



中华人民共和国国家标准

GB/T 20368—2021

代替 GB/T 20368—2012

液化天然气(LNG)生产、储存和装运

Production, storage and handling of liquefied natural gas(LNG)

2021-08-20 发布

2022-03-01 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	VII
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	3
3.1 通用	3
3.2 气化设施	4
3.3 储存设施	5
3.4 管道系统和管道元件	6
4 基本要求	6
4.1 低温设施的土壤保护	6
4.2 冰雪坠落	6
4.3 混凝土结构设计与材料	6
4.4 控制室	6
5 站址选择和平面布置	7
5.1 站址选择	7
5.2 平面布置	7
5.3 储罐间距	7
5.4 气化器间距	9
5.5 工艺设备间距	10
5.6 装卸设备间距	10
5.7 建构筑物	10
5.8 拦蓄设施间距	10
6 工艺设备	10
6.1 一般要求	10
6.2 泵和压缩机	11
6.3 气化设施	11
6.4 LNG 移动式设备	12
7 液化天然气储罐	12
7.1 一般要求	12
7.2 设计要求	13
7.3 检验	13
7.4 液化天然气储罐系统	13
7.5 液化天然气压力储罐	18

8	管道系统和管道元件	18
8.1	一般要求	18
8.2	管道系统材料	19
8.3	安装	20
8.4	危险介质的隔离	22
8.5	管架	22
8.6	管道标识	22
8.7	管道的检查、检验与试验	22
8.8	管道系统置换	22
8.9	安全泄压阀	22
8.10	火炬和放散管	22
8.11	低温管中管系统	22
8.12	地下或海底管道的安装	23
9	站场设施	24
9.1	设计分类	24
9.2	工厂设施	24
9.3	液化天然气储罐	24
9.4	构筑物	24
9.5	火灾和爆炸控制	24
9.6	通风	24
9.7	可燃气体或蒸发气控制	25
9.8	人员保护	25
10	电气	25
10.1	电力负荷等级	25
10.2	爆炸危险区域划分	25
10.3	电力装置的设计	25
10.4	防雷、防静电设计	25
10.5	照明	25
11	仪表和通信	26
11.1	仪表和控制系统	26
11.2	通信	28
12	拦蓄区及排放系统	28
12.1	一般要求	28
12.2	拦蓄区容积	29
12.3	围堰和拦蓄堤	29
12.4	围堰、拦蓄堤和排放沟	29
12.5	保冷	29

12.6	拦蓄堤高度和到储罐的距离	29
12.7	排水	30
13	消防和安全	30
13.1	消防和防火评估	30
13.2	消防水系统	30
13.3	移动消防设施	31
13.4	个人防护	31
13.5	安全	31
14	防腐	32
14.1	一般要求	32
14.2	大气环境下管道与设备的腐蚀控制	32
14.3	埋地或水下管道与设备的腐蚀控制	33
14.4	管道与设备的内腐蚀控制	33
14.5	杂散电流干扰腐蚀控制	33
14.6	腐蚀控制监测	34
14.7	修复措施	34
15	转运系统	34
15.1	一般要求	34
15.2	泵和压缩机	34
15.3	装卸臂	35
15.4	装卸管线	35
15.5	船舶装卸设施	35
15.6	槽车、罐车和罐箱装卸设施	35
15.7	通信	36
16	小型液化天然气设施	36
16.1	一般要求	36
16.2	控制室	36
16.3	站场选址	36
16.4	站场布置	37
16.5	工艺设备	37
16.6	液化天然气储罐	38
16.7	管道系统和管道元件	38
16.8	仪表、通信和电气	38
16.9	站场设施	38
16.10	拦蓄区及排放系统	38
16.11	转运系统	38
16.12	消防和安全	38

16.13	操作和维护	38
17	操作和维护	38
17.1	操作程序手册	38
17.2	应急程序	39
17.3	运行监控	40
17.4	试车	41
17.5	LNG 和易燃液体的输送	41
17.6	维护手册	42
17.7	维护工作	43
附录 A (规范性)	泄漏后果场景分析	45
A.1	泄漏后果场景的确定	45
A.2	设计泄漏量	45
A.3	计算模型的选取	45
A.4	气象数据	45
A.5	可燃气体或蒸气扩散	46
A.6	有毒气体或蒸气扩散	46
A.7	蒸气云爆炸	46
A.8	火灾	46
附录 B (规范性)	采用定量风险分析(QRA)进行液化天然气站场性能化选址	47
B.1	概述	47
B.2	风险计算和评估基础	47
B.3	液化天然气和其他有害物料泄漏场景	47
B.4	泄漏频率和条件频率	48
B.5	建模条件和发生频率	49
B.6	危害和后果评估	50
B.7	风险结果	51
B.8	风险基准	52
B.9	安全改进措施	52
附录 C (规范性)	抗震设计	53
C.1	概述	53
C.2	操作基准地震(OBE)	53
C.3	安全停运地震(SSE)	53
C.4	安全停运地震余震(ALE)	53
C.5	设计反应谱	53
C.6	其他地震荷载	53
附录 D (规范性)	爆炸危险区域划分	54
附录 E (规范性)	防火评估	57

E.1 防火和消防设施设计、安装和测试依据	57
E.2 防火评估主要内容	57
参考文献	59
图 1 围堰或拦蓄堤到储罐的距离	30
图 D.1 围堰高度小于从储罐到围堰的距离(H 小于 L)	54
图 D.2 围堰高度大于从储罐到围堰的距离(H 大于 L)	54
图 D.3 储罐中的液面低于地面或围堰顶部	55
图 D.4 全容罐和薄膜罐系统	55
图 D.5 海运终端装运 LNG 的场所划分	56
表 1 操作压力小于 100 kPa 的储罐布置防火间距	8
表 2 地上储罐布置防火间距	8
表 3 操作压力大于等于 100 kPa 的埋地罐布置防火间距	9
表 4 环境因子	15
表 5 避让距离的计算系数	37
表 A.1 站场界区和有人场所有毒物质浓度限值	46
表 A.2 站场界区和有人场所爆炸超压限值	46
表 B.1 失效频率数据库	48
表 B.2 蒸气扩散后果终点	50
表 B.3 热辐射后果终点	51
表 B.4 超压后果限值	51



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 20368—2012《液化天然气(LNG)生产、储存和装运》，与 GB/T 20368—2012 相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

- a) 更改了范围的规定(见第 1 章,2012 年版的第 1 章)；
- b) 更改了规范性引用文件(见第 2 章,2012 年版的第 2 章)；
- c) 增加了“液化天然气站场、点火源、储罐系统、转运系统、液化天然气压力储罐、主容器、次容器、蒸气云、避让距离、自动隔离阀、管道系统、低温管中管系统”等术语和定义,更改了“液化天然气、不燃材料、拦蓄区、拦蓄堤、单容罐、双容罐、全容罐、薄膜罐、气化器、环境热源气化器、加热热源气化器、整体加热热源气化器、远程加热热源气化器”等术语和定义,删除了“批准、主管部门、船舶加油、槽车、组件、储罐、冻土地下储罐、预应力混凝土储罐、可控制应急、设计压力、失效保护、明火设备、火焰蔓延指数、危险流体、LNG 工厂、最大允许工作压力、模型、停运、过量充装、转运区、过度接头、水容积”等术语和定义(见第 3 章,2012 年版的第 3 章)；
- d) 更改了低温设施的土壤保护的规定(见 4.1,2012 年版的 5.5),更改了冰雪坠落的规定(见 4.2,2012 年版的 5.6),删除了腐蚀控制审查的规定(见 2012 年版的 4.1),删除了记录的规定(见 2012 年版的 4.4)；
- e) 增加了选址应符合的国家、行业、地区、港口规划及国家产业政策规定(见 5.1.2~5.1.3),增加了对利用港口资源、陆域所在地区的自然条件、周围依托条件的选择规定(见 5.1.4~5.1.12),将泄漏后果场景(可燃或有毒气体扩散、火灾、爆炸)影响评估要求归纳为规范性附录 A,对站场与界区外周边设施间距确定、站场外部安全防护距离确定进行了规定,更改了基于风险分析的工厂选址内容为“采用定量风险分析(QRA)进行 LNG 站场性能化选址”并作为规范性附录(见 5.1.12,附录 B,2012 年版的附录 E),对如何开展 QRA 进行站场选址进行了规定,将原第 5 章中有关拦蓄区划分、拦蓄区及 LNG 收集排放系统相关设计要求独立成章,形成本文件第 12 章“拦蓄区及排放系统”,增加了平面布置的一般要求(见 5.2),更改了 LNG 储罐间距要求(见 5.3.1、5.3.2,2012 年版的 5.2.4.1),更改了双容罐、全容罐和薄膜罐应与相邻的单、双容罐布置的规定(见 5.3.3,2012 年版的 5.2.4.2),增加了混凝土储罐外罐防火设计的规定(见 5.3.3),更改了气化器间距的规定(见 5.4,2012 年版的 5.2.5),增加了可燃气体压缩机房的间距规定(见 5.5.2),增加了拦蓄区内热通量的规定(见 5.6.4),更改了建构筑物距 LNG 和其他危险液体距离的规定(见 5.7,2012 年版的 5.3),删除了设计者和制造者资格的规定(见 2012 年版的 5.4)；
- f) 将气化设施调整至工艺设备(见 6.3,2012 年版的第 8 章)；增加了一般要求(见 6.1,2012 年版的 6.1、6.3、6.4.1、6.4.2 和 6.4.3)；删除了内燃机或燃气轮机安装的规定(见 2012 年版的 6.4.4)；增加了铝制板翅式换热器的规定(见 6.1.8)；更改了气化器系统 LNG 入口设置切断阀的规定(见 6.3.6,2012 年版的 8.3.1、8.3.3、8.3.5.2)；更改了无人值守 LNG 装置安装的规定(见 6.3.7,2012 年版的 8.3.5、8.3.5.1、8.3.5.2、8.3.6、8.3.6.1)；更改了有人值守 LNG 装置安装的规定(见 6.3.8,2012 年版的 8.3.4、8.3.5.3、8.3.6.2)；将 LNG 移动式设备调整至工艺设备(见 6.4,2012 年版的 5.8)；更改了 LNG 移动式设备的规定(见 6.4.1,2012 年版的 5.8.1)；
- g) 删除了对公司、检验员、工程师资质等方面的管理规定；更改了检验规定(见 7.3,2012 年版的

- 7.1);新增一般要求,规定了几种主要罐型应符合的规范(见 7.1);调整了陆上现场建造储罐的抗震设计的操作基准地震(OBE)、安全停运地震(SSE)定义,增加了安全停运地震余震(ALE)的定义(见 7.4.7.2,2012年版的 7.2.2);删除了陆上工厂制造储罐的抗震设计(见 2012年版的 7.2.3);删除了洪水荷载的规定(见 2012年版的 7.2.4);增加了对储罐场地进行液化评价的规定(见 7.4.4.2);增加了设计操作压力大于或等于 100 kPa 的金属储罐的焊接检测要求(见 7.4.5.2~7.4.5.5);删除了混凝土储罐中关于混凝土、钢筋和预应力钢筋的材料要求及施工、检验和试验要求(见 7.4.1~7.4.3);更改了 LNG 储罐的试验,增加了薄膜罐的试验要求(见 7.4.8,2012年版的 7.6);增加了薄膜罐的其他要求(见 7.4.9);更改了 LNG 压力储罐罐型的规定(见 7.5.1,2012年版的 7.3.2.1);更改了 LNG 双壁储罐内罐的基本要求(见 7.5.2,2012年版的 7.3.2.2);删除了 LNG 双壁储罐外罐的基本要求(见 2012年版的 7.3.2.3);增加了 LNG 单壁储罐的基本要求(见 7.5.3);更改了 LNG 双壁储罐内罐支撑系统的设计要求(见 7.5.9,2012年版的 7.3.2.6);增加了 LNG 压力储罐的抗震设计基本要求(见 7.5.11);增加了 LNG 压力储罐罐内液位控制配套装置的规定(见 7.5.12);增加了 LNG 压力储罐试验的基本要求(见 7.5.13);增加了 LNG 压力储罐运输过程防护要求(见 7.5.14);
- h) 增加了对消防系统的规定(见 8.1.1.3);增加了对动力系统的规定(见 8.1.1.4);删除了 LNG 设施管道的地震类别(见 2012年版的 9.1.2.1);更改了管道类别(见 8.1.2.1,2012年版的 9.1.2.2);更改了 B 类管道响应修正因子的最大值(见 8.1.2.1,2012年版的 9.1.2.2);增加了用于火灾环境下绝热材料应该满足的条件(见 8.1.4.4);增加了螺纹连接时无需密封的条件[见 8.3.1.4 d)];增加了管子接头的规定(见 8.3.1.7);增加了禁用的管道连接方式(见 8.3.1.8);增加了其他管道组件和法兰连接的规定(见 8.3.1.9);更改了接口口径的下限(见 8.3.2.5,2012年版的 9.3.2.5);更改了紧急切断阀的操作机构(见 8.3.2.7,2012年版的 9.3.2.7);增加了对紧急关断阀的喷涂要求(见 8.3.2.11);增加了钎焊的有关内容(见 8.3.3.4);增加了管道标记的内容[见 8.3.4 d)];增加了危险源的隔离(见 8.4);增加了对介质和流向的标识要求(见 8.6.2);增加了置换口的设置(见 8.8.2);增加了火炬和放散管的规定(见 8.10);增加了地下或海底管道的安装规定(见 8.12);
- i) 增加了站场设施设计部分,包括设计分类、厂房设施设计的规定(见第 9 章),更改了对供存放 LNG 和易燃流体的火灾和爆炸设计的规定(见 9.5,2012年版的 5.3.2);
- j) 电气、仪表和通信分开成章(见第 10 章和第 11 章,2012年版的第 10 章);增加了供电电源要求的规定(见 10.1);删除了电气设备和配线总体要求(见 2012年版的 10.9.1);更改了电气爆炸危险区域划分要求(见 10.2,2012年版的 10.6.2);删除了可燃流体系统和电气配管或配线之间的密封要求(见 2012年版的 10.6.3);删除了设置主密封外的其他检测可燃流体泄漏的规定(2012年版的 10.6.4);删除了可燃气体—空气混合物被点燃时通风管道系统的规定(见 2012年版的 10.6.5);增加了电力装置设计的相关规定(见 10.3);增加了电气防雷接地和防静电接地方面的相关规定(见 10.4);增加了照明方面的相关规定(见 10.5);
- k) 增加了关于仪表及控制系统的一般要求(见 11.1.1);更改了液位仪表设置、设计、安装、报警和联锁等规定(见 11.1.2,2012年版的 10.1)。更改了压力仪表的设置规定,区分了 LNG 储罐和非 LNG 危险流体储罐的设置要求(见 11.1.3,2012年版的 10.2)。更改了温度仪表的设置规定,增加了低温管道温度仪表的设置要求(见 11.1.5,2012年版的 10.4)。增加了故障安全设计的规定(见 11.1.6)。删除了关于紧急关断的设置规定(见 2012年版的 10.5)。更改了紧急停车系统的设置规定(见 11.1.7,2012年版的 12.2)。更改了火气检测的设置规定,增加了有毒气体、氧气含量检测的设置要求(见 11.1.8,2012年版的 12.3);增加了通信内容(见 11.2);
- l) 将拦蓄区及排放系统独立成章(见第 12 章);
- m) 更改了消防与防火评估的规定(见 13.1,2012年版的 12.1);更改了消防水系统的规定(见

