应提出储罐及周边地区的地震地面运动特性及储罐设计所需的所有地震参数。

##### 4.3.4.3 应根据场地地勘报告确定待勘察区域的范围。

##### 4.3.4.4 应对距场地以及周边的区域进行详细勘察(区域地震调查),查明是否存在断层和震源。

##### 4.3.4.5 调查对场地有影响或可能有影响的历史地震记录,并对其进行详细的研究、审查及评价。

4.3.4.6 在紧邻场地有地震断层的情况下,应对工程场地做进一步研究。

4.3.4.7 应对工程场地进行地震活动概率评估,确定下列加速度反应谱:

- a) 安全停运地震(SSE);
- b) 运行基准地震(OBE)。

4.3.4.8 发生 SSE 地震的重现期为 2 475 a(50 a 超越概率 2%),发生 OBE 地震的重现期为 475 a(50 a 超越概率 10%)。

#### 4.3.5 位置

4.3.5.1 在项目的可行性研究阶段应完成项目场地位置评价,以确保选址方案与地区发展相适应。评价至少应包括以下因素:

- a) 住宅开发;
- b) 零售及休闲发展;
- c) 工业发展;
- d) 交通基础设施;
- e) 敏感项目(学校、医院、社会福利设施、体育馆、文化设施等)。

4.3.5.2 选址后,应进行详细的场地选址评价。选址评价的方法和范围宜考虑拟建站场、周边已建和规划项目的危险物料总量和规模。

### 4.4 危害评估

#### 4.4.1 评估

##### 4.4.1.1 方法

4.4.1.1.1 危害评估可选用确定性法和(或)概率法。

- a) 确定性法包括以下步骤:
  - 1) 站场外部和内部的潜在危险源;
  - 2) 可信事件的确定;
  - 3) 后果的确定;
  - 4) 必要的降低危险性的安全改进措施。
- b) 概率法包括以下步骤:
  - 1) 站场外部和内部的潜在危险源;
  - 2) 事故场景的后果及其后果等级的确定;
  - 3) 失效概率的收集和输入;
  - 4) 事故频率或可能性的确定;
  - 5) 汇总处在任一后果级别中所有危险的频率,归类其后果的频率范围;
  - 6) 确定风险等级。

4.4.1.1.2 针对 LNG 站场的个人风险和社会风险的安全改进措施应符合 GB 36894 的规定。

4.4.1.1.3 危害评估宜以下列分析方法为基础,如:

- a) 危险和可操作性研究(HAZOP);
- b) 失效模式与后果分析(FMEA);
- c) 事件树方法(ETM);
- d) 事故树方法(FTM)。

4.4.1.1.4 设计过程的所有阶段均应进行危害评估。危害评估建议在项目的早期阶段进行。

4.4.1.1.5 可用其他危害评估方法评估站场设计的适用性,但需至少包含(包括但不限于)人员风险评估,并在站场设计和后续重大改造阶段被证明为风险可接受。

4.4.1.1.6 风险分析及其结论不应违背良好的工程设计实践。

4.4.1.2 外部危险源

宜识别可能由下列情况引起的站场外部危险：

- a) LNG 船舶以超速或大角度的方向进入泊位；
- b) 重型船舶经过泊位时与码头和/或 LNG 船舶相撞的可能性；
- c) 交通工具(船舶、车辆、飞机等)碰撞及抛射物的影响；
- d) 自然事件(雷电、洪水、地震、潮汐、冰山、海啸等)；
- e) 高能量无线电波；
- f) 由附近设施的火灾和/或爆炸引起的“次生事故”；
- g) 易燃、有毒或窒息性蒸汽云；
- h) 永久点火源,例如高压电线(电晕效应)；
- i) 靠近站场的外部不受控点火源。

4.4.1.3 内部危险源

4.4.1.3.1 液化天然气

危险源识别应包括站场内所有设备的泄漏事故场景,包括但不限于闪蒸、气溶胶的形成、液体喷射、液池形成和漫流、蒸汽气体扩散、喷射火、闪火、蒸汽云爆炸、火球、池火、压力容器爆炸和沸腾液体扩展蒸汽云爆炸。泄漏事故场景可按照下列原则确定：

- a) 危险存在的可能性；
- b) 泄漏位置；
- c) 流体物理状态；
- d) 泄漏流量和持续时间；
- e) 气象条件(风速、风向、大气稳定度、环境温度、相对湿度等)；
- f) 地面的热传导率和地貌(包括拦蓄区)；
- g) 对低温或深冷脆性敏感的钢结构；
- h) 快速相变产生的非燃烧超压。

LNG 储罐的事故场景应按表 1 确定。

表 1 不同储罐类型在危害评估中的事故场景

储罐类型	全金属或只有金属顶	预应力混凝土(包括钢筋混凝土顶)
单容罐	a	—
双容罐	b	—
全容罐	b	c
薄膜罐	—	c
低温混凝土储罐	—	c
球形储罐	a	—
地下储罐	b	c

a: 主容器失效,池火面积为拦蓄区面积;  
 b: 罐顶失效,池火面积为次容器面积;  
 c: 不考虑罐顶失效,除非在风险分析中有规定。

#### 4.4.1.3.2 其他危害

其他危害应包括：

- a) 液化石油气和重烃储存；
- b) 在多产品码头上同时装卸船；
- c) 船岸间通信条件较差；
- d) 施工和运行期间站场内的交通；
- e) 其他危险物质泄漏，尤其是易燃制冷剂；
- f) 爆炸产生的抛射物；
- g) 承压设备和蒸汽发生设备；
- h) 加热炉和锅炉；
- i) 动设备；
- j) 公用设施、催化剂及化学物质(燃料油、润滑油、甲醇等)；
- k) 液化站场进料气中的有毒气体；
- l) 电气设施；
- m) 与 LNG 站场相关的港口设施；
- n) 安保(入侵、破坏等)；
- o) 施工和维护期间的事故；
- p) 次生事故。

#### 4.4.1.4 概率计算

设备发生 LNG 和其他有害物料泄漏的频率可按 GB/T 20368 确定，也可选择数据充足并具有统计意义的企业历史数据库和修正的泄漏频率。

#### 4.4.1.5 后果计算

##### 4.4.1.5.1 溢出 LNG 的气化

4.4.1.5.1.1 应使用普遍认可并应用的模型进行计算，计算包括以下因素：

- a) LNG 泄漏流量及持续时间；
- b) LNG 组分；
- c) 地面特性(热传导、比热、密度、地形特征等)；
- d) 地面温度或水温；
- e) 气象条件(环境温度、湿度、风速等)；
- f) 大气稳定度或温度梯度；
- g) 瞬时气化现象(闪蒸，包括可能形成的气溶胶)。

4.4.1.5.1.2 模型应能确定以下内容：

- a) 液池的扩展速度；
- b) 单位时间内所浸湿的面积，尤其是最大浸湿面积；
- c) 单位时间内气化量，尤其是最大气化量。

##### 4.4.1.5.2 液化天然气蒸汽的大气扩散

4.4.1.5.2.1 LNG 闪蒸和气化产生的蒸汽云可能与地面或水面接触时，扩散计算应至少考虑下列情况：

- a) 液池直径；



- b) 蒸发速率；
- c) 蒸汽特性；
- d) 地面特性(热传导、比热、密度等)；
- e) 地面温度或水温；
- f) 气象条件(环境温度、湿度、风速)；
- g) 大气稳定度或温度梯度；
- h) 现场地形(地面粗糙度、建筑物分布等)。

4.4.1.5.2.2 扩散计算应包括可同时发生并导致超过 10% 时长的最远扩散范围的风速和大气稳定度组合。

4.4.1.5.2.3 无相关气象数据时,可按帕斯奎尔大气稳定度 F 或等效的温度梯度,风速为 2 m/s,相对湿度为 50% 计算。

4.4.1.5.2.4 模型应能确定:

- a) 扩散速度；
- b) 浓度分布；
- c) 泄漏源至可燃下限的距离。

#### 4.4.1.5.3 天然气或液化天然气的喷射释放

喷射释放源应包括排放至大气的安全阀、未点燃的火炬和放空管。宜考虑形成气溶胶的可能性。模型应能确定喷射高度和距离以及任一点的气体浓度。

#### 4.4.1.5.4 爆炸超压

计算爆炸超压的模型可采用多能法或恒速燃烧法等。

应假定混凝土储罐的半个周长区域都存在爆炸超压。

模型应能确定建筑物和混凝土储罐受到的爆炸超压值和持续时间。

#### 4.4.1.5.5 火灾辐射热

4.4.1.5.5.1 池火和喷射火的模型应包括以下因素:

- a) 池火的面积或火焰的长度；
- b) 池火或火焰的表面辐射热；
- c) 环境温度、风速和相对湿度。

4.4.1.5.5.2 辐射热计算应按同时发生并导致超过 10% 时长的最远辐射热范围的风速和大气稳定度组合。

4.4.1.5.5.3 无相关气象数据时,可按帕斯奎尔大气稳定度 F 或等效的温度梯度,风速为 10 m/s,相对湿度为 50% 计算。

4.4.1.5.5.4 模型应能确定事故状态下不同距离和高度处的辐射热。

#### 4.4.2 安全改进措施

当危害评估表明辐射热超过了限值(限值按附录 A 确定)或风险进入尽可能降低区和不可接受区时,可采取如下措施:

- a) 设置安全仪表系统、火灾及气体报警系统,从而减少事故损失(见 4.5、第 14 章和 15.1~15.5)；
- b) 加快可燃蒸汽云的稀释；
- c) 消除可燃蒸汽云内的潜在点火源；
- d) 通过降低热量传递降低蒸发率；

- e) 通过水幕、水喷雾、泡沫系统或绝热材料来减少辐射热；
- f) 通过使用泡沫或水幕降低蒸汽云扩散距离；
- g) 增大设备间距；
- h) 抗爆设计；
- i) 设置报警系统。

## 4.5 安全设计

### 4.5.1 低温设备和管道设计

管道和设备的设计压力与温度应能覆盖所有预期运行和异常情况的工况。应包括可能发生的液体冲击、气蚀、闪蒸和两相流等物理现象。

### 4.5.2 危险区划分

所有装置应符合危险区域划分要求。危险区域的划分原则应符合 GB 50058 的规定。在特定场所使用的设备,应根据 GB/T 3836.1 进行该场所危险区划分的类别选择确定。

### 4.5.3 内部超压保护

4.5.3.1 应设置超压保护安全装置,以应对所有可能引起内部超压的工况(包含火灾)。

4.5.3.2 常规安全装置(安全阀、泄放阀)的出口,宜排向火炬/放空系统或储罐。储罐和气化器安全阀的泄放,如果未排入火炬/放空系统,则应排放至安全位置。

4.5.3.3 若将低压和高压泄放至同一系统,应避免背压过高。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。

### 4.5.4 紧急泄压

4.5.4.1 宜设置泄压系统以实现以下目的:

- a) 降低内压；
- b) 减少泄漏的程度；
- c) 避免盛有 LNG、烃类冷剂或纯气相的压力容器和管线因外部辐射而发生破裂。

4.5.4.2 高压设备的泄压装置应使一个或多个设备的压力实现迅速下降。所泄放的气体应送到火炬系统,火炬系统应能处理泄压产生的低温工况。

4.5.4.3 应设置可在控制室及其他远程位置触发关闭或自动关闭的切断阀,将某个工艺单元隔离为几个子系统,以及实现敏感设备的有效隔离。通过隔离限制烃类进入火灾区域,使站场仅进行局部泄压。

### 4.5.5 系统设置

应设置安全仪表系统、火灾及气体检测系统,对危险事件进行适当的识别、传达和响应。

### 4.5.6 本质安全

4.5.6.1 本质安全保护原则应包括:

- a) 将泄漏的 LNG 限制在站场内,尽可能降低蒸汽云扩散出站场围墙的风险；
- b) 尽可能降低火灾在站场不同区域间蔓延的可能性；
- c) 通过设置防火分区、增加间距、设置切断阀减少隔离系统危险介质量来降低火灾损失。

4.5.6.2 建议优先采用本质安全设计。

4.5.6.3 本质安全措施详见 14.1。

#### 4.5.7 被动保护和脆裂保护

4.5.7.1 被动保护和脆裂保护应包括以下措施：

- a) 针对在火灾事故中可能受到影响的设备和主体结构支撑,应采取减小事故升级的危险、保护事故救援人员的措施；
- b) 保护主体结构构件免受低温飞溅脆性破坏和由此导致的整体坍塌。

4.5.7.2 被动保护措施详见 14.2。

#### 4.5.8 主动保护

应设置控制和应对紧急情况的设备和系统。

主动保护设备和系统应符合 14.5 的要求。

#### 4.5.9 其他安全措施

站场的设计宜消除或降低事故发生的后果和频率。其他安全措施包括：

- a) 在设备维护和气象条件允许的情况下,宜将含有可燃流体的装置和设备布在空旷处；
- b) 适度的管道柔性以适应所有操作条件；
- c) 除适当考虑试车、隔离、检修的需求外,宜减少管线上法兰接头的使用,首选焊接阀门。法兰的安装方位布置宜使泄漏发生时喷射流不会冲击附近的设备；
- d) 储罐罐顶安全阀的尾管高度和位置应根据尾管排放气可能出现的喷射火辐射热影响范围进行核算；
- e) 设计压力应在操作压力之上留有足够余量,以减少安全阀的起跳频率；
- f) 应使用潜液泵或高可靠性集装式密封的非潜液泵；
- g) 对表面镀锌设备及设施的布置,宜采取措施避免火灾时锌污染奥氏体不锈钢管道和设备；
- h) 在钢和铜设备上方安装锌和铝设施时,应采取措施对钢制或铜制设备进行保护；
- i) 对于装有易燃液体的压力容器,切断阀的布置宜靠近液相出口的管口,但应安装在容器裙座外侧。切断阀应能够在安全地点远程操作,或通过安全仪表系统进行自动操作(见 15.3)。

#### 4.5.10 拦蓄堤和集液池

4.5.10.1 LNG 站场拦蓄堤和集液池距站场界区外设施的隔热距离应符合 GB 50183 的规定。

4.5.10.2 LNG 站场拦蓄堤和集液池的天然气管蒸汽云扩散隔离区应符合 GB 50183 的规定。

4.5.10.3 LNG 站场集液池应设置高倍数泡沫灭火系统或其他抑制天然气蒸发的措施。应采取措施避免拦蓄堤和集液池内的 LNG、易燃液体排入站场内的公共排水系统。

#### 4.5.11 抗震设计分类

4.5.11.1 站场的设计应在发生 OBE 地震后进行简单修复即可恢复运行。

4.5.11.2 以下系统应能抗震(从 OBE 到 SSE)：

- a) 断裂可能会对装置产生危险的系统；
- b) 运行时要求保持最低安全等级的保护系统。

4.5.11.3 站场系统及其组件应按照附录 B 进行重要性分类。

4.5.11.4 具有安全功能或通常有人值守的建筑,应确保在发生 SSE 地震时仍可保持整体结构的完整性。供热、通风和空调的设计应满足它所处的建筑物的等级标准。

## 5 液化装置

### 5.1 构成

液化装置通常指天然气液化厂和 LNG 调峰站内的工艺系统,由天然气净化、液化和 LNG 储存等构成。

### 5.2 天然气净化

5.2.1 当原料气中含有  $\text{H}_2\text{S}$  或  $\text{CO}_2$  时,宜采用混合胺或活化胺作为吸收剂进行脱除,脱除后  $\text{CO}_2$  含量应小于  $50 \times 10^{-6}$  (体积分数), $\text{H}_2\text{S}$  含量应小于  $3.5 \text{ mg/m}^3$ ,同时总硫含量应小于  $20 \text{ mg/m}^3$ 。

5.2.2 脱水宜采用 3A 或 4A 分子筛作为吸附剂,脱水后气体的水含量应小于  $1 \times 10^{-6}$  (体积分数),分子筛脱水装置设计应符合 SY/T 0076 的规定。

5.2.3 脱汞宜采用载硫活性炭或载银分子筛作为吸附剂,脱汞装置出口的天然气汞含量应低于  $0.01 \mu\text{g/m}^3$ 。

5.2.4 原料气中含有重烃( $\text{C}_5$  及以上)时,为避免天然气液化装置发生冻堵,应设置脱除设施。脱除后天然气中重烃( $\text{C}_5$  及以上)含量不宜大于  $0.1\%$  (体积分数)。

5.2.5 原料气中氧气含量超过  $0.1\%$  (体积分数)时,应设脱氧装置,且应在脱氧装置后的管道和容易积聚氧气的设施上设置在线氧气分析仪,氧分析仪应具有氧气浓度检测报警功能。

### 5.3 天然气液化

5.3.1 LNG 质量指标应符合 GB/T 38753 的规定。

5.3.2 应根据原料气中氮气组分含量和 GB/T 38753 中对 LNG 指标的要求,在天然气液化过程中设置脱氮设施。

5.3.3 液化装置的主换热器可采用绕管式换热器或板翅式换热器;对可能因冷冻而产生堵塞的设备和管道,应采取防冻和解冻措施。

5.3.4 制冷剂压缩机采用有油润滑的往复式或螺杆式机组时,应设置除油设施,且除油精度与压降应满足后序工艺要求。

5.3.5 制冷剂压缩机采用燃气轮机驱动时,宜考虑环境空气温度对燃气轮机效率的影响。

5.3.6 选择燃气轮机驱动时,宜考虑燃气轮机废气余热回收。

### 5.4 储存

LNG 储存应符合第 6 章的规定。

烃类制冷剂一般常温储存,乙烯、液氮应低温储存。制冷剂储存应符合 GB 51261—2019 中 7.5 的规定。

## 6 储存系统

### 6.1 一般要求

立式圆筒形平底 LNG 储罐的设计和建造应符合 GB/T 26978(所有部分)的规定。

### 6.2 储罐类型

储罐的类型见附录 C,其他型式储罐应符合 6.3 的规定。

### 6.3 设计原则

#### 6.3.1 概述

设计压力高于 50 kPa 的储罐应符合 GB/T 150(所有部分)和 GB/T 18442.3 等相应压力容器设计规范的要求。LNG 储罐的设计应符合以下基本要求:

- a) 安全储存 LNG;
- b) 确保气密性;
- c) 安全装卸 LNG;
- d) 安全释放 LNG 蒸发气;
- e) 防止空气和水蒸气进入罐内,真空补压除外;
- f) 防止结霜,减小热损;
- g) 能抵抗内、外部因素引起的破坏;
- h) 在设计压力范围内安全操作;
- i) 在设计寿命内能够承受多次的冷热交变。

#### 6.3.2 流体密封

6.3.2.1 储罐在正常运行工况下应密封完好。

6.3.2.2 在危害评估中应详细说明外部超载(冲击损害、热辐射和爆炸时的抗泄漏能力)。

6.3.2.3 应通过连续焊接板、薄膜或加强预应力低温混凝土来保证 LNG 主容器的密封性。

6.3.2.4 LNG 次容器的密封性应通过下列方式保证:

- a) 连续焊接板;
- b) 带内衬混凝土;
- c) 预应力系统;
- d) 其他合适的材料。

6.3.2.5 暴露于大气的储罐外层(金属或混凝土)设计应防止渗水,包括地表水、消防水、雨水或空气水蒸气。

6.3.2.6 双容罐和全容罐次容器的设计应满足下列要求:

- a) 金属次容器应为低温容器;
- b) 预应力混凝土次容器,其预应力钢筋应满足泄漏后最大静水压力和温度的共同作用。计算时假定内表面的温度为 LNG 的温度;如果需要也包括绝热层;
- c) 应能承受 GB/T 26978(所有部分)规定的荷载工况。如果次容器损坏,应限制损坏尺寸以防止破坏主容器。

6.3.2.7 对于混凝土承台与罐壁刚性连接的混凝土次容器,应预设一个热角保护系统,防止在该连接区域出现不受控制的开裂。该热角保护系统的设计应符合 GB/T 26978(所有部分)的要求。

#### 6.3.3 储罐连接

6.3.3.1 储罐管口应能承受管道施加的荷载。储罐接管应满足以下要求:

- a) 开口不应引起过多的热量输入;
- b) 宜考虑开孔处的热位移,如有必要,储罐管口应补强,外部管道设计应采取热补偿措施以减小对管口施加的荷载;
- c) 不宜在内罐、外罐的罐壁及罐底开孔;
- d) 应设置氮气接头以便吹扫环隙空间。

6.3.3.2 储罐罐壁及罐底无开孔,应选用罐内潜液泵。罐顶应设置泵井平台及吊装设备,以便维修时将泵吊出。

6.3.3.3 储罐连接应防止虹吸现象。

#### 6.3.4 绝热

6.3.4.1 绝热材料宜从 GB/T 19204—2020 所列材料中选择。

6.3.4.2 所安装的绝热系统不应腐蚀或损坏承压组件。

6.3.4.3 罐底绝热应安装在主容器底板之下以减少基础上的热传递。如需加热,加热量应最小。

6.3.4.4 罐底绝热应能承受 GB/T 26978(所有部分)中规定的荷载组合作用。

6.3.4.5 宜考虑组件的热膨胀,保护安装在主容器外面的绝热材料(膨胀珍珠岩)以防沉降。如通过弹性毡来吸收主容器径向变化的方式进行调整。

6.3.4.6 薄膜罐的绝热层应能承受静液压荷载。

6.3.4.7 球罐外部绝热,不应受内部液压或机械作用的影响。

6.3.4.8 外部绝热应通过增加保护层和安装汽密封来防潮。暴露在外的绝热材料应不可燃。

6.3.4.9 绝热质量应达到要求,即大气温度大于或等于 5 °C 的情况下,储罐外表层任一点不低于 0 °C。绝热层厚度计算应包括但不限于大气、土壤等因素。无气象资料时,可使用以下资料:

a) 地上储罐的情况:

- 1) 风速为 1.5 m/s;
- 2) 大气温度为 5 °C。

b) 地下储罐的情况:

- 1) 对罐顶,同地上储罐;
- 2) 加热系统宜考虑绝热层的老化。

#### 6.3.5 操作作用

6.3.5.1 LNG 储罐应能承受 GB/T 26978(所有部分)中所规定的荷载组合作用及下列因素产生的影响:

- a) 最初冷却和加热到环境温度;
- b) 充装和排空循环。

6.3.5.2 应说明储罐在冷却和加热操作期间所能抵抗温度变化的最大变化率。

6.3.5.3 对自支撑钢制储罐,主容器应能承受操作阶段所有可能出现的最大压差。

#### 6.4 设计通则

6.4.1 储罐结构的设计应能承受 GB/T 26978(所有部分)中所规定的荷载组合作用,并满足以下要求:

- a) 在正常情况以及老化、位移、沉降和振动的情况下均能正常运行;
- b) 对抗疲劳失效有足够的安全性;
- c) 在局部损坏的情况下具有延展性、防止裂缝扩展、整体结构安全可控;
- d) 避免集中应力发生;
- e) 便于状态监测、维护和修理。

6.4.2 应基于与整体结构安全性有关的各构件的重要性来确定制造、试验和控制要求。

#### 6.5 基础

6.5.1 基础的设计应确保不均匀沉降符合 GB 51156—2015 的规定。

6.5.2 为了避免冻胀,储罐可使用高桩承台基础或在承台中设置加热系统。如采用承台中设置加热系

统,加热设施应可在线更换及维修,要求加热设施有 100% 的冗余。

6.5.3 基础设计应依据地震安全评估报告和岩土工程勘察报告。

6.5.4 为降低地震影响可设置隔震支座。隔震支座可更换而无需对储罐清空。承台可高架、置于地上、半埋或埋于地下。

6.5.5 当承台高架时,所留空间应充足,便于空气自然流通,承台下表面温度与大气温差不超过 5℃。宜在承台底部安装可燃气体探测器,监测 LNG 泄漏。

6.5.6 建在岩石上的球罐,地面排水良好且绝热层与岩石之间的空间适宜通风或吹扫,无需设加热系统。

## 6.6 现场仪表

### 6.6.1 概述

6.6.1.1 仪表设置应满足储罐安全可靠的试运行、运行、生产维护和停运要求。仪表至少包括以下内容:

- a) 液位指示器或开关;
- b) 压力指示器或开关;
- c) 温度指示器或开关;
- d) 密度指示器(采取 GB/T 19204—2020 中防翻滚措施的调峰设施除外)。

6.6.1.2 为确保测量的可靠性,仪表设置应符合下列规定:

- a) 在线维护;
- b) 设置足够的冗余;
- c) 设置具有安全功能(压力、LNG 液位等)的联锁用检测仪表;
- d) 测量数据和报警应能远传至中央控制室。

### 6.6.2 液位

储罐应设置液位监控和联锁保护设施,以防止储罐发生溢流。仪表设置应符合下列规定:

- a) 每个储罐至少应设置两个液位计用于连续测量液位,每个液位计均应设有高液位报警、高高液位报警及停机联锁;
- b) 每个储罐应设置一个高高液位检测仪表,该仪表应独立于上述连续测量液位计;液位高高信号应触发进料管道与循环管道上的进料泵与阀门的 ESD 动作。

### 6.6.3 压力

储罐应设置压力测量仪表,仪表设置应符合下列规定:

- a) 储罐应设置压力连续测量仪表。
- b) 储罐应设置独立于压力连续测量仪表、具有安全功能的高高、低低压力检测仪表,压力高高、低低联锁应能触发相关 ESD 动作。
- c) 应独立设置检测过低压(真空)仪表。检测到真空后,应停止蒸发气压缩机和泵,并设置自动控制注入气体消除真空设施。
- d) 如果绝热层不与主容器接触,应在绝热层和主容器之间安装差压传感器或者在绝热层内安装独立的压力传感器。

### 6.6.4 温度

储罐应设置温度测量仪表,仪表设置应符合下列规定:

- a) 设置多点平均温度计检测不同层面物料温度,按照储罐有效高度范围内每 2 m 等间距平均布置的原则确定测温点数;
- b) 设置多点温度计测量蒸发气空间温度;
- c) 设置多点温度计测量主容器壁和底部的温度;
- d) 设置多点温度计测量次容器罐壁和罐底的温度(拦蓄区除外)。

### 6.6.5 密度

使用密度测量系统监测全液体高度的密度。当超过设定值时,该系统应发出报警信号,警示操作人员,并应采取防止翻滚措施。密度测量系统与液位测量系统应相互独立。

## 6.7 压力和真空保护

### 6.7.1 一般要求

蒸发气管路设计和安全阀选型应符合附录 D 中所定义的各种参比流量,逐罐对这些流量进行分析计算。储罐的操作压力 and 设计压力之间应设置足够余量,以避免不必要的放空。

### 6.7.2 蒸发气

除了利用再液化或压缩的方式对蒸发气进行回收,储罐的气相空间应可通过与之相连的火炬或放空管、安全阀甚至爆破片,排放下列可能的组合工况所产生的蒸发气量:

- a) 储罐、设备漏热以及冷循环导致的气化;
- b) 以最大速率进料时的空间置换,或装船/车时从船/车方返气;
- c) 进料时的闪蒸;
- d) 大气压变化(见 D.6);
- e) 减温器中 LNG 的气化;
- f) 潜液泵冷循环;
- g) 翻滚。

### 6.7.3 安全阀

储罐应设置安全阀(按  $n+1$  备用原则设置并安装)直接排向大气。不能直接排向大气时,安全阀应排向火炬管网或放空系统。最高操作压力下安全阀的最大排放量,为火灾工况下由于热量输入而产生的排放量,或者是下列可能的组合工况所产生的排放量:

- a) 热量输入引起的气化;
- b) 充装时的置换;
- c) 充装时的闪蒸;
- d) 大气压变化(见 D.6);
- e) 潜液泵冷循环;
- f) 控制阀失效;
- g) 翻滚(无防翻滚监测设施时)。

### 6.7.4 爆破片

6.7.4.1 安全阀或火炬/放空系统的设计未考虑翻滚工况时,管道应安装爆破片或爆破片替代设施。

6.7.4.2 爆破片宜作为储罐的最后一道超压保护设施,通过暂时牺牲储罐的气密性以保持其完整性。

6.7.4.3 爆破片的设计应满足:



- a) 失效后可在线更换；
- b) 碎片不会落入储罐内；
- c) 碎片不会损坏储罐的其他任何部件。

6.7.4.4 爆破片破裂应触发蒸发气压缩机自动停车。

6.7.4.5 应配备检查爆破片完整性的手段。

## 6.7.5 真空

### 6.7.5.1 一般要求

为了防止储罐超过负压允许极限,应及时自动关停罐内泵及 BOG 压缩机、及时补入天然气或氮气,或开启真空安全阀。

由于空气进入储罐形成可燃性混合物,真空安全阀应仅作为防止造成储罐永久性损坏的最后手段。

### 6.7.5.2 补气系统

可采用自动补气的方式避免储罐压力过低(见 6.6.3)。

### 6.7.5.3 真空安全阀

储罐应设置真空安全阀(按  $n+1$  备用原则设置并安装)。处于最大负压时的空气补入量,为下列可能的组合工况发生时需补入流量的 1.1 倍:

- a) 大气压变化；
- b) 罐内泵全流量运行；
- c) BOG 压缩机全流量运行；
- d) LNG 注入储罐气相空间。

## 6.8 拦蓄区

### 6.8.1 一般要求

6.8.1.1 对圆筒简单容罐和球罐,应设置单独的拦蓄区来收集全部泄漏的 LNG。

6.8.1.2 对地下罐,地质条件符合 6.3.2 和 4.4.1.5 要求的前提下可用作拦蓄区。

6.8.1.3 双容罐和全容罐的外罐具有拦蓄堤功能,不需单独设置拦蓄区。

### 6.8.2 材料

拦蓄系统的材料应能够阻止 LNG 渗漏。

### 6.8.3 排水

LNG 拦蓄区可能聚集雨水或消防水,应设有排水措施。

应设置雨水排水设施,并采取防止泄漏的 LNG 进入雨水系统的措施。当探测到集液池内有 LNG 时,不应启动泵。

### 6.8.4 拦蓄能力

6.8.4.1 拦蓄区的有效容积不应小于单座最大储罐储存容量的 110%。

6.8.4.2 拦蓄区应确保在任何情况下不发生溢顶。

6.8.4.3 当拦蓄堤与单容罐距离超过 15 m 时,宜考虑在拦蓄区内设置集液池。集液池应能收集拦蓄区内 LNG 管道泄漏或溢流管道的液体。设计原则如下:

- a) 集液池的容积应大于管道破裂维修期间溢出 LNG 液体量。
- b) 集液池应露天布置。
- c) 集液池的设计应能减缓 LNG 蒸发。

## 6.9 安全设施

### 6.9.1 防翻滚

包括但不限于：

- a) 6.10.2 所述的充装系统；
- b) LNG 循环系统；
- c) 储罐蒸发速率监测；
- d) 不同液位处的温度/密度监测；
- e) 避免在同一储罐中储存气质差异明显的 LNG；
- f) 采用与 LNG 密度相适应的充装方式；
- g) 循环储罐内的 LNG,防止分层。

### 6.9.2 防雷保护

储罐防雷保护应符合 13.2 的要求。

### 6.9.3 可靠性及结构监测

#### 6.9.3.1 可靠性

储罐可靠性级别应符合 6.4 的要求。

#### 6.9.3.2 结构监测

应设置用于检测结构总体(包括基础)状况的设施。

#### 6.9.3.3 温度传感器

##### 6.9.3.3.1 需设置三套温度传感器。

- a) 设置在主容器外壁及底部,用于监测温度的升降(薄膜罐除外)。
- b) 设置在绝热层(壁部及底部)的暖侧,用于泄漏监测及绝热层性能监测(比如由于绝热材料沉降造成绝热层性能下降)。
- c) 设置在混凝土承台或支撑物的外表面,用于监测温度梯度。