13.2,2012年版的12.4);更改了移动消防设施的规定(见13.3,2012年版的12.5);更改了个人防护的规定(见13.4,2012年版的12.7);更改了安全的规定(见13.5,2012年版的12.8);

- n) 增加了防腐规定(见第14章);
- o) 删除了装卸区警示牌的规定(见2012年版的11.1.1);增加了对动力切断阀关闭时间分析的规定(见15.2.2和15.2.3);删除了泊位设计要求的规定(见2012年版的11.4.1);删除了火源的规定(见2012年版的11.4.2);删除了水下管道的规定(见2012年版的11.4.3.2);删除了槽车运输和槽车批准的规定(见2012年版的11.5.1和11.5.2);删除了装卸管道排放的规定(见2012年版的11.6.6);删除了软管设计的规定(见2012年版的11.7.2);删除了软管接头、结冰、检测的规定(见2012年版的11.7.3、11.7.5和11.7.6);删除了装卸船作业测试的规定(见2012年版的11.7.7);
- p) 增加了小型LNG设施的规定(见第16章);
- q) 增加了LNG容器吹扫的规定(见17.3.5);增加了设备启动前的调试规定(见17.4);增加了对安全阀检查间隔要求的规定(见17.7.3.5~17.7.3.9);增加了对LNG储罐体系外表面检查的规定(见17.7.4)。

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。

本文件主要起草人:全淑月、陈峰、李金光、高继峰、毕晓星、舒小芹、吴仲昆、孙娟、陈锐莹、程静、赵保才、陈团海、安小霞、王怀飞、安东雨、刘博、任重海、刘永浩、郑建华、李迎伟、田靓、穆长春、庞涛、钟曦、赵欣、刘学勤、张超、高贤、韦建中、彭延建、孙金英、高景德、扬帆、李文忠、赵钦、姜夏雪、杨娜、刘元宝、曹玉、刘冬林、王红人、杨庆、安忠敏、肖丁铭、倪平平、李丽萍、荣建丰、罗珊。

本文件于2006年首次发布,2012年第一次修订,本次为第二次修订。

液化天然气(LNG)生产、储存和装运

1 范围

本文件规定了液化天然气(LNG)站场设计、施工、运行和维护等的技术要求。

本文件适用于陆上新建、扩建和改建的 LNG 站场。

本文件不适用于冻土容器、在室内安装或使用的移动式储罐、LNG 加注车和 LNG 燃料车。

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 151 热交换器
- GB 7956.1 消防车 第1部分:通用技术条件
- GB 7956.2 消防车 第2部分:水罐消防车
- GB 7956.3 消防车 第3部分:泡沫消防车
- GB/T 16507(所有部分) 水管锅炉
- GB/T 16508(所有部分) 锅壳锅炉
- GB/T 18442(所有部分) 固定式真空绝热深冷压力容器
- GB/T 20173 石油天然气工业 管道输送系统 管道阀门
- GB/T 20801(所有部分) 压力管道规范 工业管道
- GB/T 20801.2 压力管道规范 工业管道 第2部分:材料
- GB/T 20801.3 压力管道规范 工业管道 第3部分:设计和计算
- GB/T 20801.3—2020 压力管道规范 工业管道 第3部分:设计和计算
- GB/T 20801.6 压力管道规范 工业管道 第6部分:安全防护
- GB/T 21246 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法
- GB/T 21447 钢质管道外腐蚀控制规范
- GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范
- GB/T 23258 钢质管道内腐蚀控制规范
- 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 36894 危险化学品生产装置和储存设施风险基准
- GB/T 37243—2019 危险化学品生产装置和储存设施外部安全防护距离确定方法
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50010 混凝土结构设计规范
- GB 50011 建筑抗震设计规范
- GB 50016 建筑设计防火规范

GB/T 20368—2021

- GB 50019 工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
- 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 50084 自动喷水灭火系统设计规范
- GB 50093 自动化仪表工程施工及质量验收规范
- GB 50116 火灾自动报警系统设计规范
- GB 50140 建筑灭火器配置设计规范
- GB 50151 泡沫灭火系统设计规范
- GB 50160 石油化工企业设计防火标准
- GB 50183 石油天然气工程设计防火规范
- GB 50193 二氧化碳灭火系统设计规范
- GB 50219 水喷雾灭火系统技术规范
- GB 50235—2010 工业金属管道工程施工及验收规范
- GB 50251 输气管道工程设计规范
- GB 50261 自动喷水灭火系统施工及验收规范
- 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 50316—2000(2008年版) 工业金属管道设计规范
- GB 50347 干粉灭火系统设计规范
- GB 50370 气体灭火系统设计规范
- GB/T 50393 钢质石油储罐防腐蚀工程技术标准
- 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 50650 石油化工装置防雷设计规范
- GB/T 50698 埋地钢质管道交流干扰防护技术标准
- GB 50779 石油化工控制室抗爆设计规范
- GB 50898 细水雾灭火系统技术规范
- GB 50974 消防给水及消火栓系统技术规范
- GB 50991 埋地钢质管道直流干扰防护技术标准
- GB 51081 低温环境混凝土应用技术规范
- GB 51156 液化天然气接收站工程设计规范
- 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 天然气液化工厂设计标准
- GB 51309 消防应急照明和疏散指示系统技术标准
- JT/T 617.7 危险货物道路运输规则 第7部分:运输条件及作业要求
- NB/T 47006 铝制板翅式热交换器
- SH 3009 石油化工可燃性气体排放系统设计规范
- SH/T 3043 石油化工设备管道钢结构表面色和标志规定
- SH/T 3073 石油化工管道支吊架设计规范

- SH/T 3097 石油化工静电接地设计规范
 SH/T 3192 石油化工装置照明设计规范
 SY/T 0043 石油天然气工程管道和设备涂色规范
 SY/T 6784 钢质储罐腐蚀控制标准
 SY/T 6964 石油天然气站场阴极保护技术规范
 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 7349 低温储罐绝热防腐技术规范
 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 21 固定式压力容器安全技术监察规程
 TSG G0001 锅炉安全技术监察规程
 XF 39 消防车 消防要求和试验方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1 通用

3.1.1

液化天然气 liquefied natural gas; LNG

一种低温液态流体,主要组分是甲烷,可能含有少量的乙烷、丙烷、氮或通常存在于天然气中的其他组分。

[来源:GB 51261—2019,2.0.1]

3.1.2

液化天然气站场 liquefied natural gas plant

LNG 站场 LNG plant

具有天然气净化和液化、液化天然气储存和装运、液化天然气装卸和再气化功能的站场。

注:如基本负荷型天然气液化工厂、调峰型液化工厂、液化天然气接收站、液化天然气卫星站。

3.1.3

点火源 sources of ignition

能够使可燃物与助燃物发生燃烧反应的能量来源。

注:这种能量既可以是热能、光能、电能、化学能,也可以是机械能。

3.1.4

不燃材料 noncombustible material

在预期条件下使用时,遇火遇热不着火、不燃烧、不助燃或不释放可燃蒸气,且燃烧性能等级为A级的建筑材料。

3.1.5

拦蓄区 impounding area

用拦蓄堤或利用地形条件圈定的用于容纳事故溢出或泄漏液化天然气或其他危险性液体的区域。

3.1.6

拦蓄堤 impounding wall

液化天然气储罐发生泄漏事故时,防止液化天然气漫流或火灾蔓延的构筑物。

[来源:GB 51156—2015,2.0.16]

3.1.7

蒸气云 vapor cloud

当液化天然气泄漏或溢出至大气环境时,将大气环境中的水蒸气冷却、冷凝,形成与之混合的气体云团。

[来源:GB/T 8423.3—2018,5.2.5]

3.1.8

避让距离 setback distance

LNG 储罐最大液体管线上的自动隔离阀至站外建筑物或建筑界线的最小距离。

3.1.9

转运系统 transfer systems

LNG 站场内在储存容器或储罐与接卸点或装运点之间转运 LNG 或其他危险介质的系统,转运方式可为管道、槽车、罐车、罐箱或船舶。

3.2 气化设施

3.2.1

气化器 vaporizer

以一种可控的方式引入热量使得液体变成蒸气或气态的设备。

3.2.2

环境热源气化器 ambient vaporizer

气化器的主要热源与实际的气化换热器不分离,主要热源为环境、海水或地热水等。

注:包括空温式气化器。

[来源:GB 51261—2019,2.0.16,有修改]

3.2.3

加热热源气化器 heated vaporizer

气化器的主要热源来自于燃料的燃烧、电加热或废热(如锅炉或内燃机废热)。

[来源:GB 51261—2019,2.0.13,有修改]

3.2.4

整体加热热源气化器 integral heated vaporizer

主要热源与气化器换热器为一体的加热热源气化器。

注:包括浸没燃烧式气化器。

[来源:GB 51261—2019,2.0.14,有修改]

3.2.5

远程加热热源气化器 remote heated vaporizer

主要热源与实际的气化换热器分离,中间介质(如水、异戊烷、乙二醇)作为加热传输媒介的加热热源气化器。

注:包括开架式气化器、中间介质气化器。

[来源:GB 51261—2019,2.0.15,有修改]

3.3 储存设施

3.3.1

储罐系统 tank system

用于储存液化天然气或其他危险液体的低压(操作压力小于 100 kPa)现场组装、立式、圆筒、平底的设备。

注: 包括一个或多个容器, 以及各种附件、附属物和绝热材料。

3.3.2

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]

3.3.3

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]

3.3.4

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]

3.3.5

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]

3.3.6

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]

3.3.7

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]

3.3.8

液化天然气压力储罐 liquefied natural gas pressure container

LNG 压力储罐 LNG pressure container

由工厂制造的用于储存液化天然气且操作压力大于或等于 100 kPa 的钢制容器。

3.4 管道系统和管道元件

3.4.1

管道系统 **pipng system**

简称管系,按流体与设计条件划分的多根管道连接成的一组管道。

[来源:GB 50316—2000(2008年版),2.1.7]

3.4.2

低温管中管系统 **cryogenic pipe-in-pipe system**

由内管、外管组成的低温夹套系统。

注:内管输送低温介质,外管起保护作用。

3.4.3

自动隔离阀 **automatic product retention valve**

LNG 储罐事故发生时能够自动进入安全状态的阀门。

4 基本要求

4.1 低温设施的土壤保护

在设计和施工 LNG 储罐、冷箱、管道和管架及其他低温设施的基础时,应采取措施防止土壤结冰或冻胀产生的破坏力。

4.2 冰雪坠落

对于高大设施顶部的堆积冰雪,应采取有效措施防止冰雪坠落引起人员伤害和设备损坏。

4.3 混凝土结构设计与材料

4.3.1 长期或定期与 LNG 接触的混凝土结构,应能承受设计荷载,特别是极端温度的影响,此类结构应包括但不限于低温设备的基础,其材料应符合 GB 51081 的规定。LNG 容器以外的其他构筑物的材料与设计应符合 GB 50010 的规定。

4.3.2 事故状态下与 LNG 接触过的混凝土,应在其恢复到大气温度后立即进行检查和必要的检测,如有必要应进行修补。

4.4 控制室

4.4.1 LNG 站场应设置控制室,控制室的设置应根据站场的规模和特点,并结合管理和生产模式的不同要求确定。控制室主要具备生产操作、过程控制、安全保护、仪表维护等功能。

4.4.2 控制室的设置应符合下列规定:

- a) 中心控制室应有人值守进行操作控制;
- b) 无人值守的控制室应具备声光报警功能以提醒操作人员;
- c) LNG 站场设置多个控制室时,中心控制室与其他控制室之间应设置备用通信方式;
- d) 在紧急状态下控制室能够在所有有人的区域启动声光报警。

5 站址选择和平面布置

5.1 站址选择

5.1.1 站场选址应根据所在地区的地形、地质、水文、气象、交通、消防、供排水、供电、通信、可利用土地和社会生活等条件,对可供选择的具体站址进行技术、经济、安全、环境、征地、拆迁、管理等方面的综合评价,选择最优建站场地址。

5.1.2 站场选址应符合当地城镇规划、工业区规划和港区规划,宜选在自然条件有利于废气扩散、废水排放的地区,并宜远离其他环境敏感目标。

5.1.3 站场选址应根据 LNG 进出站场的位置及用地面积确定,并宜选择在天然气需求量大、用户集中的地区。

5.1.4 站场应具备全天候疏散条件。

5.1.5 站场宜位于临近城镇或居民区全年最小频率风向的上风侧。

5.1.6 公路、地区架空电力线路、地区输油(输气)管道不应穿越站场。

5.1.7 站场应位于不受洪水、潮水或内涝威胁的地带,当不可避免时,应采取可靠的防洪、排涝措施。

5.1.8 站场防洪标准应按站场规模设计重现期。

5.1.9 站场不应设在下列地区和区段内:

- a) 有土崩、活动断层、滑坡、沼泽、流沙、泥石流的地区和地下矿藏开采后有可能塌陷的地区;以及其他方面不满足工程地质要求的地区;
- b) 抗震设防烈度为 9 度及以上的地区;
- c) 蓄(滞)洪区;
- d) 饮用水水源保护区;
- e) 自然保护区;
- f) 历史文物、名胜古迹保护区。

5.1.10 站场不宜建在抗震设防烈度为 8 度的Ⅳ类场地地区。

5.1.11 站场与界区外相邻工厂或设施的防火间距应符合 GB 50183 的规定,并按照附录 A 规定的泄漏后果场景对影响范围进行核算。

5.1.12 站场外部安全防护距离按照 GB/T 37243—2019 第 6 章规定计算程序确定,并按照附录 B 执行。

5.2 平面布置

5.2.1 装置和设备的布置应符合站场的操作和检维修通道要求。

5.2.2 装置和设备的布置宜考虑主导风向和点火源。

5.2.3 装置和设备的布置应符合人员的紧急逃生要求。

5.3 储罐间距

5.3.1 操作压力小于 100 kPa 的储罐,防火间距应按表 1 确定。

表 1 操作压力小于 100 kPa 的储罐布置防火间距

单位为米

储罐型式	至站场围墙的最小防火间距	储罐间的最小防火间距
单容罐	0.7D,且不小于 30 (拦蓄堤最外缘至围墙)	1/4 相邻储罐直径之和 (储罐组内)
双容罐或采用钢质 外罐的全容罐	0.7D,且不小于 30 (罐外壁最外缘至围墙)	应按罐顶全面积 LNG 燃烧的 热辐射计算模型确定, 且不应小于 1/4 相邻储罐直径之和
薄膜罐或采用预应力 混凝土外罐的全容罐	30 (罐外壁最外缘至围墙)	1/4 相邻储罐直径之和
当储罐毗邻无建、构筑物的海域时,储罐至站场围墙的防火间距不限。 注: D 为储罐的直径。		

双容罐、采用钢质外罐的全容罐罐间防火间距的计算,还应符合以下要求:

- a) 宜考虑站场区域出现频率大于或等于 5% 的风速、环境温度、相对湿度等气象条件;
- b) 拦蓄区内 LNG 引燃产生的热辐射量大于或等于 30 kW/m² 的界线不应超出 LNG 站场围墙,当拦蓄区毗邻无建、构筑物的海域时,隔热距离不限;
- c) 站内设施应根据允许接受的热辐射量设置,并应符合以下规定:
 - 1) 热辐射量大于或等于 4.73 kW/m² 的界线以内,不应有办公楼;
 - 2) 热辐射量大于或等于 9 kW/m² 的界线以内,不应有集中控制室、仪表控制间、维修车间、化验室和仓库等建筑物;
 - 3) 热辐射量大于或等于 15 kW/m² 的界线以内,不应有压力容器、工艺设施及金属外壁储罐;
 - 4) 热辐射量大于或等于 32 kW/m² 的界线以内,不应有混凝土外壁储罐。