##### 6.9.3.3.2 全容罐混凝土外罐的外表面可设置温度监测。

6.9.3.3.3 控制室应记录所有温度传感器的参数,泄漏一经确认应发出警报。传感器的布置应确保能探测到任何泄漏、并监测温度梯度。

#### 6.9.3.4 加热系统控制

当储罐采用加热系统时,应连续记录温度和系统能耗。

#### 6.9.3.5 沉降监控

应设置基础沉降监测系统。

#### 6.9.3.6 主容器泄漏探测

对绝热层和主容器没有接触的储罐,应在绝热层内设置氮气循环系统。通过探测吹扫出的氮气中

烃的浓度从而监测主容器的密封性。

#### 6.9.3.7 储罐外部泄漏及火灾探测

采用探测器的型式及其安装位置应符合 15.4 的规定。

### 6.10 储罐管路

#### 6.10.1 预冷系统

应设置预冷系统对储罐进行预冷。可以采用喷头或穿孔的环管。

#### 6.10.2 充装管道

储罐应设置顶部及底部进料口。底部进料管应采取使进料能与罐内 LNG 充分混合的措施。

### 6.11 储罐间距

储罐间的最小间距应与危害评估与 4.4 一致。

### 6.12 试运和停运

用于试运和停运操作的设施应在设计阶段予以明确：

- a) 排凝回路设计应便于置换和完全干燥,特定的绝热空间也要考虑到。应为监测相应参数而设置取样设施；
- b) 在绝热层直接与储罐的气相空间直接相通的情形,应为这一空间的吹扫和置换采取措施；
- c) 预冷管道应按 6.10.1 的规定设计；
- d) 自支撑主容器应安装足够的温度传感器以精确监测空间及时间梯度(见 6.6.4 和 6.9.3.3)；
- e) 应设置压力平衡设施以防主容器出现过度的负压(见 6.6.3)。在试运及停运期间,应对(主容器内外)实际的差压进行监测。

### 6.13 试验

立式圆筒型储罐试验宜符合 GB/T 26978(所有部分)的要求。

## 7 液化天然气泵

### 7.1 一般要求

7.1.1 本章规定了 LNG 离心泵(以下简称 LNG 泵)及其驱动机、辅助设备在设计、制造、安装、试验、运行和维护等方面的最低要求。

7.1.2 站场区域内 LNG 泵设计、安装和运行应满足 GB 51156—2015 的安全技术要求和 4.5 的安全要求。

7.1.3 LNG 泵设计、制造和试验应按 GB/T 3215、GB 51156—2015 和 GB/T 3216 的规定执行,同时应满足附录 E 的要求。

7.1.4 当泵的电机配套变频器调节泵的运行转速时,宜按 GB/T 21209、GB/T 22720.1、GB/T 22720.2 和 GB/T 34123 的规定执行,并应进行电磁兼容性和谐波对供电网络影响研究。

### 7.2 材料

LNG 泵宜选用 GB/T 19204—2020 和 GB/T 3215 推荐的材料,同时考虑不同材料之间的匹配和兼

容性；也可以使用制造商推荐的能够证明其适用的其他材料，并说明替代材料的化学成分、机械性能等指标。

### 7.3 具体要求

7.3.1 每台 LNG 泵应配置单独的阀门，以便于泵维修时的隔离、排净和吹扫。

7.3.2 并联运行的 LNG 泵应配置出口止回阀，并采取措施防止对止回阀的水击。

7.3.3 应配置最小回流阀，避免泵在最小连续流量下运行。

7.3.4 在 LNG 泵罐和泵井内安装的泵，应配置排气管线或具备排气功能。

7.3.5 LNG 泵宜配置状态检测设施，如振动检测、低电流保护等。

7.3.6 LNG 泵罐和泵井内布置的泵应有吹扫、排液和隔离措施。若泵安装在深坑内，应采取措施确保泵停运期间能够排凝和排气。

### 7.4 检验和试验

应按附录 E 进行检验和试验，以验证泵在全工况下的可操作性。

## 8 液化天然气气化

### 8.1 一般要求

#### 8.1.1 功能

气化器的功能是气化和加热 LNG，加热后的天然气温度应高于烃露点且不低于 0℃。

#### 8.1.2 材质

8.1.2.1 按 GB/T 19204—2020 中第 5 章规定的 LNG 特性，选择适用于 LNG 的材料。气化器应采取下列两种结构之一：

- a) 材质与加热流体相匹配（无锈蚀或腐蚀），应对热流体的特性进行具体说明；
- b) 在与加热流体相接触的部件上设置保护涂层。

8.1.2.2 材料应相互匹配，开架式气化器的换热管采用铝合金，LNG 管道采用奥氏体不锈钢。

8.1.2.3 应进行瞬态分析，以核查气化器下游管道的冷扩散风险（见 8.3.2.5）。

#### 8.1.3 天然气回路

8.1.3.1 在气化器出口处，应依据下列情况，考虑气化器出口可能出现的最低温度选择管道材质，取决于下列情况：

- a) 自动关闭隔离阀的温度设定值；
- b) 关阀时间；
- c) 温度稳定前的热传导；
- d) 气体膨胀造成的温降。

8.1.3.2 气化器出口管道隔离阀在气体温度低于设定值时应关闭，隔离阀及其上游管道应采用奥氏体不锈钢；隔离阀下游管道应能承受在关阀前可能出现的最低温度。

#### 8.1.4 保护层

8.1.4.1 当气化器设置保护层（涂料、金属喷涂、镀锌等）保护气化器免受加热流体的化学腐蚀或物理侵蚀时，该保护层在 LNG 温度下与加热流体的最高温度状况下应保持稳定。

8.1.4.2 应根据运行条件(流速、温度、组分、使用时间)规定涂层的最大损失率。

8.1.4.3 气化器使用表面保护层时,制造厂家应提供修复或替换保护层的下列方法。

- a) 气化器保护层翻新方案;
- b) 在线喷砂、上漆或金属喷涂;
- c) 进行简单的组件拆卸以便可以在车间进行,不间断其他设备的运行;
- d) 翅片应易于接近以便能够使漆或镀金属厚度均匀(注意弯曲处的底部及翅片根部的喷漆和镀层质量);
- e) 制造厂家应明确说明气化器不能更新的保护层部件,其应易于拆卸与更换。

8.1.4.4 制造厂家应提供保护层的维护说明。

### 8.1.5 安全阀

8.1.5.1 开架式气化器、中间介质气化器、浸没燃烧式气化器、空温式气化器安全阀的泄放能力应符合 GB 51156—2015 的规定。

8.1.5.2 任何可以被隔离(堵塞)的其他类型气化器应至少设置一套安全阀,安全阀额定排量应采用下列规定计算:

- a) 在工作温度下,气化段充满 LNG;
- b) 该段隔离阀关闭且密封完好;
- c) 加热系统(加热流体、水浴等)仍以最大功率运行(加热介质处在最高可能温度和最大流量状态);
- d) 总传热系数未知时,应按清洁运行(零污垢热阻)和额定 LNG 流量考虑传热系数。

### 8.1.6 稳定性

气化器应在操作工况范围内稳定运行且无振动。

### 8.1.7 性能数据

制造厂家应明确气化器的下列性能值:

- a) 最小和最大流量;
- b) 最低出口温度;
- c) 最大压降;
- d) 最大燃气流量或最大加热介质流量及功率要求;
- e) 额定负荷下的最低压力;
- f) 公用工程消耗量。

## 8.2 设计条件

### 8.2.1 作用

气化器的设计应包含下列作用:

- a) 永久作用:自重,若有连接设备应包括连接设备质量;工作压力;热应力;
- b) 可变作用:测试压力;冷却瞬态热应力(冷却应力);风雪对没有安装在棚下的单元的作用(风雪);操作基础地震(OBE)。

### 8.2.2 组合作用

作为最低要求,气化器设计应承受表 2 中所规定的同时发生的组合作用。

表 2 同时发生的组合作用

设计条件	永久与可变作用组合						
	质量	压力试验	运行压力	冷却应力	热应力	风雪	OBE
试验	×	×	—	—	—	×	—
冷却	×	—	×	×	—	×	—
正常运行	×	—	×	—	×	×	×

注：“×”表示应计入该作用，“—”表示无要求。

### 8.3 气化器

#### 8.3.1 性能参数

LNG 气化器设计应按表 3 的规定,提供不同设备类型对应的参数和范围。

LNG 气化器制造商应确认各项设计参数。

表 3 LNG 气化器设计参数

设计参数		开架式 气化器	管壳式 气化器	常压水浴 式中间介 质气化器	强制流式 中间介质 气化器	冷凝式中 间介质气 化器	浸没燃烧 式气化器	空温式 气化器	
基本参数	中间流体流量最大、最小值	—	—	—	×	—	—	—	
	中间流体压力最大、最小值	—	—	—	×	—	—	—	
	总流量的最大、最小值	×	×	×	×	×	×	×	
	公用工程的最大消耗量	—	—	—	—	—	×	—	
	加热流体的最低温度	×	×	×	×	—	×	—	
	加热流体的最高温度	—	—	×	×	—	—	—	
	气化气体的最小出口温度	×	×	×	×	×	×	×	
	LNG/NG 压降	×	×	×	×	×	×	×	
操作 参数	公用 工程	最低空气温度、风速、湿度	—	—	—	—	—	—	×
		水入口最低温度	×	×	×	—	—	—	—
		水流量	×	×	—	—	—	—	—
		水出口温度	×	×	×	—	—	—	—
		燃料气体压力、温度、组成	—	—	—	—	—	×	—
		水质分析	×	×	×	—	—	×	—
		中间流的压力范围	—	—	—	×	×	—	—
		中间流的类型	—	—	×	×	×	—	—
		公用工程界区极限条件	×	×	×	×	×	×	×
加热方式	—	—	×	×	×	—	—		

表 3 LNG 气化器设计参数 (续)

设计参数		开架式 气化器	管壳式 气化器	常压水浴 式中间介 质气化器	强制流式 中间介质 气化器	冷凝式中 间介质气 化器	浸没燃烧 式气化器	空温式 气化器
操作 参数	LNG	加热曲线	×	×	×	×	×	×
		热负荷	×	×	×	×	×	×
		入口及出口温度	×	×	×	×	×	×
		入口及出口压力	×	×	×	×	×	×
		组成	×	×	×	×	×	×
		质量流量	×	×	×	×	×	×
	其他	最短启动时间	×	×	×	×	×	×
注：“×”表示供应商应提供和确认的参数，“—”表示无要求。								

### 8.3.2 开架式气化器

#### 8.3.2.1 一般要求

8.3.2.1.1 开架式气化器设计不应受风、雪、雨等不利环境条件影响,应设置挡风板。

8.3.2.1.2 设计正常使用工况应包括以下可变因素:

- a) 海水分配不均造成的热应力;
- b) 气化器结冰高度达到换热管长度的一半且结冰厚度达到 10 cm。

#### 8.3.2.2 海水分配

海水分配设计应保证换热管任何部位、换热管间均匀分布,防止换热管因海水分配不均造成变形。

海水分配设计应易于维护及清洁,应在设备不停车条件下采用喷水、压缩空气吹扫、人工刷管的方式完成海水分配设施清洁。

#### 8.3.2.3 LNG 和 NG 管道

应对 LNG 入口管道、NG 出口管道进行应力分析,保证管道处于正常位移范围且接口处荷载最小。

#### 8.3.2.4 LNG 分配

气化器平行流道内 LNG 应均匀分配,宜采用歧管型汇管,每根换热管入口设置限流,保证每个换热单元中的 LNG 流量分配均匀。

#### 8.3.2.5 工艺安全控制

8.3.2.5.1 气化器应基于以下原则设置气化器气体出口温度阈值和水流量工艺控制要求,达到安全操作,形成报警及安全联锁的基本原则。

8.3.2.5.2 当气体出口温度低或水流量低时,气化器应能自动隔离。应设置气体出口阀门关闭时间,以防止低温超过瞬态热分析(见 8.1.2)定义的极限值。应设置不低于以下气体出口温度的典型值:

- a) 0 °C,报警;
- b) -5 °C,安全停车设施动作停止 LNG 流入。

8.3.2.5.3 当最低环境温度低于停车临界值时,通过人工控制启动气化器。

8.3.2.5.4 应设置流量传感器等监测设施自动监测水流量,防止水流量不足。

### 8.3.2.6 气化器棚

如果修补气化器翅片管涂层需要拆卸组件,则气化器土建结构框体设计应满足拆卸检修空间要求,如有顶盖应是可移动型。框体的墙面应能阻止水向外喷溅,最终应流入低处储水池或排水池中。

墙面应设置检查窗口以便运行时能进行观察。

### 8.3.2.7 供水回路

水循环回路(泵、管网、水加热、加氯)应满足 9.1.4 有关海水供应系统内容的要求。

### 8.3.2.8 水质

气化器用水水质应满足换热管材质的使用要求,水中铜离子( $\text{Cu}^{2+}$ )含量不宜大于  $10 \mu\text{g/L}$ ,汞离子( $\text{Hg}^{2+}$ )含量不宜大于  $0.5 \mu\text{g/L}$ 。

当水中含有细小的固体颗粒时,制造商应推荐合适的措施保护设备,宜采用水过滤、除海生物设施等。

## 8.3.3 管壳式气化器

8.3.3.1 应对水的流量及温度进行控制。

8.3.3.2 气化器运行管表面的温度应高于  $0^\circ\text{C}$ ,以避免结冰。因非正常条件造成的水流不足,应减少或停止 LNG 流入,必要时应将水从热交换器的壳程排出。应定义气体出口温度阈值,其典型值为:

- a)  $+15^\circ\text{C}$ ,报警;
- b)  $+10^\circ\text{C}$ ,安全停车设施动作停止 LNG 流入。

8.3.3.3 水流量应由温度控制。为了避免阻塞,应增设水流量传感器,当水流量不足时应停止 LNG 流入。

## 8.3.4 中间介质气化器

### 8.3.4.1 常压水浴式中间介质气化器

8.3.4.1.1 气化器系统通过水浴温度进行控制。若使用外部泵强制水循环,则控制应包括该泵的故障造成单元停车。应定义气体出口温度阈值,其典型值为:

- a)  $+15^\circ\text{C}$ ,报警;
- b)  $+10^\circ\text{C}$ ,停车。

8.3.4.1.2 水浴的温度应通过热量供应来控制。在没有热量供应的情况下,应停止 LNG 流入。

### 8.3.4.2 强制流式中间介质气化器

气化器系统通过中间介质的流量及温度进行控制,根据中间介质的物理性质设置报警及停车的典型值。

采用 LNG 气化后的出口温度控制中间介质循环的流量。在中间介质循环不正常的条件下,应停止 LNG 流入。

### 8.3.4.3 冷凝式中间介质气化器

气化器系统通过温度进行控制。LNG 与中间介质换热后气化。报警及停车功能应取决于中间介



质的物理性质及设备设计条件。气化器出口 LNG 气化后的温度控制器应根据系统热源设置控制动作。

### 8.3.5 浸没燃烧式气化器

#### 8.3.5.1 腐蚀

气化器的材料选择和设计应避免腐蚀。应定期监测水的 pH 值以避免腐蚀。

排气烟囱、支撑等碳钢组件的设计应采取防腐措施避免潜在的酸性环境造成腐蚀。

#### 8.3.5.2 控制和安全

8.3.5.2.1 宜使用可编程控制器。

8.3.5.2.2 控制燃烧器运行的参数是天然气出口温度,水浴温度应在防止换热管结冰的前提下足够低以提高能效。

8.3.5.2.3 燃烧器自动控制系统通过燃料气和空气的流量进行控制。

8.3.5.2.4 浸没燃烧式气化器应包括点火器,控制系统应区分停车、备机(仅点火器开)和正常运行三类稳态操作模式。

8.3.5.2.5 在备机及正常运行时,火焰传感器永久性地监控火焰。

8.3.5.2.6 使设备停车的安全设施至少有:水浴温度低、气体出口温度低、水浴液位低、无火焰、入口空气中探测有天然气、风机停机等。

8.3.5.2.7 应设置不低于以下气体出口温度的典型值:

- a) 0 °C,报警;
- b) -5 °C,停车。

8.3.5.2.8 当临界值高于最低环境温度时,通过人工控制启动气化器。在这种情况下,控制系统应自动执行以下操作:

- a) 停止气化器的 LNG 流入,保护下游管网免受低温影响;
- b) 切断通往点火器及主燃烧器的气体;
- c) 保证风扇及循环水泵运行(设计时应防止因风扇停止时水进入燃烧器的烟道及外壳,引起重大热冲击且可能危及设备部件);
- d) 传递报警信号至控制室。

#### 8.3.5.3 水浴

水浴的建造材料应耐烟气(CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>等)溶于水产生的酸度。水浴应无渗漏。

溢流的位置应包括设备停车及运行两种工况下的液位变化范围。

#### 8.3.5.4 振动

设计时应防止烟气通过水浴产生的振动损坏设备部件。

#### 8.3.5.5 冬季防冻

应采取冬季防冻措施。

#### 8.3.5.6 微生物防控

水浴操作应采取有效措施防止微生物滋生。

### 8.3.6 空温式气化器

8.3.6.1 空温式气化器使用空气作为加热介质,宜采取自然或强制的通风方式。

8.3.6.2 两类空温式气化器(自然通风式或强制通风式)需要周期性进行除霜,除霜时会产生大量的淡水。

8.3.6.3 应采取措施降低空温式气化器运行产生的雾汽对站内周围环境的不利影响。应通过 CFD 模型或类似的方法分析雾汽形成的可能性及雾汽的扩散情况,该分析方法应能明确雾汽产生的时间和雾汽的扩散效果。

8.3.6.4 应防止雾汽对空温式气化器气化性能和生产安全产生不利影响(环境温度、能见度、监控系统效率等)。

## 9 管道布置

### 9.1 管道系统

#### 9.1.1 概述

LNG 站场的管道系统包括:

- a) 主工艺管道系统;
- b) 辅助工艺管道系统;
- c) 公用管道系统;
- d) 消防管道系统。

#### 9.1.2 主工艺管道系统

根据站场的类型,主工艺管道系统包括:

- a) 与输气管网连接的高压天然气管道系统;
- b) 低压和高压 LNG 管道系统;
- c) 装卸管道系统;
- d) BOG 管道系统;
- e) 制冷剂管道系统。

#### 9.1.3 辅助工艺管道系统

辅助工艺管道系统包括:

- a) 排污管道系统(收集从主要工艺系统和设备排到排污罐或火炬分液罐的烃类);
- b) 火炬和放空管道系统;
- c) 燃料气管道系统[用作燃料气、自用气、解冻(除霜)气和储罐破真空补气];
- d) 大型设备的冷却管道系统;
- e) 冷却和保冷管道系统(用于维持 LNG 系统的低温状态)。

#### 9.1.4 公用管道系统

9.1.4.1 根据站场类型,主要的公用管道系统包括:

- a) 循环冷却水管道系统、热媒换热管道系统;
- b) 氮气系统:工作气、试验室用气、置换、干燥处理、惰性处理、密封、加压、吹扫、天然气热值修正、沃泊指数修正、快速熄灭火炬、冷却、添加制冷剂等,不应在氮气系统和空气系统之间进行交叉

连接；

- c) 空气系统：仪表风、电气控制箱正压通风、工作气、呼吸气等，仪表风系统设计应符合 HG/T 20510和 GB/T 50892 的要求；
- d) LNG 船补给系统：液氮、油料、饮用水、消防水等；
- e) 蒸汽和锅炉给水系统；
- f) 消防拖船到码头连接处的应急消防水；
- g) 海水供应系统应符合：
  - 1) 材质应根据流体特性和地理环境进行选择，应避免产生电化学腐蚀。
  - 2) 冷却泵和海水泵的数量和尺寸宜在处理量最大的泵失效时，其他泵仍能满足换热器和冷却系统对水的要求。
  - 3) 海水取水口的设计应满足海水泵的过滤和水力要求。过滤装置应符合泵和设备制造商的要求。应采取措施防止水管路生物腐蚀或结垢。
  - 4) 经防腐和化学品处理过的水的排放应符合工厂的排放标准(见 4.2.1、4.2.2 和 4.2.3)，水的排放温度应符合排放许可。

9.1.4.2 公用管道系统应采取绝热、伴热、再循环或埋地等措施避免由于冻结造成的损坏。

### 9.1.5 消防系统

消防系统主要包括水喷淋系统、水幕、泡沫系统、干粉等。

## 9.2 设计原则

### 9.2.1 一般要求

工业管道的计算应符合 9.1.1 所述的各系统。管道系统应符合 GB/T 51257、GB 50316、GB/T 20801(所有部分)、GB/T 32270 和 GB 50974 等要求。

### 9.2.2 流动特性

管道的设计应确保流体平稳流动，避免动态影响，例如冲击载荷、水击、振动以及静电。应进行压降计算，以核算装卸船、储罐充装或外输等工况下泵正常运行需要的压力。

## 9.3 管道检查、检验和试验

9.3.1 管道检查、检验和试验应符合 GB 50235—2010 中第 8 章或 GB/T 20801(所有部分)的规定。

9.3.2 气压实验期间的安全距离可通过分析试验过程中可能发生的潜在事故情景来确定。在没有这些分析的情况下，参考表 4。

表 4 气压试验期间安全距离

压力 $P$ MPa	距离 m
$P \leq 1.0$	30
$1 < P \leq 2.2$	60
$2.2 < P \leq 3.6$	90
$3.6 < P \leq 5.2$	120
$5.2 < P \leq 6.9$	150

表 4 气压试验期间安全距离 (续)

压力 $P$ MPa	距离 m
$6.9 < P \leq 8$	170
$P > 8.0$	不推荐
注：表中数据是依据模拟一个 DN50、长度为 300 mm 的管件在气压试验失效时被弹出的安全距离。	

9.3.3 在气压试验不允许的情况下,应进行水压试验,试验之后应完全干燥。水压试验的水质应符合 GB 50316 的规定,尤其是不锈钢管道试压时,氯离子含量不得超过  $25 \times 10^{-6}$  (质量分数)。

9.3.4 试压充水前,管道支吊架应安装完毕并检查合格。

9.3.5 试压时,系统和界区的设计应减少“金口”(不能参与水压试验的焊缝)的数量。

9.3.6 冲洗和在线仪表重装后,当系统需要重新加压时,应检查法兰连接是否泄漏,包括“金口”的检查。

## 9.4 管道组件

### 9.4.1 总则

9.4.1.1 LNG 管道组件的材料应符合 GB/T 19204—2020 中 7.1 和 GB/T 51257 的规定,还应遵循下列规定:

- a) 直接接触 LNG 的材料应耐低温,不发生低温脆裂;
- b) 正常操作下不直接接触 LNG 的材料,根据危害评估结果,应采取具体的预防措施,如使用低温材料或采用适当材料进行绝热,避免脆裂。

9.4.1.2 为了提高耐火性,暴露于火灾或高温的管道应使用熔点不低于钢材熔点的材料。暴露于火灾中的管道应能承受火灾的影响,例如烃类介质在易于积聚的区域着火或者烃类介质泄漏时发生的喷射火灾。

9.4.1.3 LNG 或低温管道布置应防止:

- a) 足以引起变形、卡涩、偏移的任何不均匀收缩;
- b) 管道组件冻结。如不能避免这种现象,支撑计算应防止结冰载荷造成的破坏。

9.4.1.4 设备内部检维修时,应采取可拆卸的短管、八字盲板、插板或插环等措施保护人员的安全。

### 9.4.2 管道

#### 9.4.2.1 总则

管道系统应符合 GB/T 51257、GB 50316、GB 51156—2015 或 GB/T 20801(所有部分)的要求。

#### 9.4.2.2 管道连接

9.4.2.2.1 管道焊接接头应符合下列规定:

- a) 使用填充金属应征得建设单位同意;
- b) 焊接程序应符合 GB 50236 或 NB/T 47014 的规定;
- c) 按照 TSG Z 6002 考核合格且在有效期内的焊工或操作人员;
- d) 焊接前、焊接期间或焊接后应按 GB 50517 的规定进行检查。

9.4.2.2.2 异种钢焊接时,应防止收缩产生的热应力和电化学腐蚀。

9.4.2.2.3 应减少法兰接头数量。低温工况如使用法兰连接,应采取螺栓预紧、弹簧垫圈等措施防止泄漏。法兰接头的设计应符合 HG/T 20615 的规定。法兰、垫片和紧固件宜采用 Class 系列。

#### 9.4.2.3 管道支撑

管道支撑因热胀冷缩而产生的应力不应超过其许用应力,并应防止在管道与其生根结构之间出现冷桥。

管道支撑和相关管道的设计应防止管道振动和冲击载荷造成的破坏。

#### 9.4.2.4 冷缩补偿

9.4.2.4.1 管道系统应按照 GB 51156—2015 中 8.4 进行应力分析,分析工况应包括操作工况(热载荷、重量载荷、内部压力或真空载荷等)和偶然工况(冲击载荷、地震载荷、沉降等),并形成应力分析报告。为了吸收管道温度变化引起的尺寸变形,应采取特殊措施,例如:

- a) 补偿弯;
- b) 能够绕其纵轴(约 5°)摆动的铰链式补偿器;
- c) 铰接系统;
- d) 采用线膨胀系数小的材料(如殷瓦合金)。

9.4.2.4.2 低温管道应避免使用波纹膨胀节。

9.4.2.4.3 支管分支处应避免外部载荷的作用造成破裂或屈曲。

9.4.2.4.4 管道扩建时,管道应力分析应至少覆盖已建管道系统的第一个固定点,该固定点在任何方向都没有位移。对于振动管道,振动分析应依照振动/脉动分析结果进一步分析。

9.4.2.4.5 管道改造时,可能影响管道性能、稳定性、完整性的任何改变,均应重新进行管道应力分析。对于振动管道,任何改变固有频率的变化都应重新进行振动分析。

#### 9.4.3 软管

9.4.3.1 软管用于小规模临时性连接,例如:液氮装卸车时,或小型 LNG 船和 LNG 卫星站间转运操作时。软管的使用应根据危害评估确定(见 4.4)。

9.4.3.2 软管长度不应超过 15 m,容积不应超过 0.5 m<sup>3</sup>。其公称压力应限制在 Class 300 以内。

9.4.3.3 大型 LNG 船和 LNG 站场之间的常规输送不应使用软管。

9.4.3.4 软管设计应符合 GB/T 14525 的规定。

#### 9.5 阀门

9.5.1 低温阀门应符合 GB/T 24925、GB/T 51257 和 JB/T 12621 的规定。

9.5.2 冰霜条件下低温阀门应能够正常操作。

9.5.3 低温工况下,不宜使用分体式阀门。

9.5.4 安装在低温烃类介质和有毒介质管道上的阀门宜用对焊连接。低温焊接阀门内件应符合在线检修要求。

9.5.5 含烃类介质阀门耐火试验应符合 SY/T 6960 的要求。同时考虑下列情况:

- a) 对管道和设备系统进行分段降压;
- b) 对 LNG、有毒介质、特定设备或储罐进行安全隔离;
- c) 泄漏情况下限制 LNG 或有毒介质的泄漏量。

9.5.6 紧急切断阀应靠近设备。

9.5.7 紧急切断阀不宜作为过程控制系统的一部分。紧急切断阀应有故障安全型的气动或液动执行机构。优先采用带故障安全位置的弹簧复位型执行机构,如不具备上述条件,应设置就地蓄能器保证阀

门三次动作。执行机构及其附件和控制电缆应具有耐火功能。

9.5.8 动作后的紧急切断阀应在现场手动复位。

9.5.9 紧急切断阀关断时间应与危害评估中的设定值与 4.4 一致。应确保由于紧急切断阀关闭产生的影响在可控范围内,例如液击或水击效应对储罐或设备管嘴产生的冲击载荷。

9.5.10 加长阀盖低温阀门的阀杆应垂直向上或偏离正垂线不能超过  $45^\circ$ ,确保不会发生泄漏和堵塞,小口径的仪表根部阀除外。

## 9.6 安全阀

9.6.1 正常情况下,安全阀不应隔热。

9.6.2 低温设备和管线应安装热膨胀安全阀,避免大气热量输入 LNG 或其他轻烃液体造成的超压。在最高环境温度(包括太阳辐射)下,流体压力可能超过设计压力处应安装热膨胀安全阀,例如:

- a) 工艺装置区内,能够自动隔离的低温管道或设备;
- b) 储存和装卸区内,能够隔离的低温管道或设备(尤其是两个阀门之间的管段)。

9.6.3 安全阀的排放应符合 4.5.3 的规定。

9.6.4 当安全阀与被保护设备和系统隔离时,应采取以下措施确保隔离阀关闭时设备或系统安全受控:

- a) 有多个安全阀时应设置连锁;
- b) 连锁阀或密封阀应有安全管理系统;
- c) 设置安全许可制度下特殊的工作程序。

## 9.7 管廊和管带

9.7.1 管道布置在管廊或管带上,工艺系统宜露天布置以避免可燃气体积聚。

9.7.2 支撑的规格应能承载符合附录 E 描述的载荷。

9.7.3 根据危害评估,必要时应在火灾(见 14.2.1)、LNG 或低温气体泄漏(见 14.2.2)时对支撑进行保护。

9.7.4 地面应有适当的坡度,以避免雨水或烃类的积聚。

## 9.8 绝热

### 9.8.1 总则

9.8.1.1 绝热材料的质量和类型应根据以下要求确定:

- a) 易燃度和吸气率;
- b) 绝热材料对潮气的敏感性;
- c) 温度梯度;
- d) 介质温度。

9.8.1.2 绝热材料应符合 GB 50264 与 SY/T 7350 的规定。应使用氯化物含量低的绝热材料,避免不锈钢腐蚀。

### 9.8.2 管道绝热

9.8.2.1 有以下要求时,管道系统应进行绝热:

- a) 尽量减少能源消耗;
- b) 提供防结露或霜冻保护;
- c) 人身防护。

9.8.2.2 通过以下设置进行绝热：

- a) 绝热材料；
- b) 防潮层,用于低温管道,以防止潮湿空气进入从而产生水蒸气冷凝和冻结；
- c) 机械或防风雨保护(根据 9.8.3 的要求确保耐火性)。

9.8.2.3 绝热时,以下位置应采取特别措施：

- a) 法兰连接处,应预留足够的空间,以便使螺栓能顺利地拧紧和拆卸；
- b) 管道的活动部件；
- c) 管道的支吊架。

9.8.2.4 管道接头(焊缝、法兰)上的绝热层在管道验证试验前不应安装到位。

9.8.2.5 宜采用预制绝热管。

9.8.3 防火性能

在设计多种材料绝热时,应证明并记录所有材料的防火性能,包括绝热材料、胶泥、密封胶、防潮层和黏结剂,以确保绝热系统不会产生火灾蔓延,且释放的气体不会造成中毒风险。

9.8.4 吸气率

出于安全原因,应避免使用可能吸收甲烷气的多孔绝热产品。

9.8.5 防潮性

9.8.5.1 绝热系统中的湿气会极快地削弱绝热材料的性能。如,绝热材料中含有 1%(体积分数)的湿气,会使其热效率降低 20%~30%。

9.8.5.2 水会以两种不同的方式渗入绝热材料：

- a) 以液态的方式；
- b) 以水蒸气冷凝在绝热材料中的方式。

9.8.5.3 有些绝热材料在一定程度上是防水的,但大多数材料是透气的,会渗透水蒸气。

9.8.5.4 为了避免水蒸气进入,应在绝热材料周围设置有效的防潮层,绝热材料本身是防水的除外。

9.8.6 位移

9.8.6.1 应设置水蒸气密封的绝热系统。其设计应确保在管道与构成绝热系统的各个产品(包括防潮层、涂层、绝热层、金属保护层)之间发生预期的位移之后,仍能保持气密性。

9.8.6.2 接缝(主要是收缩接头)的设计应能抵抗内部和外部温度变化带来的周期性位移。

9.8.6.3 如有必要,在保证安全的同时,应限制各绝热层的厚度,使由热端与冷端之间的温度梯度产生的剪应力小于最大允许剪应力。

9.8.7 厚度计算

9.8.7.1 绝热厚度应根据 GB 50264 或 SY/T 7419 计算,并考虑以下要求：

- a) 安全(超压安全阀的选用)；
- b) 蒸发气控制,根据成本、气体处理设备(再冷凝器、排放火炬/放空)规格等因素而定；
- c) 表面冷凝的控制。

9.8.7.2 根据 GB 50264 或 SY/T 7419 的要求,应使用更精确的方法来准确预测吸热和绝热表面温度。

9.8.7.3 为避免绝热系统外表面冷凝,应限制外部环境温度与表面温度之差,以确保不下雨时约 75% 的时间,外表面温度都高于露点温度。

9.8.7.4 该限值可根据当地环境条件确定,也可以根据表 5 的假设为基础,对这些条件进行计算以证明

不会发生冷凝。在没有自然通风的区域,应采用“无风”。

表 5 用来计算绝热厚度的大气条件<sup>a</sup>

区域	风速 m/s	相对湿度 %	温度 ℃
热带	1.5	85	35
亚热带	1.5	80	32
沙漠地区	1.5	70	32
地中海地区	1.5	80	30
温带	1.5	80	25
极地地区	1.5	75	20
<sup>a</sup> 无当地数据可用时。			