5.3.2 操作压力大于等于 100 kPa 的储罐,从拦蓄堤或泄漏收集系统设施边沿至站场围墙的防火间距应符合表 2 和表 3 的规定。

表 2 地上储罐布置防火间距

储罐单罐容量, V m ³	拦蓄堤或泄漏收集系统设施边沿 至站场围墙的最小防火间距 m	储罐组内储罐间的最小防火间距 m
V < 4	3	—
4 ≤ V < 7.5	5	2
7.5 ≤ V < 57	8	2
57 ≤ V < 114	15	2
114 ≤ V < 265	23	1/4 相邻储罐直径之和,且不小于 2
V > 265	0.7D,且不小于 30	
当储罐毗邻无建、构筑物的海域时,储罐至站场围墙的防火间距不限。		

表 3 操作压力大于等于 100 kPa 的埋地罐布置防火间距

储罐单罐容量, V m^3	至临近建筑物和站场围墙的最小防火间距 m	储罐组内储罐间的最小防火间距 m
$V < 16$	5	5
$16 \leq V < 114$	8	5
$V > 114$	13	5
当储罐毗邻无建、构筑物的海域时,储罐至站场围墙的防火间距不限。		

5.3.3 双容罐、全容罐和薄膜罐应与相邻的单、双容罐的拦蓄区分隔开,避免相邻拦蓄设施内的火灾或泄漏导致储罐受损。应采用工程分析方法确定储罐的罐顶、壁或其拦蓄材料结构的耐火温度,在分析中包括下列条件:

- a) 对液体容器完全泄漏到符合 12.2.1 要求的拦蓄区的火灾进行分析;
- b) 分析宜考虑以下因素:
 - 1) 在预设大气条件下的火灾持续时间、火灾辐射热散发特征和火灾的物理属性;
 - 2) 应使用产生最大危险距离的大气条件,但根据该地区的记录数据并使用附录 A 的火灾模型,但在出现频次少于 10% 的情况除外;
 - 3) 被动安全措施或主动安全措施,以降低表面辐射热或限制表面温度;
 - 4) 分析 LNG 储罐的材料、设计和施工方法。

5.3.4 若无防火措施,混凝土外罐应进行外部火灾防火设计,通过热分析来确定温度分布和火灾作用时间:

- a) 对于薄膜罐系统,防火设计时应包含储存液体在设计液位时的静水压力作用。所有类型的储罐在进行防火设计时,应假定内部气体为正压;
- b) 混凝土外罐的设计宜考虑以下因素:
 - 1) 火灾情况下,预应力钢筋与罐壁混凝土在高温下的热膨胀系数存在差异,导致罐壁有效预应力减小;
 - 2) 由于混凝土外罐温度升高,导致外罐混凝土、钢筋和预应力钢筋的强度和弹性模量降低;
 - 3) 由于预应力钢筋在高温下的软化和松弛,导致罐壁有效预应力减少。

5.3.5 多个储罐切断阀应留有至少 0.9 m 的操作空间。

5.3.6 大于 0.5 m^3 的 LNG 储罐不应建于室内。

5.3.7 易燃液体和易燃制冷剂储罐不应布置在第 12 章规定的 LNG 储罐拦蓄区内。

5.4 气化器间距

5.4.1 除 5.4.5 的规定外,气化器距站场围墙不应小于 30 m。

5.4.2 相邻气化器间的距离不应小于 1.5 m。

5.4.3 当使用可燃介质作为热源的气化器时,除下列情况外,其一次热源与任何点火源的距离不应小于 15 m:

- a) 两台以上的气化器在同一区域布置时,相邻气化器或一次热源可不作为点火源考虑;
- b) 气化器与工艺加热器或其他明火设备设有连锁保护时,当气化器正在运行或其管道系统已被冷却或正被冷却,由于连锁气化器不能被操作,上述工艺加热器或明火设备可不作为点火源考虑。

5.4.4 内置加热式气化器距拦蓄堤、集液池、工艺设备不应小于 15 m。

5.4.5 当气化器与单罐容量小于 265 m³ 的储罐整体安装使用时,气化器与围墙的距离可根据储罐容量按表 2 确定。

5.4.6 气化器与其他设备的距离宜按 GB 50183—2004 表 5.2.1 中密闭工艺设备确定。

5.4.7 加热式气化器入口 LNG 管线的切断阀与其距离不应小于 15 m。当加热式气化器布置在室内时,其入口 LNG 管线切断阀与此建筑物的距离不应小于 15 m。

5.4.8 采用可燃性中间介质加热的气化器,应在中间介质的冷、热侧均设置切断阀,且切断阀的控制设施与气化器的距离不应小于 15 m。

5.5 工艺设备间距

5.5.1 含有 LNG、制冷剂、易燃液体和可燃气体的工艺设备与点火源、集中控制室、仪表控制间、办公室、厂房和其他有人建、构筑物的距离不应小于 15 m。

5.5.2 可燃气体压缩机房中如设有控制室,建筑物结构应符合 9.5 的规定。

5.5.3 明火设备和其他火源到任一拦蓄区或容器开放排放系统的距离不应小于 15 m。

5.6 装卸设备间距

5.6.1 用于管道输送 LNG 的码头或停泊位置,应使任何正在装卸或卸载的船舶距任何跨越通航水道的桥梁不应小于 30 m。

5.6.2 装卸汇管与跨越航道的桥之间的距离,不应小于 61 m。

5.6.3 除与装卸操作有直接关联的设备外,LNG 和易燃制冷剂的装卸臂到不受控制的点火源、工艺区、储罐、控制室、办公室、车间和其他有人设施或重要站场设施的距离,不应小于 15 m。

5.6.4 拦蓄区的相对位置应保证区域内产生的火灾热通量不会对 LNG 运输船造成严重结构性损坏。

5.7 建构筑物

5.7.1 9.4~9.6 未涉及的建构筑物宜安装在适当位置或做出其他规定减少可燃气体或蒸发气的进入。

5.7.2 9.4~9.6 未涉及的建构筑物距离储罐、船或装有 LNG 和其他危险液体的设备连接处不应小于 15 m。

5.8 拦蓄设施间距

5.8.1 拦蓄设施的位置应符合附录 A 设计泄漏危害不影响场外的规定。

5.8.2 拦蓄设施的位置应符合表 2 的规定。

5.8.3 拦蓄设施的位置距离不受控的点火源、控制室、办公室和其他有人建筑或站场的重要结构,不应小于 15 m。

6 工艺设备

6.1 一般要求

6.1.1 LNG 及其他危险介质的工艺设备安装,应符合下列要求:

- a) 室外安装,应便于操作、人工灭火及事故状态下液体和气体的排放;
- b) 室内安装,封闭式构筑物应符合 6.3.12~6.3.16 的规定。

6.1.2 工艺设备熔焊和钎焊应符合下列要求:

- a) 工艺设备的熔焊和钎焊应符合设备设计和制造符合 6.1.5~6.1.8 的规定；
 - b) 所有熔焊和钎焊作业应符合 TSG 21 和 GB/T 150(所有部分)的规定。
- 6.1.3 LNG 以外的危险品储存容器和设备应符合附录 A 的规定。
- 6.1.4 工艺设备应标明最大允许工作压力。
- 6.1.5 锅炉的设计和制造应符合 GB/T 16507(所有部分)、GB/T 16508 和 TSG G0001 的规定。
- 6.1.6 压力容器的设计和制造应符合 GB 150/T(所有部分)和 TSG 21 的规定。
- 6.1.7 管壳式换热器的设计和制造应符合 GB/T 151 和 TSG 21 的规定。
- 6.1.8 铝制板翅式换热器的设计和制造应符合 TSG 21 和 NB/T 47006 的规定。
- 6.1.9 用于系统紧急泄压或其他工艺目的设置的火炬,应符合 SH 3009 的规定。
- 6.1.10 应设置独立于储罐安全阀的蒸发气处理系统,用于安全处理工艺设备和 LNG 储罐中产生的蒸发气。
- 6.1.11 蒸发气应排放到密闭系统或大气安全地点,以免对人员、设备或周边设施造成危害。
- 6.1.12 可能形成真空的工艺设备、管道、冷箱或其他设备,应按照能承受的真空条件进行设计或采取防止真空措施。如采用补气措施,应防止系统内形成可燃混合物。

6.2 泵和压缩机

- 6.2.1 泵和压缩机材料选用应符合设计温度和设计压力的规定。
- 6.2.2 应设置阀门,使每台泵或压缩机维修时能隔离。
- 6.2.3 并联运行的泵或离心式压缩机,每条出口管线应设置止回阀。
- 6.2.4 当泵和压缩机壳体、下游管道和设备的设计压力低于泵和压缩机的最大排出压力时,泵和压缩机的出口应设置泄压设施,以防止壳体、下游管线和设备超过设计压力。
- 6.2.5 每台泵应设置放空和/或安全阀防止以最大速度冷却时泵壳体超压。
- 6.2.6 可燃气体压缩机应在气体正常逸散的各点设置放空口,放空口应用管道引至安全排放点。

6.3 气化设施

- 6.3.1 如果环境热源气化器天然热源的温度超过 100 °C,此气化器应视为远程加热热源气化器。
- 6.3.2 如果环境热源气化器的天然热源与实际气化器分离,且在热源与气化器之间使用可控制的传热介质循环,此气化器应视为远程加热热源气化器,并符合加热热源气化器的规定。
- 6.3.3 符合压力容器定义的气化器,其设计、建造和检验应符合 TSG 21 的规定。
- 6.3.4 气化器设计压力应不小于 LNG 泵的最大出口压力或供给气化器的加压存储系统设计压力的最大值。
- 6.3.5 每台气化器出口阀及出口阀与气化器之间的管件(包括安装在气化器出口阀上游的安全阀)应按照气化器操作温度进行设计。
- 6.3.6 气化器或气化器系统的 LNG 入口应设置至少一个手动或自动切断阀,在出现下列任意情况时应关闭:
 - a) 管道失压(即流量过大);
 - b) 气化器或切断阀附近发生火灾;
 - c) 气化器及出口管道温度超出设计温度范围。
- 6.3.7 无人值守的 LNG 站场,或安装在距离热源或可燃液体容器 15 m 范围内的气化器,若在气化器或气化器系统半径 3 m 范围内安装自动切断阀,自动切断阀的设置应符合 11.1.7.2 的规定。
- 6.3.8 有人值守的 LNG 站场,且气化器安装在距离热源或可燃液体容器 15 m 范围外,应至少在距离

气化器、气化系统或气化器建筑物 15 m 处安装自动或手动切断阀。

6.3.9 安装在气化器或气化器系统 LNG 入口处的手动或自动切断阀,应具有就地操作或远程控制功能。

6.3.10 手动或自动切断阀应独立于其他流量控制系统。

6.3.11 采用可燃中间介质的气化器,中间介质系统的冷热管道均应设置切断阀,且切断阀的控制设施应距气化器至少 15 m。

6.3.12 加热热源气化器或工艺热源气化器的安全阀泄放能力,应在不高于气化器最大允许工作压力 10%情况下,为额定气化天然气流量的 110%。

6.3.13 环境热源气化器的安全阀泄放能力,应在小于等于气化器最大允许工作压力 10%情况下,为额定气化天然气流量的 150%。

6.3.14 如果泄压阀未采取耐高温设计,加热热源气化器上泄压阀的安装位置应保证其在正常运行期间不超过 60 ℃。

6.3.15 整体加热热源气化器所需空气或远程加热热源气化器的主要热源,应取自完全封闭的建(构)筑物之外。

6.3.16 整体加热热源气化器或远程加热热源气化器的主要热源安装在建筑物内时,应采取措施防止燃烧的有害产物聚集。

6.4 LNG 移动式设备

6.4.1 在天然气系统维修、改造临时使用 LNG 移动式设备时,应符合以下要求:

- a) 应采取措施最大限度地减少容器中 LNG 事故排放的可能性,避免危及邻近财产、重要工艺设备和构筑物或进入地表排水系统;
- b) 可使用移动式和临时容器;
- c) 气化器和控制设施应符合 6.3.3~6.3.5、6.3.6 a)、6.3.6 b)和 6.3.12~6.3.14 的规定;
- d) 加热式气化器应设燃料远程切断设施,且可就地操作;
- e) 设备和工艺管道、管道组件、仪表、电气和传输系统的设计,应符合 6.1.4~6.1.8、6.2.2~6.2.5、8.1.1.1、8.1.1.2、8.1.4.1、8.1.4.2c)、8.2.1.1~8.2.1.4、8.2.2 和 8.2.3 的规定,如果使用低温管中管系统应符合 8.11、10.1、10.2、10.4、10.5、11.2、13.1 和 13.2 的规定;
- f) LNG 设施间距应符合表 2 和表 3 的规定;
- g) 应采取措施最大限度避免泄漏导致的意外起火;
- h) 消防系统应符合 11.1.7、11.1.8.1、11.1.8.2c)、13.3.1、13.4.1、13.5.1.1 和 13.5.1.2 的规定;
- i) 应在关键部位配置符合 GB 50140 规定的手提式或推车式气体灭火器;
- j) 操作和维修应符合 11.1.8.2、17.1、17.2、17.5.1、17.5.2.3~17.5.2.6、17.6、17.7.1、17.7.3.1 和 17.7.3.2 的规定。

6.4.2 临时设施需要加臭时,如果设施中可燃加臭剂不超过 76 L,则设备间距可不采用表 2 和表 3 的规定。

7 液化天然气储罐

7.1 一般要求

7.1.1 LNG 薄膜罐、LNG 金属储罐和 LNG 混凝土储罐应符合 7.4 的规定。

7.1.2 薄膜罐的金属膜片、承压的绝热层和外罐防潮层的材料选用、设计、安装、检验和试验应符合

GB/T 26978(所有部分)和 7.4 的规定。

7.1.3 LNG 压力储罐应符合 GB/T 150(所有部分)、TSG 21 和 7.5 的规定,压力容器的使用应符合 TSG 21 的规定。

7.2 设计要求

7.2.1 LNG 储罐系统中与 LNG 或低温 LNG 蒸气(温度低于 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$)接触的所有材料,应与其相应的操作温度相适应。

7.2.2 LNG 储罐的外表面,在可能接触到法兰、阀门、密封件或其他非焊接接头处的 LNG 或低温蒸发气的部位,应能适应低温或采取措施保护其不受低温影响。

7.2.3 LNG 的密度为单位体积的液体在最低储存温度下的实际质量,液体密度设计值应不小于 470 kg/m^3 。

7.2.4 用于 LNG 储罐设计的风荷载和雪荷载,应按照 GB 50009 中 100 年一遇取值。

7.2.5 LNG 储罐和 LNG 压力储罐的标识设置应符合以下规定:

- a) LNG 储罐应在易靠近的地方安装耐腐蚀铭牌;
- b) LNG 压力储罐应安装耐腐蚀铭牌,铭牌应符合 TSG 21 和 GB/T 150(所有部分)的规定;
- c) LNG 储罐和 LNG 压力储罐的所有开孔都应标识其用途;
- d) LNG 储罐和 LNG 压力储罐结霜时,开孔的标识应能清晰可见。