### 9.8.8 热传导

9.8.8.1 绝热厚度取决于材料在流体温度到环境温度范围内的热传导。

9.8.8.2 泡沫塑料的热传导,在很大程度上取决于密度、吹塑(不再允许使用氯氟碳化物)、湿度和老化因素。

9.8.8.3 能渗透水蒸气的材料对湿气敏感,湿气进入时,热传导测量修正值应大于温度在接近环境下的值。

9.8.8.4 用于厚度计算的导热系数值需考虑以下因素:

- a) 绝热材料的选择;
- b) 防潮层的选择与应用;
- c) 气候条件;
- d) 机械损坏的风险;
- e) 绝热施工;
- f) 操作温度;
- g) 可变或恒定的操作温度;
- h) 工作复杂性:弯头、连接件、阀门等的数量。

## 10 天然气的接收和外输

### 10.1 计量

计量系统的精度应满足贸易交接或物料平衡的要求。

计量系统应符合 GB/T 18603 的规定。

### 10.2 气质

10.2.1 原料天然气应与液化装置的产品质量相匹配。

10.2.2 LNG 站场的外输气应符合 GB 17820 的规定。

10.2.3 应设在线监测设施对现存气质做出准确分析。如需要,应设置控制系统以确保快速、平稳调整,并应预见气质可能偏离要求的范围。对于低热值气体(蒸发气)可添加丙烷或丁烷,对于高沃泊指数气体(长期储存的 LNG)可添加氮气进行调整。



### 10.3 加臭

燃气加臭的设计、安装、验收、运行和维护应符合 CJJ/T 148 和附录 G 的规定。

## 11 蒸发气回收和处理

### 11.1 一般要求

11.1.1 应设置蒸发气回收装置收集 LNG 站场在生产、储存和转运过程中产生的蒸发气。

11.1.2 应采取有效措施安全处理蒸发气。

11.1.3 应采取预防措施防止空气渗入蒸发气回收系统。蒸发气回收系统由下列装置组成：

- a) 蒸发气收集；
- b) 蒸发气回流；
- c) 蒸发气压缩机；
- d) 再冷凝；
- e) 再液化。

### 11.2 回收

蒸发气采用以下方式回收：

- a) 再冷凝；
- b) 压缩后送往下游用户；
- c) 用作燃料气；
- d) 再液化。

### 11.3 收集

11.3.1 应设置蒸发气收集系统,使得正常操作过程中无低温气体直接排放到大气中。

11.3.2 该系统设计至少应用于:所有盛装 LNG 的储罐及容器内闪蒸出的气体;所有盛装 LNG 的设备及管道的排气系统;LNG 船装载过程中的置换气体。

11.3.3 该系统应符合第 9 章的规定,其构成材料应具有低温特性(蒸发气的温度可接近于 $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ );其管道的绝热层厚度应与同样管径的低压 LNG 管线绝热层厚度相同。输送至火炬和放空系统的蒸发气管道除外(见 11.8)。

11.3.4 该系统配置两层安全保护设施,第一级超压时蒸发气排至火炬系统,第二级超压时蒸发气排放至大气。

11.3.5 阀门排净点与排净系统相连接,应安装在所有主管线或火炬管线的低点(火炬分液罐的上游)。

11.3.6 储罐与蒸发气收集系统之间的阀门及仪表宜满足下列要求：

- a) 储罐隔离；
- b) 降低一座罐内压力的同时不干扰其他罐的压力；
- c) 测算每座罐内蒸发率的减少量,从而预防见 6.9.1 所述的翻滚。

### 11.4 回流

11.4.1 应设置蒸发气回流系统,将蒸发气从站场输送到 LNG 船、槽车等,或是反向从 LNG 船、槽车输送到站场,以补偿在卸船或者装船过程中置换的液体体积,并收集 LNG 船停留在码头时的蒸发气。

11.4.2 如有必要可使用增压设施。

11.4.3 该系统的管道应与蒸发气收集系统的管道特性一致。

## 11.5 压缩机

11.5.1 压缩机应配备安全泄压设施,避免该压力超过安装在下游设备的设计压力。

11.5.2 压缩机应配有手动或自动的停车程序,在紧急情况下可对其进行隔离。

11.5.3 压缩机应设有放空设施,以防压力过高。放空气应收集后在安全区排放。

## 11.6 再冷凝

11.6.1 通常情况下,接收站内蒸发气经压缩后送往再冷凝器与外输低温 LNG 换热后重新液化。

11.6.2 再冷凝器的设计应符合 GB/T 150(所有部分)的规定。

11.6.3 再冷凝器应由低温材料构成并应保冷。

## 11.7 再液化

可通过液化装置将蒸发气再液化回收(见第 5 章)。

## 11.8 火炬和放空

### 11.8.1 一般要求

11.8.1.1 应对所有排放到大气中的污染物进行监测、控制和记录。

11.8.1.2 LNG 站场应配备火炬或放空系统。

11.8.1.3 火炬和放空系统能力应满足正常流量工况和事故流量工况。

11.8.1.4 正常流量是指正常运行模式下的流量。火炬和放空系统应满足稳态工况或瞬变工况、正常工况或特殊工况时的流量。

11.8.1.5 事故流量是在运行期间可能发生的不受控制或意外事件下的最高流量。它是正常流量与可能同时发生的其他不受控制或意外情景下的最高流量之和。

11.8.1.6 危害评估应确定可能同时发生却不会造成双重危险的事件组合。

11.8.1.7 试车或 LNG 储罐预冷操作流量与正常流量相加的流量应低于事故流量。

11.8.1.8 火炬和放空系统的布置应符合表 A.3 中定义的辐射通量水平,应根据项目建设地的风向资料,将易燃气体点燃及扩散至点火源的风险降为最低。

### 11.8.2 液化天然气接收站

11.8.2.1 火炬和放空系统设计应以不连续燃烧或通风为前提,见 4.2.4。

11.8.2.2 火炬和放空系统应能安全处理所有泄放流量。

11.8.2.3 火炬和放空系统应符合 GB 51156—2015 中 5.9 的规定。

### 11.8.3 天然气液化厂

11.8.3.1 造成火炬和放空事故泄放的事件应在泄压和减压表中列出,以确定火炬和放空的事故流量。控制阀故障和出口流体堵塞引起的泄压负荷属于事故泄放工况。

11.8.3.2 正常泄放量是操作人员控制下的任何事件引起的泄放量与因漏热和装载操作造成的泄放量之和。

11.8.3.3 储存和装载区域应设单独的低压放空火炬。

11.8.3.4 火炬系统通常分“湿式”和“干式”。湿式火炬系统用于泄放含水量较大的气体;干式火炬系统用于泄放低温气体。

11.8.3.5 应根据实际情况确定是否设酸性气体火炬系统。

## 12 码头设施

### 12.1 选址

LNG 接收站和码头的位置是确定船舶/岸上转运作业总体风险的主要因素,应在项目可研阶段进行详细研究以确定最合适的站址。应根据对临近作业场所和港口通航情况的风险评估来确定风险是否可接受。

码头设计和船岸界面应符合 GB/T 24963 的规定。

### 12.2 工程设计

12.2.1 码头结构受力计算方法和设计参数选择应包括土壤条件、自然现象(风、潮汐、波浪流、温度变化、冰和地震等)以及运营活动(停泊、系泊、货物装卸和施工、运行和维护期间使用的车辆等)的影响。

12.2.2 码头泊位的兼容性应符合 GB/T 24963 的规定。

12.2.3 设计时应防止 LNG 泄漏,特别是装卸臂附近区域。

12.2.4 应设有船舶和接收站控制室之间通信的码头操作室。操作室应具有 LNG 转输系统的紧急关断装置、紧急解脱系统的控制装置以及码头远程操作消防设施。应提供海洋和气象监测设备、船舶位置和缆绳张力监控设备。

12.2.5 应设置检测系统,在 LNG 和天然气泄漏或火灾时报警,同时在码头操作室和接收站控制室发出警报,并按 GB/T 24963 的规定与船舶进行通信。海上装卸臂用于船岸间的 LNG 转运,应配备 SY/T 6986.1 要求的动力紧急脱离机构。

12.2.6 接收站应配备快速脱缆钩,单个开关操作或单个组件故障不应使所有快速脱缆钩同时释放。

### 12.3 安全

12.3.1 应设置紧急通道,确保消防、医疗救治等应急车辆能快速进出码头。

12.3.2 应设置火灾或液体泄漏事故时的紧急逃生通道。可设置两条独立的通道,可采用额外的通道或提供备用船只。

12.3.3 逃生路线应使用喷淋保护。

12.3.4 进入码头的船舶应符合 GB/T 24963 的规定。

12.3.5 未经授权的人员不应进入码头区域。在使用安全围栏进行保护时,应设防火措施和逃生出口。

## 13 电气和建筑

### 13.1 电气设备

#### 13.1.1 电源

电力负荷等级应符合 GB 50052 的规定。

#### 13.1.2 照明

照明配电系统的设计应符合 GB 50034 的规定。

建筑物的消防应急照明和疏散指示系统的设计应符合 GB 51309 的规定。

### 13.2 防雷和防静电

工艺设备、天然气管道、LNG 管道、LNG 储罐和建、构筑物的防雷、防静电设计应符合 GB 50650、

GB 50057 和 SH/T 3097 的规定。

交流电气装置的接地设计应符合 GB/T 50065 的规定。

### 13.3 建筑物

13.3.1 对于风险评价中可以带压的建筑物,在空气入口处应设可燃气体探测器,便于关闭排风扇,从而防止外部气体进入建筑物内。

13.3.2 控制室的设计应使应急程序的启动和安全疏散有足够的时间。采暖、通风和空调系统的设计,应适应在可接受的热辐射下工作。

13.3.3 当建筑物需要进行超压抗爆设计时,需要考虑外部冲击波通过空气入口进入建筑物内对人员造成的影响。

## 14 危害管理

### 14.1 本质安全

#### 14.1.1 最小安全间距

LNG 站场安全间距的确定应包括可能的火灾辐射热和气体扩散隔离区。辐射热限值见附录 A。

#### 14.1.2 LNG 站场布置

14.1.2.1 LNG 站场的站址评估应包含其对站场周边的影响(见 4.3.5)。

14.1.2.2 LNG 站场的布置宜考虑施工、运行、维护和消防时的安全通道,并符合 4.4 危害评估中确定的布置要求。

14.1.2.3 防护间距的确定应包括以下因素:

- a) 火灾辐射热;
- b) 可燃下限范围;
- c) 噪声;
- d) 爆炸冲击波。

14.1.2.4 LNG 站场布置宜考虑主风向。在可建站的地区,建筑物和点火源不宜布置在可燃泄漏源的下风向,并远离爆炸危险区。

14.1.2.5 站场建筑物宜设在危害影响区域之外。建筑物的岗位人数也应纳入评估范围。

14.1.2.6 集中控制室应位于工艺装置区和爆炸危险区之外。集中控制室应设计为能在危害评估中确定的事故场景下安全运行。

14.1.2.7 对于所有设备,例如空气压缩机、内燃工艺设备、燃气轮机、柴油驱动的消防水泵和应急发电机,进气口应位于爆炸性环境 0 区和 1 区之外。空气压缩机进气口应装有可燃气体探测器,以便设备停运或切断。

14.1.2.8 两个相邻储罐之间的间距应通过详细的危害评估确定,且应符合 GB 50183 的规定。

#### 14.1.3 逃生路线

可能对人员造成危险的站场区域应设置逃生路线。设计宜考虑 LNG 泄漏时,由于空气中水汽凝结产生的“雾”。

#### 14.1.4 密闭

宜避免形成密闭或部分密闭空间,特别是:

- a) 如果可以避免,天然气或 LNG 管线不宜布置在密闭涵洞内;
- b) 如果储罐采用高桩承台,承台应保证足够的高度以便空气流通;
- c) 放置电缆的管涵内应用砂子填实。若因沙子沉降导致上覆的平板下落,可充填沙子将平板复位。

#### 14.1.5 便利性

通过在站场内提供必需的安全通道、路径、楼梯(梯子)和平台来实现阀门和设备的操作便利性。道路系统的设计应确保消防车和其他应急车辆直接到达。

#### 14.1.6 根据危险区域划分选择合适的电气组件

危险区域中安装的电气设备应按照 GB/T 3836.1 的要求进行认证。

#### 14.1.7 泄漏收集

14.1.7.1 控制 LNG 或可燃液体泄漏后的事故后果,可采取:

- a) 限制泄漏量的措施;
- b) 导液沟和集液池应设置防止泄漏的 LNG 和可燃液体流入其他区域或站场界区外,并缩小扩散隔离区的措施;
- c) 泄漏收集系统应设置雨水排水设施及防止 LNG 和可燃液体进入其他水源的措施;
- d) 控制泄漏和溢出的措施。

14.1.7.2 若扩散计算表明泄漏可能升级为更为严重的事故,应设置固定的泄漏探测系统,可实现手动或自动隔离站场工艺系统,并停用明火设备等潜在点火源。

14.1.7.3 集液池设计应确保 LNG 和可燃液体不进入地表水系统,并应设置泄漏检测装置、控制 LNG 和可燃液体蒸发速率的措施(高倍数泡沫系统等)。导液沟和集液池应设置绝热层以减少蒸发。

14.1.7.4 不应使用依靠水和 LNG 密度差的分离措施。

#### 14.1.8 工艺区及转运区的泄漏收集系统

14.1.8.1 工艺区和转运区泄漏的 LNG 和可燃液体应被尽快导入集液池。

14.1.8.2 集液池的位置应根据风险分析确定,泄漏收集系统的导液沟和集液池应为开敞式设计。

14.1.8.3 工艺区的设计泄漏量应根据风险分析确定,并增加 10% 的余量。在站场进行改扩建时,泄漏收集系统的能力应重新进行核算。

14.1.8.4 对于有可能发生泄漏的转运区和工艺管道,应通过风险分析来确定集液池容积,并考虑潜在的泄漏源、泄漏流量、检测系统、操作管理水平和事故响应时间。

### 14.2 被动保护

#### 14.2.1 防火保护

14.2.1.1 对于失效后可能造成事故升级或威胁应急响应人员的设备应采取防火保护措施,如:紧急切断阀、安全关键控制设备、可燃液体容器和结构性支撑。对于受到的辐射热超过附录 A 规定限值并持续而导致失效的设备,应提供防火保护。防火时间应根据火灾持续时间确定,且不低于 90 min。

14.2.1.2 对于受到的辐射热超过附录 A 规定限值的压力容器的防火保护措施包括绝热材料或水喷雾系统,以防出现设备失效和过热液体泄漏,进而导致沸腾液体扩展蒸汽云爆炸。

14.2.1.3 压力容器可能受到重大事故影响(LNG 储罐火灾等)时,防火时间应根据风险分析确定,且不低于 90 min。

14.2.1.4 防火保护措施应根据可能引起最高辐射热的流体确定。

14.2.1.5 防火措施包括：

- a) 预制或喷涂的混凝土；
- b) 由矿物纤维、陶瓷、硅酸钙或泡沫玻璃制成的绝热材料；
- c) 膨胀及非膨胀涂料。

14.2.1.6 耐火保护应符合 GB 50183、GB 51156—2015 和 GB 51261—2019 的规定。

## 14.2.2 脆裂保护

14.2.2.1 应对低温流体泄漏对相邻设施、设备和钢结构的影响进行评估，并通过选择适当的材料或脆裂保护防止事故升级或威胁应急响应人员。

14.2.2.2 通过选择适当的材质（混凝土、不锈钢等）或使用绝热材料来保护设备及结构性支撑免受低温冲击。绝热层的设计施工应符合 SY/T 7350 的规定，并应采取防止外表面磨损的措施。

14.2.2.3 设备及结构性支撑的保护应保证在站场运行期间，其功能及形式不受影响。

## 14.3 安保

LNG 站场应设置围墙，并宜设置安全防范报警系统。

## 14.4 检测和报警

LNG 站场应设置火灾及气体检测系统，并符合 15.4 的规定。

在适当的地方宜设置地震加速度监测，当地震达到预定水平时，发出报警信号。

## 14.5 主动保护

LNG 站场主动保护措施的设置，应根据其规模、介质性质、储存方式、储存容量、储存温度、火灾危险性及其所在区域的消防站布局、消防站装备情况及外部协作条件等综合因素确定。

## 15 自动控制和通信

### 15.1 一般要求

15.1.1 LNG 站场的监视和控制系统应具备以下功能：

- a) 监控工艺系统和重要的辅助系统；
- b) 及时准确地获知危险事件的发生；
- c) 监控站场安全；
- d) 监视人员进出；
- e) 在正常和紧急情况下实现站场内和站场外的信息交换。

15.1.2 根据 LNG 站场的规模，可设置以下系统：

- a) 过程控制系统；
- b) 安全仪表系统；
- c) 可燃气体检测报警系统；
- d) 火灾自动报警系统；
- e) 通信系统。

### 15.2 过程控制系统

#### 15.2.1 设计原则

15.2.1.1 过程控制系统应向操作员提供整个站场的实时运行信息，保证站场安全稳定运行。

15.2.1.2 过程控制系统宜为某些成套设备设置独立的工艺关断。

15.2.1.3 常见的工艺参数的异常可能导致设备非安全的关断,该关断应由过程控制系统触发。

## 15.2.2 系统设计

15.2.2.1 过程控制系统应具有高可靠性,并宜按照故障安全型设计,当过程控制系统部件故障时不应导致危险发生。宜采取以下措施减少系统部件共因失效导致的不良影响:

- a) 将具有相同功能的工艺设备分配到不同的处理模块上;
- b) 对现场和全站的共因失效导致的后果进行分析;
- c) 采用高可靠性的数据传输路径。

15.2.2.2 过程控制系统的控制器负荷不应超过 60%且每种备用 I/O 模块的数量不应少于实际使用数量的 20%,满足站场全负荷运行时的需求,同时应有备品备件。

15.2.2.3 验收程序应包括确认过程控制系统在故障和故障模式下的安全运行方法。

15.2.2.4 远程控制设备应能够就地停车。

15.2.2.5 过程控制系统应具备显示、报警、数据和事件记录、数据存储等功能。为了分析事故原因,系统应按时间顺序区分并存储事故期间的所有信息以及事故发生前后的所有操作。

15.2.2.6 过程控制系统应提供站场运行所需的关键电气设备的运行信息。

15.2.2.7 过程控制系统应向操作员提供安全高效操作所需的最优数据量,并应在发生事故或状态突然改变的情况下避免报警信号的过载。

## 15.3 安全仪表系统

### 15.3.1 设计原则

15.3.1.1 安全仪表系统的设计应符合 GB/T 50770 的规定。

15.3.1.2 安全仪表系统应满足 LNG 站场安全完整性等级的要求,安全完整性等级应根据安全完整性等级评估的结果确定。

15.3.1.3 安全仪表系统应能检测危险并减轻危险产生的后果,应至少具有以下功能:

- a) 具有现场区域或设备单体紧急停车功能、远程紧急停车功能;
- b) 对工艺参数及安全设施的监测、启动和联锁保护,确保装置处于安全状态。

### 15.3.2 紧急停车和安全功能

15.3.2.1 紧急停车(ESD)动作将触发设备停车,触发紧急切断阀动作并应处于故障安全位置,以阻止风险进一步蔓延。

15.3.2.2 ESD 动作应通过安全仪表系统触发,ESD 动作不应导致新的危险发生和机械设备损坏。

15.3.2.3 ESD 动作信号应传输到过程控制系统,且 ESD 动作应优先于过程控制。过程控制系统应自动保持此安全状态,防止在 ESD 复位时可能发生意外的设备或阀门操作。

15.3.2.4 危害评估结论可用于安全仪表系统的设计。根据危害评估的要求进行系统设置,并应对探测器或传感器的类型、冗余度、数量和位置进行设计,以确保快速、可靠地检测到危险情况。

15.3.2.5 ESD 设计原则是减少危险流体的释放,降低危险事件升级及向邻近区域扩散的可能性。

15.3.2.6 站场的火灾区域应进行防火区划分,通过 ESD 动作来限制火势的蔓延和扩大。

15.3.2.7 紧急切断阀应能隔离防火区,阻止烃类流体从防火区中释放,防止烃类流体流入防火区而加剧火势。

15.3.2.8 紧急切断阀隔离防火区后,可对此区域进行泄压,以减少危险流体的存量,降低因火灾强度和持续时间造成的容器故障或结构损伤的可能性。

15.3.2.9 在防火区内使用紧急切断阀,可以减少下游设备或管道故障导致的危险流体泄漏的危险。

15.3.2.10 ESD 可为危险事故提供分级响应。

15.3.2.11 LNG 站场典型的 ESD 分级如下:

- a) 1 级关断:全站泄压关断。该级关断由地震、重大事故、重大火灾、重大 LNG 泄漏、极端气象环境等外部原因引起,需全站人员撤离,必要时手动触发,1 级关断将触发 2 级、3 级和 4 级关断。
- b) 2 级关断:全站保压关断。该级关断由主电源、仪表风、热媒等公用系统故障或生产系统的重要装置故障引起,可手动和自动触发,2 级关断将触发 3 级和 4 级关断。
- c) 3 级关断:单元关断。该级关断由工艺装置区、罐区或装车区内的设备故障或单元内的安全事故等引起,可手动和自动触发,3 级关断将触发 4 级关断。
- d) 4 级关断:设备关断。该级关断由单个设备故障或极限报警引起,此关断仅关断故障设备本身,而不影响其他设备的正常操作,可手动和自动触发。

## 15.4 火灾和气体检测系统

15.4.1 LNG 站场应设置可燃气体检测报警系统和火灾自动报警系统,用于监控火灾、可燃气体及 LNG 泄漏。

15.4.2 可燃气体检测报警系统的设置应符合 GB/T 50493 的规定。

15.4.3 火灾自动报警系统的设置应符合 GB 50116 的规定。

## 15.5 码头设施监测和控制

码头设施的监测和控制应符合 GB/T 24963 的规定,以下功能可用时,宜将其连接到站场自控系统中:

- a) 监测作业环境监测系统(系泊时的风、浪、流、潮位等);
- b) 监测靠泊辅助系统(靠泊时的移动速度、距离、夹角等);
- c) 监测缆绳张力监测系统(系泊时所有缆绳的受力状况);
- d) 监测快速脱缆钩的状态;
- e) 监测和控制装卸臂;
- f) 监测船岸紧急切断系统。

## 15.6 通信

15.6.1 通信系统宜包括行政电话系统、调度电话系统、计算机网络(办公)系统、无线通信系统、卫星通信系统、扩音对讲系统、视频监控系統、周界防范系统、门禁系统、出入口车辆管理系统、电子巡查系统、一键报警系统等。

15.6.2 行政电话系统宜采用软交换技术自建专网。

15.6.3 调度电话系统可与行政电话系统、会议电话系统合并设置,也可独立设置;调度电话交换机重要控制设备/板卡应采用 1 + 1 热备份。

15.6.4 控制室应设置火警电话,火警电话宜为消防部门专用火警电话或公网直拨电话。

15.6.5 无线通信系统应包括常规无线对讲通信系统和船岸无线通信系统,无线通信系统应经本地无线电管理部门备案和批准。

15.6.6 扩音对讲系统应与火灾、气体泄漏等报警系统联动,具备火警优先级功能;扩音对讲系统输出声压级应比环境噪声级高至少 10 dB。

15.6.7 视频监控系統应采用 IP 网络监控技术组网,远程传输的图像分辨率不宜低于 720 P,本地存储图像和显示图像分辨率不应低于 1 080 P(1 920×1 080 格式),图像存储时间不应小于 30 d。

15.6.8 站场四周宜设周界防范系统,应与视频监控系統联动,系统记录不应小于 90 d。



15.6.9 门禁系统应与火灾报警系统联动,当发生火灾时,所有门禁前端设备应处于常开状态。当站场设置有多套门禁系统时,宜采用 IP 联网。

15.6.10 一键报警系统应与当地公安部门联网。

## 16 施工、试车和检修

### 16.1 环境、安全生产、职业健康和质量

16.1.1 环境管理应符合 GB/T 24001 的要求。安全生产管理应符合 GB/T 33000 的要求。职业健康应符合 GB/T 45001 的要求。质量保证和质量控制应符合 GB/T 19001 的要求,并应对不同阶段的设计、制造和施工进行质量监控:

- a) 项目组织阶段;
- b) 设计和采购阶段;
- c) 设备的工厂制造阶段;
- d) 设备的储存和运输阶段;
- e) 施工阶段。

16.1.2 工艺设备或系统的承压部件应提供检验证书。

注:强制性检验证书见《中华人民共和国特种设备安全法》。

### 16.2 验收试验

高压管道应符合 GB 50184 的要求;压力容器应符合 GB/T 150(所有部分)的要求;明火设备应符合 GB/T 16507.6 的要求。

对 LNG 储罐,应按 6.13 进行试验。

### 16.3 开、停车前的准备

16.3.1 在投料开车前,应进行以下程序:

- a) 系统充入惰性气体以便排除氧,使氧的含量最大为 4%(体积分数);
- b) 使用以下方法之一对装置进行干燥:
  - 1) 真空干燥;
  - 2) 氮气干燥。

16.3.2 LNG 管道的干燥极限目标露点温度通常控制在 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

16.3.3 在停车检修,要求打开某个管路时,则需采取以下措施:

- a) 可靠的系统隔离;
- b) 除去回路中的液烃;
- c) 通过热循环的干燥气体来除霜并加热至环境温度;
- d) 在能向大气排放之前通入氮气吹扫来惰化。

## 17 防腐

### 17.1 防腐层

17.1.1 LNG 装置的金属设备、管道及结构表面应采用防腐层保护。混凝土结构表面可采用防腐层保护来防止磨损。

17.1.2 金属设备、管道及结构的防腐层应符合 SY/T 7036 和 SY/T 7350 的规定。

- 17.1.3 选择防腐层时,宜考虑腐蚀性环境和操作条件。
- 17.1.4 对所有的平台及支撑钢结构要进行防腐保护。
- 17.1.5 镀锌表面一般不需要进行涂装,如果在海洋大气环境中使用,宜进行涂装。对于奥氏体不锈钢,防腐层中不应含有锌、铅、铜及其化合物,且防腐层固化后不应含有游离的、可溶性氯化物或其他卤化物。
- 17.1.6 地上 LNG 装置的所有设备和管道均应使用规定的颜色或标记,以识别内部介质。
- 17.1.7 所有涂层、镀锌层、颜色编码和标记应符合 SY/T 0043 的规定。

## 17.2 阴极保护

地下金属构件的阴极保护应符合 GB/T 35508 的规定。

## 18 培训

- 18.1 应为装置操作人员提供书面操作程序。操作程序应涵盖所有正常的和应急操作工况。
- 18.2 个人防护应符合 GB 39800.1 和 GB 39800.2 的要求。
- 18.3 从事应急操作的操作人员应配备必要的防护服和设备。便携式可燃气体探测器应随时可用。
- 18.4 从业人员应接受 LNG 的危害、特性方面应急响应程序的培训。
- 18.5 从业人员培训计划应根据个人在组织中的岗位职责和责任而制定,并应取得相应资格证书。

## 19 海事培训

接收站码头运行方、海事管理人员、船舶操控人员、引航员和拖轮操作者,应在首船投产前采用模拟器进行操作前培训。

附 录 A  
(规范性)  
辐射热限值

A.1 液化天然气火灾辐射热

A.1.1 LNG 站场内火灾辐射热限值按表 A.1 确定。LNG 火灾的辐射热值应采用普遍认可并应用的模型计算。

表 A.1 站场内允许的辐射热<sup>a</sup>

单位为千瓦每平方米

站场内设施	辐射热限值
相邻储罐的混凝土外表面 <sup>b</sup>	32
相邻储罐的金属外表面	15
相邻压力容器和工艺设施的外表面	15
控制室、维修车间、实验室、仓库等	8
行政办公楼	5
<sup>a</sup> 不包括太阳辐射。 <sup>b</sup> 预应力混凝土储罐的辐射热限值由表 A.1 中的要求确定。	

A.1.2 设计者应证明计算表面温度时使用的最大辐射热和持续时间与预期火灾一致,并足够低,以维持设备和结构的完整性。在计算中宜考虑与温度有关的材料性质和机械特性。

A.1.3 对于 LNG 储罐,确定允许的辐射热时应包括以下因素:

- a) 冷却水应能从安全区域获得,才被认为是安全改进措施;
- b) 容器的强度损失;
- c) 容器内压力积聚;
- d) 安全阀泄放能力;
- e) 火灾表面辐射热。

A.1.4 可以通过防火间距、水喷雾、耐火保护、防辐射屏障或类似设施将辐射热降至所需限值。

A.1.5 LNG 站场外火灾辐射热限值按表 A.2 确定。

表 A.2 站场外允许的辐射热<sup>a</sup>

单位为千瓦每平方米

站场外	辐射热限值
偏远区域 <sup>b</sup>	8
敏感区域 <sup>c</sup>	1.5
其他区域 <sup>d</sup>	5
<sup>a</sup> 不包括太阳辐射。 <sup>b</sup> 偏远区域指人迹罕至的区域,如沼泽地、农田、沙漠等。 <sup>c</sup> 敏感区域指重要的无防护区域或城市,该区域人员在包括紧急情况任何时间都不穿戴防护服(每平方千米超过 20 人的区域);或在危险和紧急情况下疏散困难(如医院、养老院、体育馆、学校、户外剧场等)。 <sup>d</sup> 其他区域指除液化天然气站场外的工业区域。	

A.1.6 混凝土厚度应确保在发生外部火灾时,预应力钢筋的温度保持在足够低的水平,以保持 LNG 储罐在满液位和最高设计压力下的完整性。如果未针对储罐设置固定冷却水系统,则应确保外部水源提供足够的消防水量。应使用普遍应用并认可的方法和模型确定混凝土的最小厚度。

## A.2 火炬和放空管的辐射热

LNG 站场火炬和放空管的辐射热限值按表 A.3 和表 A.4 确定。

表 A.3 站场内允许的辐射热<sup>a</sup>

单位为千瓦每平方米

站场内设施	辐射热限值	
	正常	事故
按照 11.8 规定的流量	5	9
荒芜区域的最高值	—	5
专用(限制)区域的边缘	3	5
道路和公共区	1.5	5
储罐和工艺设备	1.5	5
控制室、维修车间、实验室、仓库	1.5	5
行政办公楼	1.5	5
<sup>a</sup> 不包括太阳辐射。		

表 A.4 站场外允许的辐射热<sup>a</sup>

单位为千瓦每平方米

站场外	辐射热限值	
	正常	事故
偏远区域 <sup>b</sup>	3	5
敏感区域 <sup>c</sup>	1.5	1.5
其他区域 <sup>d</sup>	1.5	3
<sup>a</sup> 不包括太阳辐射。		
<sup>b</sup> 人迹罕至的区域,如沼泽地、农田、沙漠等。		
<sup>c</sup> 重要的无防护区域或城市,该区域人员在包括紧急情况任何时间都不穿戴防护服;或在危险和紧急情况下疏散困难(如医院、养老院、体育馆、学校、户外剧场)。		
<sup>d</sup> 其他区域包括液化天然气站场外的工业区域。		

**附 录 B**  
(规范性)  
**抗震分类**

**B.1 原则**

**B.1.1 抗震设计分类包括：**

- a) A类：对站场安全极重要的系统，或需要维持最低安全级别运行的保护系统。在发生 OBE 地震和 SSE 地震时，它们应持续运行，安全仪表系统和 LNG 的次容器应列为 A 类。
- b) B类：对站场运行起重要作用的系统，或破裂会造成站场危险、坍塌会对环境造成重大影响或导致额外危险的系统。这些系统应在 OBE 地震后仍持续运行，而且在 SSE 地震后，应保持其完整性，所有 LNG 储罐的主容器应列为 B 类。
- c) C类：其他系统，这些系统应在 OBE 地震之后仍然保持运行，而且在 SSE 地震后，不会冲击或影响其他系统和组件。