7.2.6 半地下 LNG 储罐和地下 LNG 储罐应设置加热系统确保储罐周围任何位置上的温度不低于 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$,在一条加热带或加热管路发生故障时,加热系统的备用管路仍能满足该要求。

7.2.7 加热系统上安装的加热元件和温度传感器应易于更换。

7.2.8 与腐蚀性土壤接触的埋地或者半埋地部件应采用耐腐蚀材料或采用阴极保护及防腐涂层等保护措施。

7.2.9 LNG 储罐系统投入使用前应按照 17.1.5 和 17.3.5 的规定进行干燥、置换和冷却。

7.3 检验

7.3.1 LNG 储罐系统投用前应进行检验,确保工程设计、材料、制造、安装和试验符合本文件的规定。

7.3.2 验收完成后,除有特殊要求外,不应在 LNG 储罐上进行现场焊接。

7.4 液化天然气储罐系统

7.4.1 管道

7.4.1.1 储罐所有承受外部管路压力的液体管道应能承受泄压阀的整定压力作用,并且该压力不低于 345 kPa 。

7.4.1.2 双容罐、全容罐和薄膜罐的设计液位以下不应设置贯穿罐壁的接管。

7.4.1.3 全部包入绝热空间的惰性气体吹扫系统和泄放阀的出口管道不受 7.4.1.1 和 7.4.1.2 的限制。

7.4.1.4 储罐不采取工艺措施防止液体分层时,应在储罐的顶部和底部设置进料管线同时进料。

7.4.2 储罐绝热

7.4.2.1 外部绝热层应为不可燃、不含水且耐消防水冲刷、具有防潮功能的材料,其外壳应采用钢或钢筋混凝土建造,且外保护层的火焰蔓延指数不应大于 25。

7.4.2.2 内罐和外罐之间的环形空间应填充能与 LNG 和低温 LNG 蒸气相适应的不燃绝热材料,并符合以下规定:

- a) 外罐外部着火时,不应引起绝热系统损坏,且不应因绝热系统任一部件的损坏而降低内罐的性能;
- b) 底部承重的绝热层在热应力和机械应力共同作用下产生的开裂不应影响 LNG 储罐的整体性;
- c) 在设计压力和温度作用下,长期与 LNG 或低温 LNG 蒸气接触的材料,其燃烧性能应符合本文件的规定;
- d) 绝热材料在施工安装环境下应能用低温 LNG 蒸气吹扫,吹扫后残留的少量低温 LNG 蒸气不应增加绝热材料的可燃性;
- e) 绝热材料在施工安装环境下应为不燃材料;
- f) 绝热系统在施工建造和停运检修时应采取以下防护措施:
 - 1) 除绝热材料应受到适当保护,不受火源的影响外,绝热材料施工或停运检修后,不应在其附近进行可能导致其燃烧的动火作业;
 - 2) 绝热系统施工或维修期间使用的工具或设备,可能将热量引入可燃绝热部件时,应进行故障安全温度控制。

7.4.3 泄放装置

7.4.3.1 储罐应设置安全阀和真空安全阀。

7.4.3.2 压力和真空泄放装置使用时应直接与大气相通。

7.4.3.3 储罐可能出现负压且会超过其设计压力时,应设置真空泄放装置。

7.4.3.4 储罐的安全阀和真空安全阀应能使用手动全开式切断阀与储罐隔离,并应符合以下规定:

- a) 切断阀应锁定或铅封在全开位置;
- b) 当任意一个阀门隔离时,其余阀门的能力仍能满足泄放要求;
- c) 如只需要一个泄放装置,应安装通径全开三通阀将泄放阀及其备件连接到储罐,或安装两个独立的、带有阀门的泄放阀;
- d) 不应同时关闭一个以上的切断阀;
- e) 储罐的安全阀排放筒或放空管应垂直向上并能防止水、冰、雪或其他异物聚集。

7.4.3.5 压力泄放装置的性能应符合以下规定:

- a) 确定压力泄放装置的泄压能力时宜考虑火灾、操作失常(如控制装置失灵)、设备故障和误操作引起的其他情况、充装时置换的蒸发气、充装期间因充装或不同组分产品混合产生的闪蒸、制冷失效、泵循环带入的热量、大气压降低和翻滚等因素;
- b) 压力泄放装置应能泄放最大单一工况的排放量,或任何合理和可能的组合工况产生的排放量;
- c) 压力泄放装置的最小泄压能力(单位为千克每小时 kg/h)应符合在 24 h 内泄放不低于满罐容量 3% 的规定。

7.4.3.6 真空泄放装置的性能应符合以下规定:

- a) 确定真空泄放装置的解除能力时宜考虑液体或气体排出的最大速率、大气压升高和过冷液体进入使气相空间压力降低等因素。
- b) 真空泄放装置应能解除最大单一工况的真空,或任何合理的和可能的组合工况产生的真空,并要减去罐内物料最小正常吸热产生的气化量;
- c) 真空泄放装置的能力不应使用气体再增压系统和补气系统进行抵消。

7.4.3.7 外部火灾计算应符合以下规定:

- a) 外部火灾计算所需的压力泄放能力应按公式(1)计算:

$$H = 71\,000FA^{0.82} + H_n \quad \dots\dots\dots(1)$$

式中:

H ——总热流量,单位为瓦(W);

F ——环境因子(见表4);

A ——储罐与火焰接触的湿表面积,单位为平方米(m^2);

H_n ——冷罐的正常漏热量,单位为瓦(W)。

表4 环境因子

设备类型	F
储罐本体	1.0
用水设施	1.0
降压和倒空设施	1.0
地下储罐	0
绝热或热防护	$F - \frac{U(904 - T_f)}{71\,000}$

U 是绝热系统的总传热系数,单位为瓦每平方米摄氏度 $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$,采用从 T_f 到 $904^\circ C$ 温度范围内的平均值;
 T_f 是在泄放条件下容器内介质温度,单位为摄氏度($^\circ C$)。

b) 与火焰接触的湿表面积应为地面上 9 m 内的面积;

c) 绝热层应能防止被消防水冲掉,应不可燃,而且在 $538^\circ C$ 的温度下不会分解;

d) 压力泄放阀的泄放能力应按公式(2)确定:

$$W = \frac{H}{L} \quad \dots\dots\dots(2)$$

式中:

W ——在泄放条件下产品蒸发气的泄放能力,单位为克每秒(g/s);

H ——总热流量,单位为瓦(W);

L ——储存液体在泄放压力及温度下的气化潜热,单位为焦每克(J/g)。

e) 当量气体流量应按公式(3)确定:

$$Q_a = 0.93 \frac{\sqrt{TZ}}{\sqrt{M}} \quad \dots\dots\dots(3)$$

式中:

Q_a ——在 $15^\circ C$ 和绝对压力 100 kPa 时的当量气体流量;

T ——在泄放条件下产品蒸发气的绝对温度,单位为开(K);

Z ——在泄放条件下产品蒸发气的压缩因子;

M ——产品蒸发气的相对分子质量。

7.4.4 储罐基础

7.4.4.1 储罐基础设计开始前应进行岩土工程勘察,确定场地地基土的土层和物理性质。

7.4.4.2 储罐场地的液化评价应符合 GB 51156 和 GB 50011 的规定。

7.4.4.3 外罐底部宜高于地下水位,否则应采取抗渗措施,并进行抗浮验算。

7.4.4.4 外罐底部与腐蚀性的土壤接触时,应采用耐腐蚀材料或采用阴极保护及防腐涂层等保护措施。

7.4.4.5 储罐基础下部未设置空气流通空间时,应设置符合下列要求的加热系统:

- a) 加热系统应能进行功能和性能监测;
- b) 在地基中不连续的地方(如底部管道)设置加热系统时应格外注意并单独处理;
- c) 加热系统应确保储罐周围任何位置上的温度不低于 0 °C,在一条加热带或管路发生故障时,加热系统的备用管路仍能满足上述要求;
- d) 加热系统上安装的加热元件和温度传感器应易于更换;
- e) 加热系统应采取措施防止导管积水。

7.4.4.6 储罐基础下部设置空气流通空间时,外罐底板的材料应能与外部环境温度相适应。

7.4.4.7 储罐基础上应安装沉降测量标记,宜设置测斜管,并在墙体和穹顶施工过程中,水压试验之前、期间和之后进行沉降测量,以后每隔 3 个月测量一次,直到沉降稳定为止。

7.4.5 金属储罐

7.4.5.1 金属储罐设计操作压力应小于 100 kPa。

7.4.5.2 主容器和次容器的罐壁纵向和环向对焊焊缝(不包括罐壁与罐底板的大角焊缝)、底板边缘板的径向对接焊缝,应进行 100%射线检测或超声波检测。

7.4.5.3 薄膜罐的焊接工艺和焊接试验应符合以下规定:

- a) 所有焊缝均应进行 100%的外观检查;
- b) 将焊缝冷却至室温后,应根据焊缝位置、焊接方向和焊接的复杂性,每天选择每种类型焊接接头长度的至少 5%进行渗透检测(PT),如有泄漏的迹象,需要附加每个焊工总焊接长度 5%的焊缝进行渗透检测;
- c) 薄膜片焊接完成后应进行泄漏试验和焊接接头的应力试验,应力试验应在绝热空间进行三个压力循环,试验压力由大气压升至 2 kPa,至少保持 30 min 作为一个循环;发生泄漏的所有区域应按照本文件和制造商的制造工艺程序进行修复和检查。

7.4.5.4 返修后,应对所有修复区域进行目视检查(VT)、真空箱检测(VBT)和渗透检测(PT),如果每 1 000 m²的薄膜罐有超过 4 处泄漏,则应进行附加气密性检测。

7.4.5.5 薄膜片在储罐内安装完成后应进行验收检测,在储罐与绝热空间之间建立压差,确定薄膜的整体密封性;在储罐内用干燥空气加压,检测主绝热空间中氧气含量,确定潜在泄漏点。

7.4.5.6 施工设备拆除时,在绝热空间内应抽真空,每日进行密封性检查和监测;压力升高时,应进行报告并采取校正措施。

7.4.6 混凝土储罐

7.4.6.1 无内衬的主包容混凝土储罐应包含检测和清除环隙空间中液体积聚的措施。

7.4.6.2 混凝土储罐上起防潮或蒸气屏障作用的金属隔气层,其材料性能应与低温 LNG 蒸气温度相适应。

7.4.7 抗震设计

7.4.7.1 储罐的建设场地应进行地震安全评价,以确定地震动特征和反应谱。

- a) 建设场地岩土工程勘察宜考虑区域地震活动和地质、断层和震源区的重现期概率和最大震级、场地相对于这些地震源的位置、近源效应和地下土层的特征;
- b) 对于每一种概率水平的地震反应谱,其竖向和水平向加速度反应谱应涵盖整个阻尼比范围和储罐系统自振周期,包括所储存的 LNG 晃动(对流)模态的特征周期和阻尼比;

- c) 反应谱中任意周期对应的加速度应与结构的阻尼比相对应,该阻尼比宜按 GB 51156 的规定取值;
- d) 当没有可靠数据建立竖向反应谱时,竖向反应谱的纵坐标应不小于水平反应谱纵坐标的 2/3; 当有可靠数据建立竖向反应谱时,竖向反应谱的纵坐标应不小于水平反应谱纵坐标的 1/2。

7.4.7.2 储罐及其拦蓄系统的设计应涵盖操作基准地震(OBE)、安全停运地震(SSE)和安全停运地震余震(ALE)三种水准地震动,这三种水准地震动的定义与取值应符合附录 C 的规定。

7.4.7.3 以下结构和系统应采用 7.4.7.2 定义的三种水准地震动进行抗震设计:

- a) 储罐及其拦蓄系统;
- b) 隔离储罐并将其保持在安全停运状态的系统组件;
- c) 可能影响 a)或 b)完整性的构筑物或系统,例如消防系统。

7.4.7.4 储罐系统在 OBE 地震期间和 OBE 地震之后应能保持正常运行。

7.4.7.5 单容罐、双容罐和全容罐系统中主容器和薄膜罐系统中金属薄膜在 SSE 设计工况下应不降低其储存能力,储罐系统应能在 SSE 地震期间隔离和 SSE 地震之后维修。

7.4.7.6 单容罐、双容罐或全容罐的次容器或拦蓄系统应能承受其未盛装液体但主容器盛装最大正常操作液位液体时的 SSE 地震作用,并能承受其直接盛装液体时的 ALE 地震作用,此时盛装的液体容积应等于主容器按最大正常操作液位计算的容积。

7.4.7.7 薄膜罐盛装液体的所有组件,包括薄膜层、绝热系统、热角保护系统和混凝土外罐,应能承受储罐最大正常操作液位时的 SSE 地震作用而不失效。当薄膜片失效时,混凝土外罐和热角保护系统应能承受储罐最大正常操作液位时的 ALE 地震作用。

7.4.7.8 超过 OBE 作用的地震发生后,应对储罐系统进行持续安全运行评估;SSE 作用的地震发生后,储罐在重新开始充装操作前应进行清空和检查。

7.4.7.9 储罐系统未坐落在基岩上时,储罐按 GB 50011 的规定进行土——结构相互作用分析。

7.4.8 储罐试验

7.4.8.1 储罐的主容器应进行水压试验和泄漏试验,并对所有泄漏点进行修复。

7.4.8.2 薄膜罐应按照 GB/T 26978.5 的规定进行检测:

- a) 泄漏检测应按照 GB/T 26978.5 的规定进行;
- b) 薄膜罐正常运行期间,应控制介质通过薄膜向绝热空间的泄漏,并采用惰性气体吹扫绝热空间,使薄膜与绝热空间的气体浓度保持在爆炸下限的 30%以下。当不能满足要求时,储罐应停止使用并重新进行检测;
- c) 在进行爆炸下限的 30%气体浓度测试时,环隙空间内吹扫气体的流率不应高于正常操作流率。

7.4.8.3 薄膜罐设计时应通过模型试验的数据对其金属膜片及相关部件进行验证。

7.4.9 薄膜罐的其他要求

7.4.9.1 薄膜罐热角保护系统在功能上应与全容罐混凝土外罐的热角保护系统相同。

7.4.9.2 热角保护系统应保护外罐的整个底部以及至少 5 m 以下的罐壁,使其与低温液体保持必要的温度隔离,并保证罐壁与底板之间整体连接或铰接连接处的液密性。

7.4.9.3 热角保护系统应采用与 LNG 温度相适应的金属或非金属材料,在机械荷载和温度载荷作用下能够保持储罐结构的完整性和液密性。

7.4.9.4 薄膜供应商应提供由第三方机构独立见证和验证的试验结果,证明热角保护系统的所有部件

在泄漏条件下的液密性。

7.4.9.5 薄膜罐热角保护系统无损检测验收合格后应与全容罐金属热角保护系统提供的液密性相当。

7.4.9.6 薄膜罐的混凝土外罐应符合 GB/T 26978(所有部分)对混凝土次容器的规定,包括材料、设计、施工、检验和试验以及薄膜绝热系统的安装要求。

7.5 液化天然气压力储罐

7.5.1 LNG 压力储罐应设计成单壁储罐或双壁储罐。

7.5.2 LNG 压力储罐采用双壁储罐时,内罐应符合 GB/T 150(所有部分)、GB/T 18442 和 TSG 21 的规定。

7.5.3 LNG 压力储罐采用单壁储罐时,应符合 GB/T 150(所有部分)和 TSG 21 的规定,其接管位置应高于最大允许液面。

7.5.4 LNG 压力储罐鞍座和支腿的设计宜考虑运输荷载、安装荷载、地震荷载、风荷载和温度荷载。

7.5.5 LNG 压力储罐基础和支座应按耐火等级不低于 2 h 进行防护,并应防止绝热材料被消防水流冲掉。

7.5.6 支撑系统应采用垫板等方式,最大限度减小应力集中。

7.5.7 双壁储罐的应力计算应包含内罐的膨胀和收缩。

7.5.8 内罐和外罐之间绝热空间内的管道,应按内罐的最大允许工作压力加上热应力进行设计,并应符合以下要求:

- a) 绝热空间内不应使用波纹管;
- b) 管材应能在 $-165\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下使用,并符合 GB/T 150(所有部分)的规定;
- c) 外罐外部的液体管线未进行 2 h 的耐火保护时不应采用铝管、铜管或铜合金管;
- d) 允许使用过渡接头。

7.5.9 支撑系统应保证内罐与外罐同心,除应符合 GB/T 18442 的规定外,还应能承受下列二者中的最大荷载:

- a) 对于装运荷载,支撑系统应按内罐的空载质量乘以可能遇到的最大加速度计算;
- b) 对于操作荷载,支撑系统应按内罐质量与地震载荷及罐内盛装的液体质量组合计算,液体质量应按操作温度范围内给定的液体最大密度计算,但最小密度应为 470 kg/m^3 。

7.5.10 支承构件允许的设计应力应取室温条件下抗拉强度的 $1/3$ 和屈服强度的 $5/8$ 二者的最小值。对螺纹连接的构件,应采用螺纹根部的最小面积。

7.5.11 工厂制造的 LNG 压力储罐应按相应的压力容器规范进行抗震设计。

7.5.12 LNG 压力储罐应设置防止储罐装满液体或储罐内液位达到安全阀入口的溢流装置。

7.5.13 LNG 压力储罐应按照 GB/T 150(所有部分)、GB/T 18442 和 TSG 21 的规定进行试验。

7.5.14 LNG 压力储罐运输时应充装惰性气体,充装惰性气体压力应不小于 69 kPa 。

8 管道系统和管道元件

8.1 一般要求

8.1.1 管道

8.1.1.1 储罐内部和外部工艺管道系统和管件均为 LNG 储罐的一部分,应符合 GB/T 150(所有部分)、GB/T 20801(所有部分)或 GB 50316 的规定。其余工艺管道应符合 GB/T 20801(所有部分)或 GB 50316 的规定。

8.1.1.2 危险介质管道系统及管道元件,应符合本章和 GB/T 20801(所有部分)或 GB 50316 的规定。

8.1.1.3 消防系统管道应符合 GB 50974 的规定。

8.1.1.4 动力管道应符合 GB/T 32270 的规定。

8.1.2 抗震设计要求

8.1.2.1 管道分类除了符合 9.1 的规定外,还应符合以下规定:

- a) A 类管道:对于 OBE 设计,不考虑响应修正系数;
- b) B 类管道:响应修正因子 R_p 的最大值是 3,重要值 I_p 应取 1.5;
- c) C 类管道:抗震设计应符合 GB 50011 的规定。

8.1.2.2 管道分析应使用当量静态分析或动态分析,应符合 GB 50011 的规定。OBE、SSE 和设计地震荷载应使用 GB 50011 的荷载组合方法与其他荷载组合。如果不是刚性支架,管道应力分析模型中应包括支架在约束方向的刚度,刚性支架按下列准则确定:

- a) 大于或等于 0.3 m 的管道支架:支架在约束方向的最小刚度 1 797 kg/mm;
- b) 小于 0.3 m 的管道支架:支架在约束方向的最小刚度 179.7 kg/mm。

8.1.3 应力要求

8.1.3.1 管道系统及元件设计宜考虑系统所承受的冷热循环引起的疲劳影响。

8.1.3.2 管道及其连接的冷热补偿应符合 GB 50316—2000(2008 年版)第 9 章的规定。

8.1.4 材料选择

8.1.4.1 所有管材,包括垫片和螺栓润滑脂,应与输送的液体和气体及其温度范围相适应。

8.1.4.2 在紧急状态下,暴露于溢出的 LNG、制冷剂低温或着火引起的高温,可能导致管道失效时,管道及其连接件应符合下列任一要求:

- a) 制造材料既能承受正常的操作温度,又能承受紧急状态下的极端温度;
- b) 在操作人员采取措施之前,通过绝热层或其他方式延缓极端温度导致的失效;
- c) 紧急状态下,着火高温环境的管道,应被隔断、关停。

8.1.4.3 管道绝热材料应符合 GB 50264 的规定,用于火灾区域时,其最大火焰蔓延指数应为 25,在任何紧急状态下(如暴露在火焰、热、冷或水中),应保持必须具有的属性。

8.1.4.4 用于火灾环境下的绝热材料除应符合 14.2 的规定外,还应符合 GB 50264 或 SY/T 7419 的规定。

8.2 管道系统材料

8.2.1 管道材料

8.2.1.1 不应采用 F 型钢管、螺旋焊缝管、搭接或对接锻焊管。

8.2.1.2 管道材料应符合 GB 50316—2000(2008 年版)第 4 章或 GB/T 20801.2 的规定。

8.2.1.3 管道元件耐压强度计算应符合 GB 50316—2000(2008 年版)第 6 章或 GB/T 20801.3 的规定。

8.2.1.4 螺纹管壁厚应大于或等于 $Seh 80$ 。

8.2.1.5 储罐、冷箱或其他绝热设备与其绝热保护层或夹套相连的液体管道,其失效会造成大量的易燃流体释放,不应采用铝、铜、铜合金或其他熔点低于 1 093 °C 的材料。带有铝质内罐的储罐、铝质换热器冷箱底部液体管道允许使用铝质管道,铝质管道与不锈钢或其他材料间受热影响的过渡段应符合本条的规定。

8.2.1.6 过渡接头应进行防火保护；若绝热层会降低传热效果，储罐、冷箱和其他类似设备的热过渡段不应绝热。

8.2.1.7 危险介质不应使用铸铁、可锻铸铁和球墨铸铁管道。

8.2.2 管件材料

8.2.2.1 螺纹接头等级不应低于 Sch 80。

8.2.2.2 危险介质不应使用铸铁、可锻铸铁和球墨铸铁管件。

8.2.2.3 弯管应符合以下规定：

- a) 符合 GB 50316—2000(2008 年版)中 5.3 的规定，不应使用有褶皱和波纹的弯管；
- b) 除了最低设计温度低于 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的仪表管，奥氏体不锈钢弯管或其他低温元件不允许冷弯加工，下列情况除外：
 - 1) 按照工程设计要求的；
 - 2) 由专用弯管机械或者液压设备、工具制造的；
 - 3) 符合 GB 50316—2000(2008 年版)中 5.3.1.2 和 5.3.1.3 规定的圆弧弯管；
 - 4) 弯管和管材生产工艺应符合 GB 50316—2000(2008 年版)中 5.2 和 5.3 的规定，不应使用波纹和褶皱管。

8.2.2.4 实心堵头或无缝钢管丝堵等级应大于或等于 Sch 80。

8.2.2.5 压合型管箍不应用于低于 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的场合，符合 GB 50316 或 GB/T 20801(所有部分)规定的除外。

8.2.3 阀门

8.2.3.1 阀门应符合下列任一条件：

- a) 符合 GB 50316—2000(2008 年版)中 5.5 的规定；
- b) 符合 GB/T 51257、GB 50251 或 GB/T 20173 的规定。

8.2.3.2 不应使用铸铁、可锻铸铁和球墨铸铁阀门。

8.3 安装

8.3.1 管道连接

8.3.1.1 公称直径小于或等于 DN50 的管道应采用螺纹、焊接或法兰连接。

8.3.1.2 公称直径大于 DN50 的管道应采用焊接或法兰连接。

8.3.1.3 与设备或元件连接时，如果不产生疲劳应力，公称直径小于或等于 DN100 的管道应使用螺纹、焊接或法兰连接。

8.3.1.4 宜尽可能少用螺纹或法兰接头，采用螺纹连接时，应采用密封焊接或经验证的其他密封方法，下列接口除外：

- a) 焊接高温可能损坏仪表的接头处；
- b) 密封焊接可能妨碍维修通道处；
- c) 不易实现密封焊接的材料过渡段；
- d) 最小设计温度大于或等于 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的管道系统。

8.3.1.5 在不同的金属之间应采用法兰或其他经验证的过渡接头技术。

8.3.1.6 可能暴露于火灾的垫片应耐火。

8.3.1.7 管子接头应符合 GB/T 20801.3—2020 中 5.2.7 的规定。

8.3.1.8 不应采用以下管道连接：

- a) GB/T 20801.3—2020 中 5.2.4 规定的胀接接头；
- b) GB/T 20801.3—2020 中 5.2.8 规定的填函接头；
- c) GB/T 20801.3—2020 中 5.2.10 规定的特殊接头。

8.3.1.9 法兰连接应符合 GB 50316—2000(2008 年版)中 5.6~5.8 或 GB/T 20801.3—2020 中 5.1.8~5.1.10 和 5.2.3 的规定；温度变化时为保持夹紧力需使用垫圈时，螺栓、螺母、垫圈等的安装应正确规范，且采取冷紧等措施使其维持在合理的应力范围内。

8.3.2 阀门

8.3.2.1 低温阀门的延长阀盖应用填料密封，防止冻结引起泄漏或故障。安装在低温管道上的延长阀盖偏离正垂线不能超过 45°。

8.3.2.2 管道与容器和储罐连接时应设切断阀，下列情况除外：

- a) 不属于 GB/T 150(所有部分)范围内的泄压阀；
- b) 公称直径小于或等于 DN15 的液相管线或公称直径小于或等于 DN50 的气相管线的接口；
- c) 连接盲法兰或盲板的接口。

8.3.2.3 切断阀宜尽可能靠近容器和储罐安装，且应在拦蓄区内。

8.3.2.4 在设计和安装阀门时，外部管道应变引起的管口变形不应影响阀座密封。

8.3.2.5 除 8.3.2.2 规定的储罐切断阀外，公称直径大于 DN15 且可能有液体泄漏的储罐接口，应至少采用下列一种措施：

- a) 遇火自动关闭的阀门；
- b) 远程控制、快速关断的阀门；
- c) 入口止回阀。

8.3.2.6 阀门及其控制器应能在结冰的条件下操作。

8.3.2.7 公称直径大于或等于 DN200 的紧急切断阀应配备动力执行机构。

8.3.2.8 安装动力操作机构的阀门，关闭时不应产生引起管线或设备失效的水击。

8.3.2.9 用于周期性输送冷流体的管道系统，应采取预冷措施。

8.3.2.10 单向输送系统应安装止回阀防止回流，宜尽可能靠近出现回流的连接点。

8.3.2.11 紧急关断阀出厂后，温度敏感元件不应被喷涂或有任何装饰。

8.3.3 熔焊和钎焊

8.3.3.1 有关 LNG 的压力容器、管道及管件焊接应符合 GB/T 150(所有部分)的规定。

8.3.3.2 对需做冲击试验的材料进行焊接时，应选择合适的焊接程序，保证管道材料的低温性能损害最小。

8.3.3.3 在超薄壁厚管道上焊接附件时，选择的焊接程序和技术应使烧穿的危险最小。

8.3.3.4 不准许采用气体氧焊。

8.3.3.5 钎焊的使用温度应高于 -20 °C，管道系统应符合 GB/T 20801.6 的规定。

8.3.4 管道标记

管道标记应符合下列要求：

- a) 标记材料应与基材相容；
- b) 厚度小于 6.35 mm 的材料不应打印标记；

- c) 标记材料不应对管道造成腐蚀；
- d) 管道的标识应与制造说明一致。

8.4 危险介质的隔离

- 8.4.1 检修、巡检和季节性停车时,设备、系统和管道的隔离宜考虑介质的属性及操作条件。
- 8.4.2 危险介质一级隔离(比如单阀)泄漏可能造成安全和操作风险时,应设置二级隔离(比如双阀或单阀+盲板)。
- 8.4.3 一级隔离和二级隔离之间,应设置安全的持续放空或排凝措施。
- 8.4.4 止回阀不应作为隔离设施使用。

8.5 管架

- 8.5.1 可能暴露于火灾、低温液体泄漏的环境下的绝热管道支架应具有防火、耐低温保护能力,其设计应符合 SH/T 3073 的规定。
- 8.5.2 保冷管架在设计时应使其冷量损失最小,避免因结冰或支撑的脆化而失效。
- 8.5.3 管架设计应符合 GB 50316—2000(2008 年版)第 10 章的规定。

8.6 管道标识

- 8.6.1 管道应采用颜色标准编号、涂色或标签标识,应符合 SY/T 0043 或 SH/T 3043 的规定。
- 8.6.2 管道的标识应标明介质、正常流向及管径。

8.7 管道的检查、检验与试验

应按照 GB 50235—2010 第 8 章进行检查、检验与试验,保证良好的建造、安装和密闭性。

8.8 管道系统置换

- 8.8.1 应设置放空和吹扫接口,以置换所有工艺和可燃气体管道。
- 8.8.2 管道切断阀的两侧也应提供置换接口,以避免在阀门关断时造成盲端。

8.9 安全泄压阀

- 8.9.1 安全泄放设施安装宜尽可能降低管道或附件的损害。安全泄放系统的管道和阀门设计、安装和测试应符合 GB 50316—2000(2008 年版)第 14 章的规定。
- 8.9.2 为防止被阀门隔断的液体或冷蒸气管道受热超压,应安装热膨胀安全阀:
 - a) 热膨胀安全阀的设定压力应小于或等于管道的设计压力；
 - b) 热膨胀安全阀的出口应接至安全地点。

8.10 火炬和放散管

火炬和放散管应符合 GB 50183 的规定。

8.11 低温管中管系统

8.11.1 低温管道

低温管道的设计应符合以下规定：

- a) 为避免管道失效,管道设计应按照 8.1.2 的规定考虑地震载荷、地质条件、安装方式及其他

因素；

- b) 内外管的动载和静载条件；
- c) 内外管之间最大相对位移。

8.11.2 内管

8.11.2.1 内管元件设计、安装、检测和检验应符合 GB 50316 的规定，并规定检测等级。

8.11.2.2 剧毒介质应归 GB 50316—2000(2008 年版)中 A1 类流体。

8.11.3 外管

8.11.3.1 外管元件的设计、安装、检测和检验应符合 GB 50316 的规定。严密性试验时，应确认外管的泄漏试验方法和内管的可视性检查。

8.11.3.2 如果外管作为次包容系统容纳泄漏液体的设施，应符合以下规定：

- a) 外管的设计宜考虑内管的泄漏；
- b) 外管的设计、安装、检查、试验应符合 GB 50316 的规定；
- c) 外管应进行应力分析，宜考虑机械载荷及内管泄放时造成的热冲击。

8.11.3.3 内管支撑的设计应确保外管的变形不会刺穿内管。

8.11.4 真空夹套功能

真空夹套的失效不应影响内管的完整性。如果外管夹套作为次包容系统，外管夹套的设计应能承受内管泄漏带来的任何影响。真空夹套管的设计、安装、检测和检验应符合 GB 50316 的规定。

8.11.5 环形空间

环形空间和内管管架设计应使热传导和热损失最小：

- a) 环形空间内的所有元件应使绝热系统的老化最小；
- b) 如果有真空度要求，应指定。

8.11.6 操作要求

8.11.6.1 真空夹套式管中管，应定期检测及抽真空；非真空夹套式管中管，应采取使惰性气体在环形空间内循环的措施。

8.11.6.2 应采取温度监测措施：

- a) 真空夹套式管中管，应监测真空夹套的外表面温度；
- b) 非真空夹套式管中管，应监测环形空间内温度；
- c) 地上设施可进行目视检查。

8.11.6.3 内管和环形空间的操作环境应视为不腐蚀。外管应按照 GB 50316 的规定设计或防护，缓解潜在腐蚀。

8.11.7 安装要求

安装在管中管上的机械接头应维持其热力性能、结构性能和安装条件。

8.12 地下或海底管道的安装

8.12.1 埋地管道最低埋深为 0.9 m。

8.12.2 通航水域下的管道最低埋深为 1.2 m。

8.12.3 埋深均指管顶或套管管顶埋深。

8.12.4 用于保护管道的套管应符合以下规定：

- a) 套管应能承受附加荷载；
- b) 如果水可能进入套管,套管两端应封堵；
- c) 套管如果有放空设施,应防止水进入套管内；
- d) 如果套管两端封堵而没有放空设施,封堵应能承受管道的最大工作压力；
- e) 管道与套管应绝缘,否则应采取措施降低套管内管道的腐蚀。

9 站场设施

9.1 设计分类

建(构)筑物、设备和管道系统应按以下要求进行分类：

- a) A类:LNG储罐系统和其附属构筑物,以及按照7.4.7.3 c)定义的设备 and 管道系统；
- b) B类:A类以外的抗震设防类别为乙类的建(构)筑物、含有害液体的容器；
- c) C类:除A类、B类以外的其他建(构)筑物、设备和管道。

注:A类中的构筑物包括:储罐系统基础、支撑在储罐上的构筑物、储罐上支撑管道的构筑物以及支撑到储罐隔离阀的管道支架结构。

9.2 工厂设施

9.2.1 建(构)筑物、设备、管道的设计应能承受本文件规定的地震、风荷载和雪荷载等作用,其中风荷载、雪荷载应不小于GB 50009规定的数值。

9.2.2 建(构)筑物以及设备和管道系统的地震作用应符合以下规定：

- a) A类设施(LNG储罐除外)应按OBE地震工况进行弹性设计,按SSE地震工况和ALE地震工况进行弹塑性设计；
- b) B类设施应按抗震设防类别乙类进行抗震设计；
- c) C类设施应按抗震设防类别丙类进行抗震设计。

9.3 液化天然气储罐



LNG储罐的设计应符合第7章的规定。

9.4 构筑物

9.4.1 管内介质为LNG的管廊,其抗震设防类别为乙类。管内介质为非LNG的管廊,其抗震设防类别为丙类。

9.4.2 重要设备框架的抗震设防类别应为乙类,一般设备框架的抗震设防类别应为丙类。

9.4.3 低温管线上可能出现泄漏的阀门或法兰处,宜设置不锈钢LNG收集盘。

9.5 火灾和爆炸控制

若建筑物或相邻建筑物内生产、存放LNG和易燃液体,则该建筑物应按照GB 50016的规定进行防火和泄爆设计。

9.6 通风

9.6.1 装运LNG、易燃制冷剂和可燃气体的建(构)筑物应进行通风设计。

9.6.2 通风可采用以下方式：

- a) 连续运行的机械通风系统；
- b) 自然通风系统和事故机械通风系统，机械通风系统由可燃气体检测仪在检测到可燃气体时启动；
- c) 双速机械通风系统，其高速挡由可燃气体检测仪在检测到可燃气体时启动；
- d) 由墙体或屋顶通风器组成的机械通风系统；
- e) 其他通风系统。

9.6.3 地下室或半地下室应设置机械补风系统。

9.6.4 室内蒸发气密度比空气大时应采用低点通风。

9.7 可燃气体或蒸发气控制

生产、储存和装运 LNG、易燃制冷剂和易燃气体的建(构)筑物以外的建筑物或围护结构应采取措
施减少可燃气体或蒸发气的进入。

9.8 人员保护

建(构)筑物或围护结构的设计、施工和安装，应确保使用人员避免受到爆炸、火灾和有毒物质泄
漏的影响。

10 电气

10.1 电力负荷等级

LNG 站场的电力负荷等级应符合 GB 50052 的规定。

注：LNG 站场的用电负荷的等级界定，需要根据其功能定位、工艺流程以及供电中断可能造成的人身安全及经济
损失等方面因素综合考虑。

10.2 爆炸危险区域划分

LNG 站场的爆炸危险区域划分应符合 GB 50058 的规定，LNG 储罐和 LNG 海运终端的爆炸危险
区域划分应符合附录 D 的规定。

10.3 电力装置的设计

爆炸危险区域内设置的防爆电气设备的设计与安装应符合 GB 50058 的规定。

10.4 防雷、防静电设计

10.4.1 LNG 站场中工艺设备、天然气管道、LNG 管道和建、构筑物物的防雷、防静电设计应符合
GB 50057、GB 50650 和 SH/T 3097 的规定。

10.4.2 金属外罐和混凝土外罐的 LNG 储罐，其防雷设计应分别符合 GB 50650 和 GB 50057 的规定。

10.5 照明

10.5.1 LNG 站场照明系统的设计应符合 GB 50034 和 SH/T 3192 的规定。

10.5.2 LNG 站场内建筑物的消防应急照明和疏散指示系统应符合 GB 51309 的规定。

11 仪表和通信

11.1 仪表和控制系统

11.1.1 一般要求

仪表和控制系统应能使工艺过程控制在安全操作范围内,并在超过安全操作范围时报警或切断相应设施。

11.1.2 液位仪表

11.1.2.1 LNG 容器液位仪表的设置应符合下列规定:

- a) 容积小于 4 m^3 的容器应设置 1 套固定长度汲取管式或其他测量原理的液位仪表;
- b) 容积为 $4 \text{ m}^3 \sim 114 \text{ m}^3$ 的容器应设置 1 套能从满罐到空罐连续检测的液位仪表;
- c) 容积大于 114 m^3 的容器应设置 2 套独立的液位仪表,液位仪表应能适应液体密度的变化;
- d) 容积大于或等于 4 m^3 的容器设置的液位仪表应报警和连锁;
- e) 容积大于 114 m^3 的容器宜设置 1 套独立的、用于高液位检测的液位仪表,达到高高液位时应报警和连锁。液位高高报警点的设置应使操作人员有足够的时间来停止进液,避免液位超出最大允许充装高度;
- f) 容器应设置独立的高液位进料切断装置;
- g) 液位仪表的设计和安装应使其更换不影响设备操作。

11.1.2.2 制冷剂和可燃工艺流体储罐液位仪表的设置应符合下列规定:

- a) 储罐应设置 2 套独立的液位仪表;
- b) 如果容积大于 114 m^3 的储罐有可能过量充装,宜设置 1 套独立的、用于高液位检测的液位仪表,达到高高液位时应报警和连锁;
- c) 储罐应设置独立的高液位进料切断装置。

注:可燃工艺流体包括天然气凝液和凝析油。

11.1.3 压力仪表

11.1.3.1 LNG 容器应至少设置 2 套独立的压力仪表用于连续检测、高低压报警和连锁,取压点应位于容器顶部最高允许液位以上的气相空间。

11.1.3.2 非 LNG 危险流体容器应至少设置 1 套压力仪表用于连续检测、高低压报警和连锁,取压点应位于容器顶部最高允许液位以上的气相空间。

11.1.4 真空仪表

在有真空夹套的设备上,应设置仪表或接口以便检查环形空间中的绝对压力。

11.1.5 温度仪表

11.1.5.1 现场装配的容器上应设置温度仪表,用于辅助温度控制或检查和校准液位计。

11.1.5.2 热换热器下游管道和元件若受温度限制存在损坏的潜在风险,应设置温度仪表以检测出口温度。

11.1.5.3 当低温容器和设备的基础及地下低温管道可能受到土壤结冰或霜冻的不利影响时,应设置温度检测和报警系统。

11.1.6 故障安全设计

仪表和控制系统应设计成故障安全型。在发生供电、供气故障或内部故障时,应能按设计预定方式将过程转入安全状态。

11.1.7 紧急停车系统

11.1.7.1 LNG 站场应设置紧急停车系统,隔离或关断 LNG 和其他危险流体的来源,并关断继续运行将加剧或延长事故的设备。

11.1.7.2 如果设备停机会引起危险或导致设备机械损坏,在可燃和易燃液体继续泄放影响可控时,宜从紧急停车系统中取消该设备和辅助设备的停机功能。

11.1.7.3 紧急停车系统应设计成故障安全型,以最大限度地降低在事故或过程控制系统发生故障时失效的可能性。

11.1.7.4 如果作为紧急停车系统一部分的切断阀不是火灾安全型,被控制设备 15 m 以内的所有组件,防护方法应符合下列规定:

- a) 安装或布置在不可能暴露于火灾的区域;
- b) 暴露在火灾中时,至少保护 10 min 不失效。

11.1.7.5 当工艺安全对紧急切断阀有防火要求时,在距离紧急切断阀 15 m 以外设置现场操作开关,用于紧急情况下现场手动关闭紧急切断阀。

11.1.7.6 当按附录 E 评估要求确定时,应在必要时提供紧急泄压措施以确保安全。

11.1.8 气体检测和火灾报警

11.1.8.1 对潜在可燃气体聚集、LNG 或可燃致冷剂溢出和易发生火灾的区域应设置气体检测和火灾报警系统。

11.1.8.2 气体检测报警系统的设置应符合下列规定:

- a) 可燃气体和有毒气体检测报警系统的设计应符合 GB/T 50493 的规定;
- b) 当站场不是常年有人值守时,连续的可燃气体、有毒气体和氧气含量检测系统应在现场和经常有人值守的地方启动声光报警;
- c) 应在点式可燃气体探测器检测气体或蒸气小于或等于 25%LEL 或线性可燃气体探测器检测气体或蒸气为 1 LEL·m 时,启动一级声光报警;
- d) 应在点式可燃气体探测器检测气体或蒸气小于或等于 50%LEL 或线性可燃气体探测器检测气体或蒸气为 2 LEL·m 时,启动二级声光报警;
- e) 在有毒气体可能释放的区域应设置有毒气体探测器,并应在小于或等于 100%OEL 或 5%IDLH 时,启动一级声光报警;应在小于或等于 200%OEL 或 10%IDLH 时,启动二级声光报警;
- f) 在可能释放窒息物并会扩散至其他建筑物的区域应设置氧气探测器,并应在环境过氧(报警设定值宜为 23.5%VOL)或环境欠氧(报警设定值宜为 19.5%VOL)时,启动声光报警;
- g) 当按附录 E 评估要求确定时,应允许气体探测器启动部分紧急停车系统;
- h) 气体检测系统的设定值宜考虑在探测器校准或设定释放的不同气体和蒸气的可能性。

11.1.8.3 火灾自动报警系统的设置应符合下列规定:

- a) 火灾自动报警系统的设计应符合 GB 50116 的规定;
- b) 当站场不是常年有人值守时,火灾探测器应在现场和经常有人值守的地点启动声光报警;

- c) 当按附录 E 评估要求确定时,应允许火灾探测器启动部分紧急停车系统。

11.2 通信

11.2.1 LNG 站场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、扩音对讲系统、视频监控系统、周界防范系统、门禁系统、出入口车辆管理系统、电子巡查系统和一键报警系统等。

11.2.2 行政电话系统宜采用软交换技术自建专网。

11.2.3 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。

11.2.4 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。

11.2.5 无线通信系统应向本地无线电管理部门备案和报批。

11.2.6 扩音对讲系统应与火灾、气体泄露等报警系统联动,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。

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

11.2.8 站场四周应设周界防范系统,应与视频监控系统联动,系统记录不应小于 90 d。

11.2.9 门禁系统应和火灾报警系统联动,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。

11.2.10 一键报警系统应与当地公安部门联网。

12 拦蓄区及排放系统

12.1 一般要求

12.1.1 LNG 和可燃液体储罐应设置拦蓄区收集可能泄漏的物料,并符合下列规定:

- a) 拦蓄区的设计应符合第 5 章和本章的规定;
- b) 储罐拦蓄区可采用天然屏障、基坑、拦蓄堤或以上任意组合形式;
- c) 双容罐、全容罐或薄膜罐的外罐可视为拦蓄区。

12.1.2 用于收集泄漏的 LNG 和可燃液体的收集设施宜为开敞式。

12.1.3 当可燃液体泄漏可能在地面积聚形成液池,并可能威胁站场外周边设施、有人建筑物、重要工艺设备和框架或进入水域时,下列区域应采取坡向、排净或设置排放收集设施等措施:

- a) 工艺区;
- b) 气化区;
- c) 液化区;
- d) LNG 和可燃液体的转运区;
- e) 毗邻可燃液体储罐的区域。

12.1.4 符合 8.11.3.2 设计要求的次包容系统应视为拦蓄区。

12.1.5 应采取措施使储罐、管道和其他设备处 LNG 或其他危险液体泄漏对站场外周边设施的危害最小,且避免其进入周边水域。

12.1.6 场地准备应采取措施,将泄漏后可能在地面积聚形成液池的 LNG 和其他危险性液体收集在站场内,避免进入地表水排水系统。必要时可设置符合第 5 章和本章规定的拦蓄区。

12.2 拦蓄区容积

12.2.1 单个 LNG 储罐拦蓄区的有效容积,应符合下列任一规定:

- a) 有效容积等于储罐最大液相容量的 110%;
- b) 若拦蓄堤可承受储罐全破裂时产生的液体动荷载,有效容积等于储罐最大液相容量;
- c) 若拦蓄堤高度大于或等于储罐最高液位时,有效容积等于储罐液体最大液相容量。

12.2.2 多个 LNG 储罐拦蓄区的有效容积,应符合下列任一规定:

- a) 有效容积等于拦蓄区内所有储罐液相最大总容量;
- b) 若采取了有效措施防止因一座储罐泄漏或火灾而引发拦蓄区内其他储罐泄漏时,有效容积等于拦蓄区内最大储罐最大液相容量的 110%;
- c) 拦蓄区容积计算应减去拦蓄区内设备所占容积。

12.2.3 LNG 储罐区以外其他拦蓄区的容量应按照以下场景可在地面积聚液体泄漏量的较大值者确定:

- a) 拦蓄区内最大储罐或压力容器的容量;
- b) 拦蓄区内任意管道最大流量持续泄漏 10 min,当持液量不足以维持连续 10 min 泄漏时,可以取较短的持续泄漏时间。

12.3 围堰和拦蓄堤

12.3.1 围堰、拦蓄堤、排放系统和任何开孔应能够承受所容纳 LNG 或其他危险液体的全部静压头、所容纳液体引起的快速冷却、火灾和自然力(如地震、风、雨)的影响。