**注：**这些系统包括相关的设备、管线、阀门、仪表、供电及其支撑结构。结构应按其支撑的最重要的系统部件的等级进行设计。

**B.1.2** 当发生震级超过某一特定数值[该值低于操作基准地震(OBE)加速度值]时的地震，站场宜关闭；关闭命令可以由操作者决定或由地震监测设备自动做出有序的关闭，而不是由单个检测设备造成的机械随机跳闸。

**B.1.3 重启运行之前，应进行全面的安全检查，包括：**

- a) 可操作性；
- b) 完整性；
- c) 稳定性。

**B.1.4** 发生 OBE 后，所有的设备或者系统应保持运行状态。除非操作者认为这些设备或系统没有保持运行的必要，可以关闭。

**B.1.5** 发生安全停运地震(SSE)后，站场应处于安全状态。地震发生后，可采取措施来确保安全恢复运行，或停产。

**B.1.6** 安全管理体系中应明确发生 SSE 后，启动的应急程序，并确保人员安全的情况下，落实进行站场监测和检查时所采取的临时措施。

**B.2 SSE 抗震分类**

**B.2.1 基于上述原则，抗震划分见表 B.1。**

**表 B.1 抗震分类**

类别	操作性	完整性	稳定性
A 类	×	—	—
B 类	—	×	—
C 类	—	—	×

**注：**“×”表示具备，“—”表示不具备。

**B.2.2 做危害评估时应对这些以下三个类别进行分析。**

- a) A类包括：
  - 1) 消防设备和系统(仅用于本地操作)；
  - 2) 地下的消防水管线；
  - 3) 紧急切断阀；
  - 4) 中控室内安全控制系统的可操作性；
  - 5) 与安全控制系统相关的不间断电源；
  - 6) 中控室内显示的关键信号；
  - 7) 烃类储罐的压力安全阀或者控制阀；
  - 8) LNG 储罐的次容器。
- b) B类包括：
  - 1) 所有设备和管道系统,包括烃类或者有风险的介质；
  - 2) 支撑此类设备和管道系统的所有构筑物；
  - 3) LNG 储罐的主容器。
- c) C类包括:除 A 类和 B 类外,在 A 类或者 B 类附近倒塌能影响 A 类或 B 类的设施。

### B.3 发生 SSE 后基本安全措施

站场应保持完整性,避免因烃类介质泄漏而造成次生灾害。中控室应作为危机运行管理中心。主要的信息应在中控室显示(储罐的压力、液位和温度等)。

受地震作用易造成破坏的站场构筑物,其硬接线、关键信号和控制电缆分开布线。

发生 SSE 后,能远程控制储罐的压力控制系统,安全阀应保持运行。

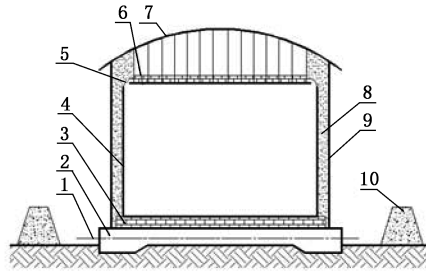
附录 C

(资料性)

不同类型液化天然气储罐示意图

C.1 概述

不同类型的立式平底圆筒形 LNG 储罐应符合 GB 51156—2015 的规定(示例见图 C.1~图 C.4)。除此之外,以下球形储罐和低温混凝土储罐也可考虑。

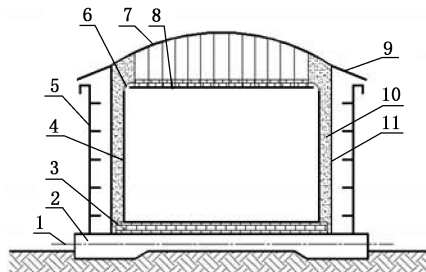


标引序号说明:

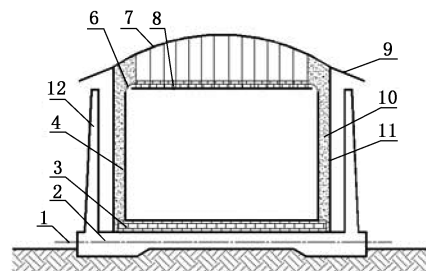
- 1——基础加热系统;
- 2——基础;
- 3——罐底绝热层;
- 4——低温钢质内罐;
- 5——挠性绝热密封;

- 6 —— 吊顶(绝热层);
- 7 —— 常温钢质罐顶;
- 8 —— 松散的绝热填料;
- 9 —— 常温钢质外罐(不能盛装 LNG);
- 10——拦蓄堤。

图 C.1 单容罐示意图



a) 双容罐示意图(一)



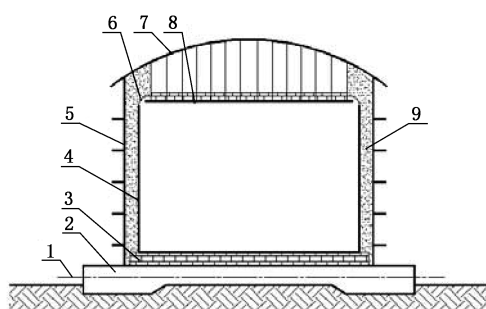
b) 双容罐示意图(二)

标引序号说明:

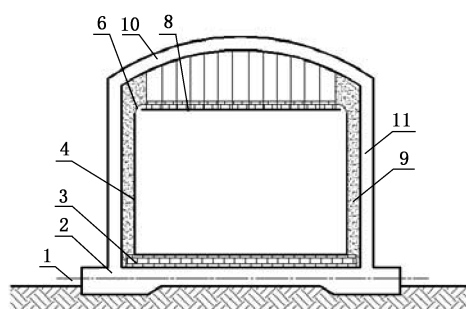
- 1——基础加热系统;
- 2——基础;
- 3——罐底绝热层;
- 4——低温钢质内罐;
- 5——低温钢质外罐;
- 6——挠性绝热密封;

- 7 —— 常温钢质罐顶;
- 8 —— 吊顶(绝热层);
- 9 —— 顶盖(挡雨板);
- 10——松散的绝热填料;
- 11——常温钢质外罐(不能盛装 LNG);
- 12——预应力混凝土。

图 C.2 双容罐示意图



a) 全容罐示意图(一)

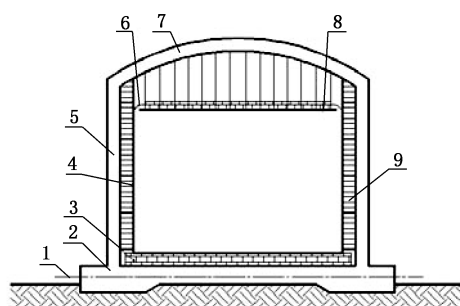


b) 全容罐示意图(二)

标引序号说明：

- |            |               |
|------------|---------------|
| 1——基础加热系统； | 7 ——常温钢质罐顶；   |
| 2——基础；     | 8 ——吊顶(绝热层)；  |
| 3——罐底绝热层；  | 9 ——松散的绝热填料；  |
| 4——低温钢质内罐； | 10——混凝土罐顶；    |
| 5——低温钢质外罐； | 11——预应力混凝土外罐。 |
| 6——挠性绝热密封； |               |

图 C.3 全容罐示意图



标引序号说明：

- |                |                 |
|----------------|-----------------|
| 1——基础加热系统；     | 6 ——挠性绝热密封；     |
| 2——基础；         | 7 ——混凝土罐顶；      |
| 3——罐底绝热层；      | 8 ——吊顶(绝热层)；    |
| 4——低温钢质内罐(薄膜)； | 9 ——混凝土外罐内侧绝热层。 |
| 5——预应力混凝土外罐；   |                 |

图 C.4 薄膜罐示意图

## C.2 球形储罐

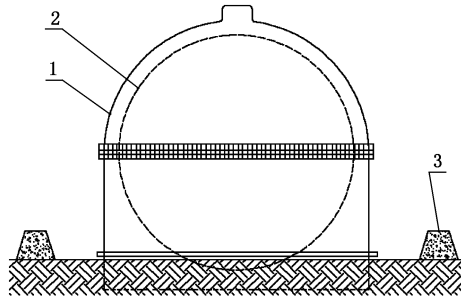
球形储罐是由一个无加强球体构成的单容罐系统，其球壳由一个立式圆筒支撑在赤道位置(示例见



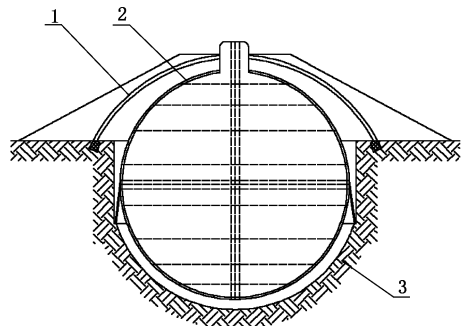
图 C.5)。球形储罐的设计和建造应依照国际海运组织气体运输船规范(IMO B 型罐)。

球形储罐几何结构稳定,可设计用于高地震加速度区。

地上球形储罐应设置拦蓄堤(次容器)(见 6.8)容纳泄漏的液体。



a) 球型储罐示意图(一)



b) 球型储罐示意图(二)

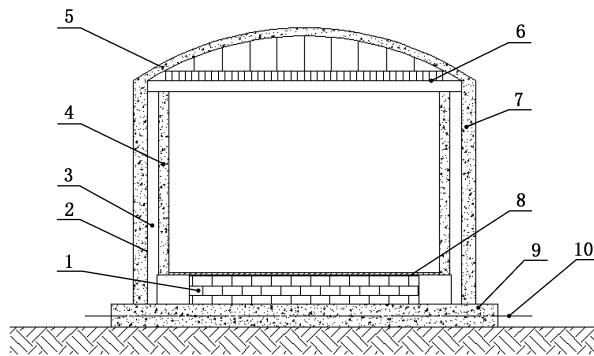
标引序号说明:

- 1——外壳;
- 2——主容器;
- 3——次容器。

图 C.5 球形储罐示意图

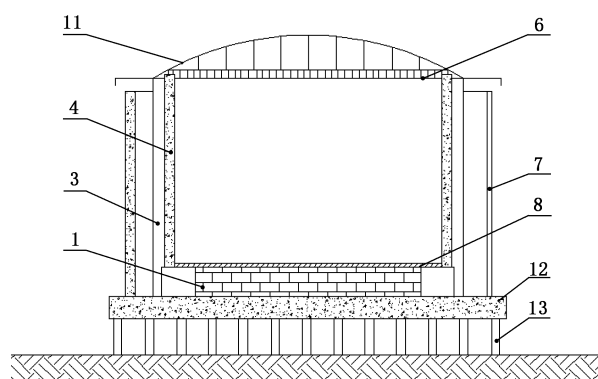
### C.3 低温混凝土储罐

低温混凝土储罐为立式平底圆筒形结构,其主容器和次容器的罐壁都是预应力混凝土(示例见图 C.6)。



a) 低温混凝土储罐示意图(一)

图 C.6 低温混凝土储罐示意图



b) 低温混凝土储罐示意图(二)

标引序号说明：

- |                 |              |
|-----------------|--------------|
| 1——底板绝热层；       | 8——9%镍钢底板；   |
| 2——碳钢内衬；        | 9——混凝土板；     |
| 3——松散填料绝热；      | 10——底部加热；    |
| 4——低温预应力混凝土主容器； | 11——钢外顶；     |
| 5——钢筋混凝土顶；      | 12——架高混凝土承台； |
| 6——吊顶(铝板)；      | 13——混凝土承台桩。  |
| 7——低温预应力混凝土次容器； |              |

图 C.6 低温混凝土储罐示意图(续)

**附 录 D**  
(规范性)  
参比流量

**D.1 热量输入引起的气体排放量  $V_T$**

$V_T$  为储罐在正常操作条件下由于热量输入引起的最大蒸发量。确定该值时,环境温度设定为夏日所观测到的最高气温。

**D.2 液相充装引起的气体排放量  $V_L$**

储罐在充装时产生活塞效应,充液引起的气体排放量  $V_L$  取储罐以最大体积流量充装时产生的(罐穹顶气相实际温度和压力下)气体体积流量。

$V_L$  为入口控制阀故障开时可达到的最大流量。

**D.3 过量充装引起的气体排放量  $V_0$**

若不能排除过量充装导致 LNG 溢流入储罐环隙空间的可能性,LNG 一旦进入储罐环隙则立即气化。可根据需要,进一步强化见 6.6.2 所采取的液位监控措施。

**D.4 充装过程中闪蒸引起的气体排放量  $V_F$**

向储罐内充装 LNG 时,立即会发生气化(即“闪蒸”),闪蒸产生的主要原因有:

- a) LNG 在泵送时被加热;
- b) 装卸过程中的管线漏冷;
- c) 储罐液位上升时对罐壁的冷却;
- d) 与储罐内原存有的 LNG 混合;
- e) 带压 LNG 进入储罐膨胀,若膨胀前的温度高于储罐压力下的泡点温度,即发生气化。

$V_F$  是最大流量充装状态下控制阀故障开时的闪蒸量,应依据所有上述原因确定该值。

若 LNG 在充装前处于平衡态,其膨胀前的温度高于储罐中 LNG 的泡点温度,部分液体在充装时发生闪蒸,闪蒸率( $F$ )由公式(D.1)计算:

$$F = 1 - \exp\left[\frac{c(T_1 - T_2)}{L}\right] \dots\dots\dots (D.1)$$

式中:

- $c$  ——LNG 的热容,单位为焦耳每开尔文每千克[J/(K·kg)];
- $T_1$  ——LNG 膨胀前的温度,单位为开尔文(K);
- $T_2$  ——LNG 在储罐压力下的沸点,单位为开尔文(K);
- $L$  ——LNG 的气化潜热,单位为焦耳每千克(J/kg)。

随后可用公式(D.2)计算  $V_F$ :

$$V_F = F \times W \dots\dots\dots (D.2)$$

式中:

$W$  ——充装流量,单位为千克每秒(kg/s)。

若没有更精确的数据,且绝对压力的下降值不大于 0.1 MPa,则  $F$  可用公式(D.3)取值进行简化计算:

$$C = 3.53 \times 10^3 \text{ J/(K·kg)}$$

$$L = 504 \times 10^3 \text{ J/kg}$$

$$(T_1 - T_2) = \frac{p_2 - p_1}{8\,000} \dots\dots\dots (\text{D.3})$$

式中:

$(p_2 - p_1)$ ——LNG 初始存储绝对压力与目的储罐绝对压力之间的压降,单位为帕(Pa)。

#### D.5 用一台潜液泵循环 LNG 引起的气体排放量 $V_R$

$V_R$  是用于 LNG 冷循环的最大潜液泵循环 LNG 所产生的蒸发气的质量流量。

假定泵的全部能量都输入 LNG,  $V_R$  可用下列简化公式(D.4)进行估算:

$$V_R = Q/L \dots\dots\dots (\text{D.4})$$

式中:

$Q$ ——单台泵输入的能量,单位为焦耳每小时(J/h);

$L$ ——单位为焦耳每千克(J/kg)(见 D.3 中  $L$  的定义)。

#### D.6 大气压变化引起的气体排放量 $V_A$

D.6.1 如果储罐处于最大操作压力,大气压下降会导致储罐球冠中的气相发生膨胀产生排放气( $V_{AG}$ ),还会导致罐内液相过热产生排放气( $V_{AL}$ )。与此类似,大气压上升则会产生真空。

D.6.2 因气相膨胀产生的流量  $V_{AG}$  可用公式(D.5)进行计算:

$$V_{AG} = \frac{V}{P} \times \frac{d_p}{d_t} \dots\dots\dots (\text{D.5})$$

$$V_A = V_{AG} + V_{AL} \dots\dots\dots (\text{D.6})$$

式中:

$V_{AG}$ ——储罐球冠中气相温度和压力下的实际体积流量,单位为立方米每小时( $\text{m}^3/\text{h}$ );

$V$ ——低液位储罐的最大气相空间,单位为立方米( $\text{m}^3$ );

$P$ ——绝对操作压力,单位为帕(Pa);

$d_p/d_t$ ——大气压变化率的绝对值,单位为帕每小时(Pa/h);

$V_{AL}$ ——液体过热产生的排放量,可采用 D.4 中  $F$  的计算方法进行估算。

D.6.3 气压变化率应采用当地的气象数据。没有相关气象数据时,可采用大气压下降率值 2 000 Pa/h,且大气压变化总量为 10 kPa。该大气压变化值也可用来计算大气压上升时,需向储罐内补入的气相流量。

#### D.7 控制阀失灵引起的气体排放量 $V_V$

控制阀失灵可导致气体排放量增加,例如控制阀失灵导致 LNG 充装速率突增、或破真空阀误开。

#### D.8 火灾过程中热输入引起的气体排放量 $V_I$

确定火灾过程中的 LNG 气化量时,假定火灾输入的热量立即将 LNG 气化,不考虑消防水的影响。

默认情况下,可假定储罐外罐立面受到的热流量等于 LNG 火焰的辐射力(见 GB/T 19204—2020)。

储罐选址布置进行危害评估时,采用最苛刻工况下的热辐射值替代该值。

#### D.9 液相泵抽出引起的气体补充量 $V_D$

为了防止出现负压,应向储罐中补气以抵消液相抽出造成的影响。补充气的体积流量等于泵入口最大液相体积流量。

**D.10 压缩机抽出引起的气体补充量  $V_c$**

储罐自蒸发量通常由蒸发气压缩机进行处理。正常工况下,通过调节压缩机入口体积流量与储罐的蒸发率相匹配。然而,不能排除压缩机负荷过大造成储罐出现负压的可能性。 $V_c$  可表示为压缩机入口最大体积流量。

**D.11 翻滚引起的气体排放量  $V_B$**

翻滚产生的蒸发气量应采用经过验证的模型进行计算。若无模型可用,翻滚时的气体排放量应取公式(D.7)计算结果的保守值:

$$V_B = 100 \times V_T \quad \dots\dots\dots (D.7)$$

该值近似于以往翻滚事故实际发生时所观测到的最大排放量。

**附 录 E**  
**(规范性)**  
**液化天然气泵附加要求**

## E.1 设计

E.1.1 设计应满足下列规定：

- a) 热态瞬变工作条件应符合 GB/T 19204—2020 的规定；
- b) 连接法兰、垫片和紧固件(螺母及螺栓)应符合 9.4 的要求。

E.1.2 制造和组装应符合下列要求：

- a) 紧固件在温度变化或振动的影响下应保持不松动；
- b) 在制造或组装之前,应清除残余氧化物和其他污染物；
- c) 焊接工艺及程序,焊条、焊丝及焊药的质量应符合 GB 50184 的规定。

E.1.3 泵应配备轴向力平衡系统。

## E.2 检验

### E.2.1 总则

为保证泵现场使用安全,受机械、旋转及热应力的部件应按照 GB/T 3215 的规定进行检验和试验。

泵的制造商,应按业主要求建立一套完整的检验程序,至少包括 E.2.2~E.2.8 规定的检验,并应在质量计划中说明对材料的识别要求。

制造商应说明检验程序与参考标准的适应性,以及根据质量等级要求所选用标准的准确性。

### E.2.2 承压部件和旋转部件的检验

每个铸件应提供化学分析及机械性能报告。

对锻造或滚轧的部件,应对样品进行机械试验。对每个部件,制造商应指明参考标准、取样位置和方向。

### E.2.3 射线检测

应根据 GB/T 3215、GB/T 9445 和 NB/T 47013.2 进行射线检测。

### E.2.4 超声波检测

应根据 GB/T 3215、GB/T 9445 和 NB/T 47013.3 进行超声波检测。

### E.2.5 表面缺陷检测

应根据 GB/T 3215、GB/T 9445、GB/T 18851.1 和 NB/T 47013.3 进行表面缺陷检测。具体方法可用渗透检测和磁粉检测。

### E.2.6 外观检查

外观检查应按照质量计划检查产品规格符合 7.2 规定及单个零件是否合格。

### E.2.7 尺寸检验

应进行尺寸检验,检查产品是否与标准和制造商提供的图纸一致。

### E.2.8 电气检验

应进行下列电气检验:

- a) 根据相应的标准进行电气性能测试;
- b) 电平衡试验。

电气部件应保证与规定的危险场所分类一致。

## E.3 试验

### E.3.1 试验条件

除非另有规定,下列试验介质应为液氮或 LNG。

如业主同意,也可使用其他试验介质代替。

对所有非 LNG 试验介质,制造商应与业主协调方案,以便从试验数据预知实际性能。

### E.3.2 型式试验及验收试验

E.3.2.1 型式试验是泵定型的首次试验,验收试验是对该设计的所有泵进行试验。型式试验包括:

- a) 机械强度及气密性试验(静水压试验);
- b) 性能试验;
- c) NPSH 试验(NPSH 的定义符合 GB/T 3216);
- d) 在最高温度为 $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时的低温试验(采用非 LNG 试验介质测试的泵)。

E.3.2.2 验收试验应至少包括机械强度、气密性试验和性能试验。

E.3.2.3 业主与泵的制造商应明确规定进行 NPSH 试验的场地、泵的数量和具体要求。

### E.3.3 强度及气密性试验

泵体及泵的其他承压部件,应根据 GB/T 3215 进行强度和气密性试验。可用氯化物含量低于 $50\times 10^{-6}$ (50 ppm)水进行测试。

### E.3.4 性能试验

E.3.4.1 性能试验介质应优先采用 LNG,且应规定其成分,并测量密度和温度。试验数据应测试或计算至少以下六个点。

- a) 关闭流量;
- b) 最小连续稳定流量;
- c) 在最小流量和额定流量之间的中间两个点;
- d) 额定流量;
- e) 最大允许流量。

E.3.4.2 当采用 LNG 作为试验介质时,泵试验应以正常转速 $\pm 3\%$ 进行;采用其他合适的介质以适当转速进行,应征得买方的同意。

- a) 对于除关闭点外的各种流量条件下,应记录以下参数:
  - 1) 出口总压头;
  - 2) 入口总压头;

- 3) 泵效率及电机效率;
- 4) 电机输入功率;
- 5) 振动;
- 6) 噪音。

b) 对于关闭点,应记录以下参数:

- 1) 出口总压头;
- 2) 电机输入功率。

**E.3.4.3** 对于配备有变频电机的泵,宜以两种不同的运行速度(中速和最小速度)记录参数。

**E.3.4.4** 对安装在储罐泵井中的泵,应进行泵停试验(抽空试验),该试验是在低液位下对泵的运行工况进行测试,相当于扬程降低到正常值的 40%,其试验的条件应提交业主批准。

**E.3.4.5** 在额定流量下,应进行至少 1 h 的连续运行测试。

### E.3.5 NPSH 试验

NPSH 的试验应在试验介质平衡温度下用 LNG 进行,并应规定试验介质组成。相同设计的泵,第一台泵至少选用多个不同流量点,其他的泵可只选用一个流量,这些流量应与性能试验中选用的流量一致。

## E.4 标称值

制造商应明确下列指标,并说明对应的 LNG 的密度和温度:

- a) 零流量时的总压头;
- b) 操作范围内最小流量时的总压头;
- c) 额定流量时的总压头;
- d) 操作范围内最大流量时的总压头;
- e) 操作范围内最小流量时要求的 NPSH;
- f) 额定流量时的 NPSH;
- g) 操作范围内最大流量时要求的 NPSH;
- h) 额定流量时的功率消耗;
- i) 额定流量时泵及其驱动、变速装置的效率;
- j) 储罐内泵启动的最小浸没深度;
- k) 在最小连续流量和最大流量下的功率消耗。

在性能测试过程中(见 E.3.4),上述值允许的偏差应符合 GB/T 3215 的规定。

## E.5 铭牌

每台泵及泵罐上宜有一个金属标牌,标示下列内容:

- a) 制造厂家;
- b) 生产序列号及业主订单号;
- c) 额定流量( $\text{m}^3/\text{h}$ );
- d) 泵的额定扬程(m);
- e) 额定流量时的转速(r/min);
- f) 最大工作压力及泵罐的试验日期;
- g) 泵测试的日期和压力。



## E.6 潜液泵和电缆

### E.6.1 泵罐安装型

- E.6.1.1 在泵的电缆与外部电缆之间的连接应使用电气接线盒。
- E.6.1.2 应采取适当措施避免气体从泵罐进入接线盒。
- E.6.1.3 接线盒与泵电机之间连接的低温电缆应能够承受 $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的温度。

### E.6.2 储罐泵井安装型

#### E.6.2.1 通则

- E.6.2.1.1 储罐泵井安装的泵可以在储罐泵井内部进行吊装。泵及电缆接线盒安装在泵井顶部顶板上部,泵密封安装在储罐泵井底部的底阀阀座上。
- E.6.2.1.2 入口为泵井底阀,出口为安装泵的泵井。
- E.6.2.1.3 除第7章和E.1的要求外,泵应通过专用吊索(或一套连接不锈钢细管,或其他方式的提升系统)进行安装和拆卸。
- E.6.2.1.4 顶板对泵井进行密封,应包括:
  - a) 内部:缆索固紧系统,使电缆及吊索固定、缠绕在板下。
  - b) 外部:电缆接线盒。
- E.6.2.1.5 底阀应保证泵与泵井的中心成直线,防止泵出现旋转。提升泵时应不需要异常外力。

#### E.6.2.2 专用吊索

用于处理泵组、捆紧缆索的设施,应包括:

- a) 一套安全升降泵的系统,无掉落和缆索扭曲的风险。
- b) 一套备用提升缆索,在发生故障时能够替代工作缆索。备用缆索的安装应能防止泵在工作缆索发生故障时阻止掉落。只有在买方认可的情况下,才能弃用该备用缆索。
- c) 一套处于拉紧状态的电气支撑电缆,该电缆应为非缠绕型,在安装前应进行预应力处理,以避免电缆由于罐中的温差而出现应力过载现象。
- d) 一套将缆索牵引到泵井内的系统。
- e) 一套支撑测量电缆的系统。

缆索应有一个弯曲半径,避免在自重下破损,并便于搬运。

#### E.6.2.3 不锈钢管/护管

在使用不锈钢细管时,所有隔离部件,如阀门、盲板等,均应安装在泵井顶部的顶板上(罐外)。泵应配置一套不锈钢吊装组件,包括动力电缆。提升机构应为刚性,易于安装及保护电缆。

## E.7 立式液下泵

立式非潜液泵由电机/离心泵组成,立式泵安装在桶袋内,浸没在LNG中。电机安装在桶袋顶部,未浸没在LNG中。

立式非潜液泵宜考虑泵的密封方案,消除泵运行时通过密封的泄漏。

立式非潜液泵的冷却应缓慢地进行,每台泵应配备足够能力的放空阀或安全阀,防止在预冷期间超压。

立式非潜液泵桶袋应设置保冷,防止气化及冷凝。泵的基础设计和施工应防止冻裂。

附 录 F  
(规范性)  
管道设计

F.1 管道设计中,计算管道的支撑和挠度时,应包括以下作用。

- a) 永久作用:
- 1) 内压;
  - 2) 管自重;
  - 3) 保温层等的重量。
- b) 可变作用:
- 1) 由水击产生的间歇荷载;
  - 2) 热胀冷缩和疲劳所产生的热应力,应包括厚度和管径改变处的热应力;
  - 3) 雪荷载;
  - 4) 风荷载;
  - 5) 地震等。

F.2 水击作用是液体管道中由于流速改变引起管道内压力急剧变化的现象。水击作用可由 LNG 试验的方法来确定。阀门关闭的过压值,用 LNG 的液柱高度  $D_h$  表示,计算见公式(F.1)或公式(F.2)。

$$t \leq \frac{2L}{v}, D_h = \frac{vV_0}{g} \quad \dots\dots\dots (F.1)$$

$$t > \frac{2L}{v}, D_h = \frac{2LV_0}{gt} \quad \dots\dots\dots (F.2)$$

式中:

- $t$  ——阀门关闭时间,单位为秒(s);
- $L$  ——管道长度,单位为米(m);
- $v$  ——冲击波速度,单位为米每秒(m/s),对于 LNG,  $v=1\ 500\ \text{m/s}$ ;
- $D_h$  ——LNG 液柱高度,单位为米(m)(等于过压值);
- $V_0$  ——液击发生前 LNG 的流速,单位为米每秒(m/s);
- $g$  ——重力加速度,单位为米每二次方秒( $\text{m/s}^2$ ),取  $9.8\ \text{m/s}^2$ 。

受冲击荷载影响并接近极限状态条件的管道应包括气蚀效应,并采用有限元方法进行设计。

附 录 G  
(规范性)  
加臭

G.1 加臭剂

加臭剂是一种具有强烈气味的有机化合物或混合物。燃气加臭剂通常选用恶臭型,低浓度下可嗅到极刺激性臭味。加臭剂具有挥发性和易燃性,并且大多数有毒。

G.2 加臭系统

G.2.1 通则

加臭装置通常由储罐、进料罐、泵以及相关的阀门和管道组成。加臭装置的设计应易于维护和操作,并防止可能的冲击损坏。施工中使用的材料应符合气质要求。与加臭剂直接接触的部分应由不低于含 17%Cr 和 9%Ni 的不锈钢材料制造,密封材料宜用聚四氟乙烯。尽可能使用焊接的管道连接。

加臭装置应在全密封、无泄漏状态下运行。

储罐和加注设备应位于有排水设备的拦蓄区内,在储存容器或设备下不应堆积溢油或泄漏物。

G.2.2 储存

加臭剂储罐应符合 GB/T 150(所有部分)的规定。

加臭剂储罐的容积应根据供气规模、加臭剂的运输距离、最大允许充装量等参数确定。加臭剂的充装量不应超过 90%,且存储时间不能超过加臭剂的保质期。

G.2.3 加臭剂泵和阀门

G.2.3.1 加臭剂泵应符合下列规定:

- a) 加臭剂泵输出加臭剂的压力应高于被加臭的燃气管道最高工作压力,宜为燃气管道最高工作压力的 1.2 倍~1.5 倍;
- b) 加臭剂泵应易于操作、检修和清洗;
- c) 加臭剂泵入口应加装过滤器,出入口应设置止回阀;
- d) 加臭剂泵的输出应设有标定器。

G.2.3.2 加臭剂阀组及管道应符合下列规定:

- a) 加臭管道阀组应设置回流管;
- b) 输送加臭剂的管道、阀组管束应采用流体输送用不锈钢管道,且应符合 GB/T 14976 和 GB/T 12771 的规定,最小内径应大于 4 mm;
- c) 加臭装置的管道连接宜采用机械连接。

G.3 加臭剂处理

G.3.1 总则

处理加臭剂的注意事项与任何低闪点物质的预防措施相同。此外,由于其刺激性和毒性,个人防护应符合 G.6 的规定。

G.3.2 运输

加臭剂运输前应使用惰性气体和甲醇冲洗并净化输送软管和相关设备。

罐车装卸区应配备溢出物控制托盘、吸收剂和去污设备。

罐车应使用自密封接头,该接头应在断开软管连接时自动闭合。

罐车应暂时连接到静电接地点,以释放所有累积的电荷。输送软管应与大容量储罐电连接。

应使用罐车和储罐之间的气相连接管线进行装卸操作,不具备条件时可使用火炬放空。

### G.3.3 冲洗和吹扫

在拆除设备进行维护或检查之前,应对所有设备进行净化处理,从设备中排空或抽出液体加臭剂,然后用甲醇或其他适当的介质进行冲洗。在抽出残留的甲醇/加臭剂后,可以用天然气吹扫蒸汽,最后用氮气吹扫至低压管道,如蒸发气系统或火炬系统。

### G.4 加臭剂加注

加臭装置启动时应确认加臭泵进、出口阀门为开启状态,禁止关闭阀门。运行时应检查加臭泵输出压力是否高于燃气管道压力,并保证加臭正常进行。加臭剂注入喷嘴上游应安装止回阀,且喷嘴的接口尺寸不应小于 DN15,压力级别应与燃气管道设计压力相同且不应小于 PN16。

加臭装置应至少包含两台泵,一用一备(根据所需的流量范围,可以使用不同规格的泵)。

应监测和控制注入速度,注入速度建议由来自天然气流量计的信号控制。

加臭剂的检测应采用仪器检测法。检测仪器可采用气相色谱分析仪和加臭剂检测仪。

### G.5 加臭剂泄漏

当发生加臭剂意外泄漏时,应先切断泄漏源;当泄漏量较大时,应构筑围堤或挖坑收纳,并应采取措施防止泄漏的加臭剂流入下水道、排洪沟等,使用吸附剂或消除剂等及时消除加臭剂造成的污染。泄漏出的加臭剂液体可用吸附剂进行吸附,吸附后的废弃物应放入封闭的容器中并进行处理。

### G.6 个体防护

个体防护应符合 GB 39800.1 和 GB 39800.2 的规定。

参 考 文 献

- [1] GB/T 21209 用于电力传动系统的交流电机 应用导则
  - [2] GB/T 22720.1 旋转电机 电压型变频器供电的旋转电机无局部放电(I型)电气绝缘结构的鉴别和质量控制试验
  - [3] GB/T 22720.2 旋转电机 电压型变频器供电的旋转电机耐局部放电电气绝缘结构(II型)的鉴定试验
  - [4] GB/T 34123 电力系统变频器保护技术规范
  - [5] 中华人民共和国特种设备安全法(中华人民共和国主席令 第4号)
-