12.3.2 当储罐外罐可作为拦蓄区使 LNG 或其他危险液体扩散影响最小时,其外罐可视为围堰。

12.4 围堰、拦蓄堤和排放沟

12.4.1 可燃液体储罐的围堰、拦蓄堤和排放沟应符合 GB 50183 的规定。

12.4.2 液化烃储罐的围堰、拦蓄堤和排放沟应符合 GB 50183 和 GB 50160 的规定。

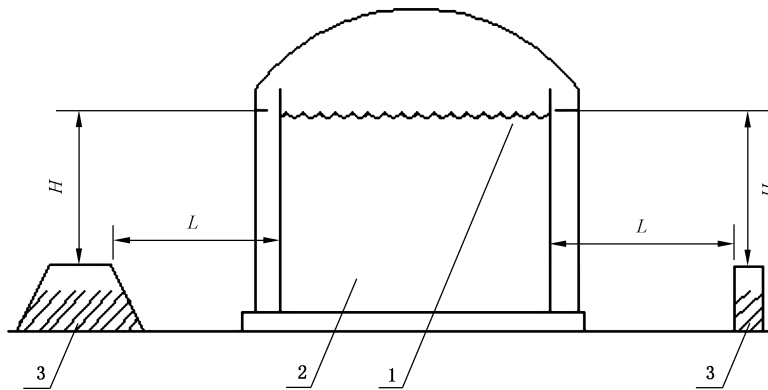
12.5 保冷

12.5.1 集液池表面所用保冷材料在使用环境下应不燃且适用于所收集物料,并能够承受可能的应力及荷载。

12.5.2 应采取措施防止保冷材料脱落。

12.6 拦蓄堤高度和到储罐的距离

12.6.1 围堰或拦蓄堤的高度、到设计压力小于 100 kPa 储罐的距离应按图 1 确定。



标引序号说明：

- 1 ——最高液位,单位为米(m);
 - 2 ——储罐;
 - 3 ——围堰或拦蓄堤;
 - L ——储罐内壁到围堰或拦蓄堤最近砌面的距离,单位为米(m);
 - H ——储罐最高液位到围堰或拦蓄堤顶部的距离,单位为米(m)。
- L 应等于或大于 H 加液面上蒸气压的 LNG 当量压头。
当围堰或拦蓄堤高度等于或大于最高液位时, L 可为任意值。

图 1 围堰或拦蓄堤到储罐的距离

12.7 排水

12.7.1 拦蓄区应设置雨水排水系统,排水能力应不小于 10 年一遇每小时降雨量的 25%。

12.7.2 排水系统应符合以下规定：

- a) 采取必要操作,尽可能避免拦蓄区内积水;
- b) 如果采取自动操作,应采取冗余自动切断控制措施,防止 LNG 或其他危险物料通过排水系统外流;
- c) 如果采取手动操作,应采取措施或程序,防止 LNG 或危险物料通过管道或阀门泄漏。

13 消防和安全



13.1 消防和防火评估

13.1.1 LNG 站场宜进行消防和防火评估。

13.1.2 消防和防火评估范围应根据防火原则、现场条件、危险性分析、建构筑物和其他有关因素综合确定。

13.1.3 新建、改扩建 LNG 站场的防火、消防用设施和措施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用,并符合附录 E 的规定。

13.2 消防水系统

13.2.1 一般要求

13.2.1.1 消防水系统用于保护 LNG 站场内的建构筑物、储罐、设备和管道等。13.1 规定的不宜用水保护或灭火的场所除外。

13.2.1.2 消防水系统应符合 GB 50016、GB 50084、GB 50151、GB 50183、GB 50219、GB 50898、GB 50974、GB 51156 和 GB 51261 的规定。

13.2.2 主要技术要求

设计流量和设计压力应满足 LNG 站场最大一次火灾消防用水需求,同时考虑 60L/s 裕量;最大一次火灾延续供水时间符合 GB 50016、GB 50183、GB 50974、GB 51156 和 GB 51261 的规定。

13.3 移动消防设施

13.3.1 灭火器

13.3.1.1 灭火器应按照 GB 50140 的规定配置。

13.3.1.2 手提式干粉灭火器灭火剂充装量不应小于 8 kg,推车式干粉灭火器灭火剂充装量不应小于 50 kg。

13.3.1.3 LNG 设施和槽车的关键部位应配置手提式或推车式灭火器。

13.3.1.4 LNG 站场内 A 类火灾危险区域推荐选用碳酸氢钾型干粉灭火器。

13.3.2 消防车

消防车应符合 GB 7956.1、GB 7956.2、GB 7956.3 和 XF 39 的规定。

13.3.3 进厂运输设施及车辆

进厂运输设施的灭火器数量及容量的配置应符合 JT/T 617.7 的规定。其他进厂车辆应至少配备 1 具灭火剂充装量不应小于 5 kg 的手提式干粉灭火器。

13.3.4 其他

消防车和移动消防设施不应挪作他用。

13.4 个人防护

13.4.1 LNG 站场应配置专用防护设备设施,并应设置在位置明显和便于取用的地点,且不应影响安全疏散。

13.4.2 参与应急人员,应配备防护服和防护设施,并进行安全培训等。

13.4.3 人员进入受限空间或危险区域,应按应急预案执行。

13.4.4 应至少配备 3 台便携式可燃气体检测仪。

13.5 安全

13.5.1 一般要求

13.5.1.1 LNG 站场应进行安全评估。

13.5.1.2 LNG 站场应配置控制进出的安保系统。

13.5.2 保护性设施规定

13.5.2.1 LNG 站场内,应对主要设施(地上设施被完全包围的除外)设置保护性围栏(外围围栏、围墙、建筑物墙)或屏障,主要设施包括但不限于以下内容:

a) LNG 储存容器;

- b) 拦蓄系统；
- c) 可燃制冷剂储罐；
- d) 危险品储罐,包括有毒物质储罐；
- e) 可燃液体储罐；
- f) 其他有害物质储存区；
- g) 室外工艺设备区；
- h) 工艺和设备间；
- i) 地面装卸设备；
- j) 控制室和工作站；
- k) 控制系统；
- l) 消防控制设备；
- m) 安防系统；
- n) 备用电源。

13.5.2.2 LNG 站场应设置由单个连续的或多个独立的防护围墙或屏障,并符合以下规定:

- a) 防护围墙的设计应满足 GB 50183 的要求,能够阻止无关人员进入设备区域；
- b) 防护围墙应远离树木、柱子或建筑物等；
- c) 每处防护围墙应至少设两条最短紧急逃生路线；
- d) 除非一直有安防外,出入口应常闭,且应符合下列规定:
 - 1) 正常情况下,拥有相应权限者可以出入；
 - 2) 紧急情况下,站场内所有人员均可打开每条通道。

13.5.3 安防系统

安防系统包括视频监控系统、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,设计应符合 11.2 的规定。

13.5.4 警示标志

13.5.4.1 围墙每隔一段应设置明显警示标识,夜间在围墙外不小于 30 m 处任何方向上至少能看到一个警示标识。

13.5.4.2 标识应与背景颜色对比明显,标明“禁止擅自闯入”或相近标语。

14 防腐

14.1 一般要求

14.1.1 应采取防腐保护措施,对含有 LNG 及其他危险介质的工艺管道及设备进行防护,使其在预期使用寿命周期内能够承受可能受到的内、外腐蚀。

14.1.2 应对奥氏体不锈钢和铝合金进行保护,使其在储存、施工、制造、测试和使用过程中最大限度地减少大气和腐蚀性工业物质造成的腐蚀。不应使用对奥氏体不锈钢和铝合金组件有腐蚀性的捆扎材料或其他包装材料。当绝热材料可能导致铝合金或不锈钢腐蚀时,应使用抑制剂或防潮层。

14.2 大气环境下管道与设备的腐蚀控制

所有受大气腐蚀影响的管道与设备,应采取以下保护措施:

- a) 选用抗大气腐蚀的材料；
- b) 采用适当的防腐层防止大气腐蚀。LNG 储罐的外防腐层应符合 SY/T 7349 的规定，地面管道及设备的外防腐层应符合 SY/T 7036 和 SY/T 7350 的规定。

14.3 埋地或水下管道与设备的腐蚀控制

14.3.1 受外腐蚀影响的埋地或水下管道与设备，应采取以下保护措施：

- a) 选用抗腐蚀环境的材料；
- b) 采取以下两种方式：
 - 1) 采用适用于操作环境及安装环境的外防腐涂层进行保护。埋地管道与设备的外防腐层应符合 GB/T 21447、SY/T 7036 和 SY/T 7350 的规定；
 - 2) 采用阴极保护系统(外加电流或牺牲阳极)进行保护。储罐阴极保护应符合 GB/T 50393 的规定，埋地管线及管件阀门的阴极保护应符合 GB/T 21448 和 SY/T 6964 的规定。应控制阴极保护系统的保护电位，以免形成过保护，损坏管道、设备本体或其涂层。受阴极保护的管道与设备应安装测试桩，以确保阴极保护的有效性。

14.3.2 安装前，应在安装现场对所有管道、设备及管件阀门进行外观检查，确认是否有损坏。

- a) 管道、设备及管件阀门的损伤可能影响其使用性能，应进行返修；
- b) 涂层损坏时，应使用与现有涂层兼容的材料进行修复。

14.3.3 管道、设备及管件阀门埋地回填时，应由不含岩石和大颗粒的泥土或沙子密实填充。

14.3.4 埋地的压力容器，埋地部分和地上 75 mm 部分的防腐应符合 14.3 的规定，其余地面部分的防腐应符合 14.2 的规定。

14.3.5 地上压力容器与鞍座或基础接触的部分应采取防腐措施。

14.3.6 采用阴极保护时，电气互连的管道与设备应作为一个整体进行保护。

14.3.7 阴极保护系统应在管道、设备等埋地后的 6 个月内安装并投入运行。阴极保护系统安装 1 个月后进行测试，包括密间隔电位测试(参比电极间距不超过 6 m)与采用单支参比电极进行单独组件对地电位的测试，并在电位正负峰值位置进行土壤或水体的电阻率测量。

14.3.8 应采取防护措施防止绝缘法兰和绝缘接头及其配件在可燃气体可能泄漏的区域产生电火花。

14.3.9 管道、设备安装位置临近输电杆塔基础、埋地电缆或接地网附近，或者在预计有故障电流或异常雷电风险的区域，应为管道、设备提供保护，以防因故障电流或雷电造成损坏，绝缘装置应采取保护措施。

14.4 管道与设备的内腐蚀控制

管线内腐蚀控制应符合 GB/T 23258 的规定，储罐内腐蚀控制应符合 SY/T 6784 的规定，应采用下列任一措施防止内腐蚀：

- a) 使用抗介质腐蚀的材料；
- b) 涂层、抑制剂或其他方法。

14.5 杂散电流干扰腐蚀控制

14.5.1 应对持续受到杂散电流干扰的管道与设备进行保护，减少干扰电流的有害影响。

14.5.2 阴极保护系统的设计和安装宜尽量减少可能对相邻金属组件造成的不利影响。

14.5.3 宜避免外加电流阴极保护系统的设计、安装对通信和控制系统产生不利干扰。

14.5.4 杂散电流干扰腐蚀控制应符合 GB/T 50698、GB 50991 和 SY/T 6964 的规定。

14.6 腐蚀控制监测

14.6.1 应对腐蚀控制系统进行监测,及早发现无效的腐蚀防护。

14.6.2 埋地或水下管道与设备的阴极保护应符合以下要求:

- a) 阴极保护系统应通过测试进行监控;
- b) 阴极保护系统测试应符合 GB/T 21246、GB/T 50393 和 SY/T 6964 的规定。

14.6.3 在下列情况下,埋地或水下管道与设备部分暴露时,应检查暴露部分是否有腐蚀现象:

- a) 识别出有腐蚀现象,应在暴露区域进行重点检查以确定腐蚀程度;
- b) 观察到管道与设备涂层损坏,应进行修复。

14.6.4 受大气腐蚀的管道与设备应至少三年检查一次。

- a) 应检查位于土壤-空气分界处、涂层剥离处、管道支撑处、飞溅区域和管道穿跨越的元件;
- b) 有绝热层的地上管道与设备应进行定期监测。

14.6.5 有内腐蚀防护的管道与设备应设计内腐蚀监测设施。

- a) 监测设施应位于最有可能发生腐蚀的地方;
- b) 内腐蚀控制监测设施应每年至少监测两次,间隔不超过七个月;
- c) 管道与设备打开时,应检查其内表面是否有腐蚀的迹象。

14.7 修复措施

14.7.1 按照 14.6 的规定进行监测的管道与设备,如果出现腐蚀,导致其最小厚度小于压力管道和设备的最高允许压力所需的厚度应予以更换。

14.7.2 如果监测到管道与设备的剩余壁厚未达到更换的程度,则应按照 14.3.2 b) 的规定对涂层进行返修。

15 转运系统

15.1 一般要求

15.1.1 同一地点装卸多种介质时,装卸臂、软管和接头应标识或标记所处理的介质。

15.1.2 转运系统操作和维修时的吹扫应符合 17.3.5 的规定。

15.1.3 转运系统末端应安装切断阀。安装动力切断阀时,应进行分析以确定阀门关闭时间,阀门关闭时所产生的水击不会导致管路或设备损坏。

15.1.4 经 15.1.3 的分析应力过大时,应延长阀门关闭时间或采用其他方法将应力降低到符合设计要求。

15.2 泵和压缩机

15.2.1 除就地安装用于关停泵和压缩机的按钮外,还应在距离设备至少 7.6 m 外设置便于接近的远程紧急停车按钮。

15.2.2 专用于装卸槽车、罐车、罐箱或船舶的泵和压缩机,如果布置位置远离装卸区,则应在装卸区及泵和压缩机处分别设置停车控制按钮。

15.2.3 船舶上的控制装置应符合 15.2.2 的规定。

15.2.4 装卸区应设置指示灯,显示远离装卸区设置的专用泵和压缩机的启停状态。

15.3 装卸臂

15.3.1 装卸臂的设计宜考虑装卸系统最大允许的工作温度和压力。

15.3.2 用于船舶装卸的装卸臂应配备报警设施,对装卸臂超限位进行报警;用于 LNG 船舶装卸的装卸臂应另配备紧急脱离设施。

15.4 装卸管线

15.4.1 转运系统与管道系统的连接点处应设置隔离阀。

15.4.2 管道系统应设计有温度和压力保护,防止超温或超压。

15.4.3 同一地点装卸多种介质时,装卸臂和接头应标识或标记所处理的介质。

15.4.4 应设置排放或放空接口,以便装卸臂在断开连接前可以排空和泄压。

15.5 船舶装卸设施

15.5.1 船舶装卸管道

15.5.1.1 码头或平台上的装卸臂、管道不应因车辆通行或其他可能原因而造成损坏。

15.5.1.2 液相和气相返回管线的装卸汇管上应设隔离阀及排放接头,以便装卸臂断开连接之前可以隔离、排空、抽出和泄压。且应符合以下规定:

- a) 液体切断阀和口径不小于 200 mm 的气体切断阀除手动操作外还应设置动力操作装置;
- b) 动力阀门应能就地关闭,同时可在距汇管区至少 15 m 的远程控制站关闭;
- c) 阀门失去动力后不要求自动故障关闭时,该阀门执行机构及其 15 m 范围内的动力源应进行防火保护,火灾时至少防护 10 min;
- d) 阀门应设置在装卸臂与汇管的连接处;
- e) 排放口或放空口应排放至远离人、拥挤区和点火源的室外安全区域。

15.5.1.3 除汇管上的隔离阀外,每条气相返回管线和液相输送管线还应在岸上设置一个易操作的隔离阀,位置靠近码头。且应符合以下规定:

- a) 当有多条管道时,切断阀应集中布置;
- b) 应对阀门进行标识;
- c) 大于或等于 200 mm 的阀门应设动力执行机构;
- d) 阀门应提供手动操作的方式。

15.5.1.4 仅用于卸船的液相管线上,应在靠近汇管隔离阀处设置止回阀。

15.5.1.5 具有装船功能的站场应设置气相返回管线,与船上的气相返回管线相连。

15.5.2 紧急停车系统

船舶海运装卸转运系统应设置具有下列功能的紧急停车系统:

- a) 可以手动触发;
- b) 可以使船上、泊位和 LNG 站场内所有 LNG 输送部分安全停车。

15.6 槽车、罐车和罐箱装卸设施

15.6.1 装卸设施区域的框架结构应采用不燃材料。

15.6.2 槽车装卸区的面积应满足车辆移动或转向的要求。

15.6.3 输送管道、泵和压缩机应设置防护设施,以免因车辆的移动而受损。

15.6.4 液相和气相返回管线的装卸汇管上应设隔离阀及排放接口,以便软管和装卸臂断开连接之前可以隔离、排空、抽出和泄压。

15.6.5 排放口或放空口应排放至远离人、拥挤区和点火源的室外安全区域。

15.6.6 除支管上的隔离阀外,液相和气相总管应设置紧急切断阀,其与装车臂距离应不小于 10 m。其设置应符合以下规定:

- a) 紧急切断阀或紧急远程执行机构应可见并可识别,以便紧急情况时易于接近;
- b) 当多个装卸区共用总管时,应在总管上安装一个紧急切断阀。

15.6.7 仅用于卸车的液相管线,应在靠近汇管隔离阀处设置止回阀。

15.7 通信

15.7.1 装卸地点应配备通信设施,用于作业者与辅助装卸人员联络。

15.7.2 分别配备船岸通信系统和独立的应急船岸通信系统,用于船舶装卸方的船方操作人员、岸方操作人员和控制室人员之间的语音通信。

15.7.3 通信系统应符合 15.7.2 的规定,同时应能在船上和终端连续监控。

16 小型液化天然气设施

16.1 一般要求

16.1.1 LNG 罐容应符合下列任一条件:

- a) 按照 TSG 21 和 GB/T 150(所有部分)的规定建造的 LNG 储罐单罐容积小于或等于 1 000 m³,总容积小于或等于 4 000 m³;
- b) LNG 储罐系统的总容积不超过 4 000 m³。

16.1.2 不包括甲烷和 LNG 的可燃危险介质总量不超过 11 250 kg 并且单个储罐容量不超过 4 500 kg。

16.1.3 有毒液体,其 60 min 的 AEGL-2 浓度不超过 10 000 mg/L,有毒液体的总质量不超过 11 250 kg,单个储罐的储存容量不超过 4 500 kg。

16.1.4 LNG 储罐上液相管线内径小于或等于 DN150。

16.1.5 LNG 储罐的最大允许工作压力不超过 2 MPa。

16.2 控制室

按照 GB/T 150(所有部分)建造并且没有液化功能、容积小于 1 000 m³ 的小型 LNG 站场,可不遵循 4.4 对控制室的规定。

16.3 站场选址

16.3.1 站场选址规定

16.3.1.1 站场选址应符合 5.1 的规定。

16.3.1.2 应对场地的土壤及地形进行调查以确定站场的设计基础数据。

16.3.2 泄漏控制规定

16.3.2.1 一般要求

泄漏控制应符合 12.1 的规定。

16.3.2.2 避让距离分析

自动隔离阀应符合以下规定：

- a) 除了安全阀的连接管线、小于或等于 DN15 的液相管线和小于或等于 DN50 的气相管线外，所有的液相和气相管线都应配备自动隔离阀；
- b) 当设备操作时，有人值守的远程手动隔离阀可允许替代自动隔离阀；
- c) 具有事故安全状态功能的自动隔离阀应在出现以下任何情况时自动关闭：
 - 1) 起火或暴露在火焰下；
 - 2) LNG 从罐中不受控制地流出；
 - 3) 可远程或就地手动操作。
- d) 仅用于流入储罐的管段应设置两个串联的止回阀或一个隔离阀。

避让距离应为表 2(或表 3 的所有地下储罐)或公式(4)中的较大值。

$$L = 0.2Cd^{0.86}(6.895P + 15)^{0.215} \dots\dots\dots(4)$$

式中：

- L —— 避让距离，从每个储罐最大液体管线的隔离阀到场外建筑物或建筑界线的最小距离，单位为米(m)；
- d —— 储罐最大液体管线的内径，单位为毫米(mm)；
- P —— 储罐最大允许工作压力加上液体压头，单位为千帕(kPa)，其中 1 m 液体压头相当于 3 kPa；
- C —— 计算系数，按表 5 进行选取。

表 5 避让距离的计算系数

LNG 储罐内部所有液体占据的面积, A m^2	计算系数
$A < 0.029$	14
$0.029 \leq A \leq 0.074$	$21.6 - 7.6(1.6 - 20.7A)$
$A > 0.074$	21.6

16.3.2.3 避让距离修正

对避让距离的修正可按照以下要求进行：

- a) 如果实际距离为从公式(4)计算出的避让距离的 4 倍，则可使用远程手动隔离设备代替全自动隔离设备；
- b) 如果最大液体管线上的自动隔离设备的关闭时间少于 30 s，则公式(4)中计算的避让距离可乘以 0.9。

16.4 站场布置

16.4.1 站场布置应符合第 5 章除了 5.1、5.3.1、5.3.2、5.4.5 和 5.8.2 以外的规定。

16.4.2 地下 LNG 储罐的布置应符合表 3 的规定。

16.5 工艺设备

工艺设备应符合第 6 章的规定。

16.6 液化天然气储罐

16.6.1 LNG 储罐应符合第 7 章的规定,但本章另有规定的除外。

16.6.2 储罐系统的管道接口不应设置在储罐液位以下。

16.6.3 除了安全阀的连接管线、小于或等于 DN15 的液相管线和小于或等于 DN50 的气相管线外,所有的液相和气相管线都应配备事故发生时能够自动进入安全状态的阀门。

16.6.4 储罐应配备一个压力表,该压力表接口位于最高液位之上,并在容器上标示其最大允许工作压力。

16.7 管道系统和管道元件

16.7.1 LNG 储罐的配管应符合第 8 章的规定。

16.7.2 除 LNG 外其他危险介质的工艺管道应符合 GB 50316 的规定。

16.8 仪表、通信和电气

仪表、通信和电气应符合第 11 章和 10 章的规定。

16.9 站场设施

站场设施应符合第 9 章的规定。

16.10 拦蓄区及排放系统

拦蓄区及排放系统应符合第 12 章的规定。

16.11 转运系统

转运系统应符合第 15 章的规定。

16.12 消防和安全

消防和安全应符合第 13 章的规定。

16.13 操作和维护

操作和维护应符合第 17 章的规定。

17 操作和维护

17.1 操作程序手册

17.1.1 应按照操作程序手册操作 LNG 站场的所有设施。

17.1.2 应使站场人员都能方便获取操作程序手册,且应常备在操作控制室。

17.1.3 当工艺条件或设施、设备发生变更时,或需从事事故调查中总结经验时,操作程序应及时更新。

17.1.4 操作手册应包括站场内所有设施的开车及停车程序,包括 LNG 站场的初始开车,以确保所有设施运行正常。

17.1.5 操作手册应包括部件吹扫、惰化和冷却程序,吹扫和冷却应分别符合 17.3.5 和 17.3.3 的规定。在冷却过程中应确保每个系统部件的冷却是受控的,限制温降速率、控制温度分布模式,保证设备在膨

胀或收缩时热应力不超过设计范围。

17.1.6 操作手册应包括确保各控制系统能够适应设计范围之内的工艺变化的程序。

17.1.7 LNG 站场的操作手册应包括下列安装设备的操作程序,以维持其温度、液位、压力、压差和流速参数在设计范围之内:

- a) 明火加热炉和锅炉;
- b) 透平机和其他原动机;
- c) 泵、压缩机及膨胀机;
- d) 净化、处理和再生设备;
- e) 气化器、换热器和冷箱;
- f) 反应器、储罐和贮存容器;
- g) 装卸设备;
- h) 安全相关设备。

17.1.8 操作手册应包括以下主要内容:

- a) 如何确保气化速率、温度和压力满足气化器和下游管道设计范围;
- b) 分析出可能存在的异常运行工况,以及对这些工况的现场响应措施;
- c) 如何进行 LNG 和危险流体的安全输送,包括防止容器类设备过量充装满罐的措施。

17.1.9 操作手册应包括运行监控程序。

17.1.10 所有从事输送操作的人员使用的书面操作程序应随时更新。

17.2 应急程序

17.2.1 应急程序至少应包括可预见的操作故障、LNG 站场部分结构坍塌、人为操作失误、自然力破坏、站场附近活动等导致的紧急事故。

17.2.2 可控性紧急情况下的应急程序,应包括但不限于以下应急响应动作:

- a) 对站场人员的通知;
- b) 用于处理相应事故的应急设备的使用;
- c) 设备的各个部分的切断或隔离;
- d) 确保能迅速切断气体及液体的泄漏或减少泄漏的其他措施。

17.2.3 不可控的紧急情况下,应急程序应包括如何识别危害并采取相应措施,以实现下列目标:

- a) 尽可能减少对站场人员及周围公众的伤害;
- b) 及时向地方应急管理部门通报紧急情况,包括疏散 LNG 站场附近人群的可行性。

17.2.4 应急程序应包括协调地方应急部门制定紧急疏散方案,列出紧急情况下保护公众安全的必要处置步骤,包括以下内容:

- a) LNG 站场消防设备的数量和位置;
- b) LNG 站场的潜在危险;
- c) LNG 站场的通信和应急控制能力;
- d) 各种紧急情况的状态描述。

17.2.5 应急程序应包括如何处理已释放出的未点燃气体。

17.2.6 每个处理 LNG 的站场应制定应急方案以处置发生在输送区或附近的潜在事故,包括但不限于以下内容:

- a) 对消防设备和系统的描述和操作程序,包括展示所有应急设备的位置图;
- b) LNG 泄漏响应程序,包括与当地应急部门的联系协调;

- c) 船舶应急离泊程序包括应急拖缆的使用(如防火缆等);
- d) 码头在紧急情况下或特定的、可预见事故情况下对拖轮需求的要求;
- e) 应急管理部门、医院、消防部门和应急机构的电话号码。

17.2.7 应急程序应及时进行修订。

17.3 运行监控

17.3.1 控制室

17.3.1.1 控制室内的运行监控应持续进行。

17.3.1.2 在设有现场控制室的站场,允许操作人员离开控制室进行定期现场巡检或进行站场运行的相关操作。

17.3.1.3 应按照 4.4.2 的规定监控运行,除非控制室有可替代的通信手段。

17.3.2 储罐系统基础

17.3.2.1 LNG 储罐系统基础的加热系统应至少每天检查一次,以确保其周围土壤温度不低于 0 °C (32 °F)等温线。

17.3.2.2 在满足 7.4.4.7 要求的前提下,LNG 储罐系统的基础沉降应至少每 3 年检查一次,且在操作基准地震或本地发生异常低温之后也应进行检测。

17.3.2.3 应调查超出设计预期的沉降原因,并按要求采取纠正措施。

17.3.3 冷却

17.3.3.1 冷却程序应控制冷却介质的温降速率和温度分布模式,以便在冷却期间把热应力控制在设计范围内。

17.3.3.2 在冷却期间和冷却稳定后,应检查每个低温管道系统是否超出位移允许的最大值,法兰、阀门和密封件是否发生泄漏。

17.3.4 降压

17.3.4.1 应制定设备维护时的降压程序。

17.3.4.2 降压的临时排放口应排放至远离人、拥挤区和点火源的室外安全区域。

17.3.5 吹扫置换

17.3.5.1 在管道和设备初始投用和停用时,应制定管道和设备的详细吹扫置换程序,应包括但不限于以下内容:

- a) 隔离位置的确定;
- b) 按照 8.8 要求的惰性介质入口和泄放地点;
- c) 对吹扫置换介质的规定;
- d) 吹扫置换末端的确定;
- e) 进入和结束吹扫置换的程序;
- f) 用于判断吹扫置换效果的仪器和判定标准。

17.3.5.2 按照 8.8 的规定,管道和设备系统应以安全的方式进行清洗、干燥、吹扫和严密性试验。

17.3.5.3 清洗、干燥、吹扫和严密性试验应使用惰性或不易燃的无毒介质和使用机械方式。

17.3.5.4 清洗、干燥、吹扫和严密性试验过程中的介质温度应在容器或其他设备的设计温度范围内。

17.3.5.5 清洗、干燥、吹扫和严密性试验过程中的介质压力应在容器或其他设备的设计压力范围内。

- a) 停止使用 LNG 容器应作为一种非正常操作；
- b) 17.1.5 述及的活动应编制详细的程序；
- c) 只有经过培训的人员才能进行干燥、吹扫和冷却 LNG 容器的操作；
- d) 在 LNG 容器投入使用之前，应按照书面吹扫置换程序用惰性气体置换其中的空气；
- e) 在 LNG 容器停止使用之前，应按照书面吹扫置换程序用惰性气体置换其中的天然气。

17.3.5.6 吹扫末端操作应符合以下规定：

- a) 吹扫置换程序里确定的吹扫末端应在所有排气口位置处用标定过的可燃气体分析仪检验气体成分；
- b) 宜考虑残存的惰性气体和氧气浓度、系统压力和温度以及自燃的可能性来确定吹扫末端的位置。

17.3.5.7 吹扫操作期间，应使用氧气分析仪检测容器或其他设备的含氧量，氧含量控制在 2% 以内。

17.4 试车

17.4.1 设施、设备开车前应制定试车方案，以测试和验证所有部件在其设计范围内能正常运转。

17.4.2 管道应按照 GB/T 32270、GB 50251 和 GB 50316 的规定进行调试(如适用)。

17.4.3 锅炉和压力容器应按照 TSG 21 的规定进行调试。

17.4.4 控制系统和仪表应按照 GB 50093 的规定进行调试。

17.5 LNG 和易燃液体的输送

17.5.1 一般要求

批量输送至固定储存容器的 LNG，其组分、温度和密度应与容器中已有的 LNG 兼容。当组分、温度和密度不兼容时，应采取措施防止分层和急速相变导致的翻滚。

17.5.2 罐车、槽车和罐箱的装卸操作

17.5.2.1 同一地点装卸多种介质时，装卸臂和汇管应标识或标记所处理的介质。

17.5.2.2 装卸前应用仪表设定好装卸数据，防止发生超装。

17.5.2.3 装卸设施在使用前应进行检查，确认各阀门处于正确位置。

17.5.2.4 装卸操作开始时应缓慢进行，如果出现压力或温度变化异常，应立即停止操作。

17.5.2.5 装卸作业期间应监控压力和温度。

17.5.2.6 当罐车、槽车或罐箱进行装卸作业时，LNG 设施 7.6 m 范围内、蒸发气密度大于空气的制冷剂设施 15 m 范围内，不应有铁路和车辆通行。同时应符合以下要求：

- a) 车辆连接前应进行检查，确认正确设置刹车、脱轨器或开关的位置，设置警告标志或警示灯；在完成装卸作业且拆除车辆连接装置前，不应移除或重置警告标志或警示灯；
- b) 车辆就位以后，应设置好静电接地装置；
- c) 装卸作业中应关闭车辆发动机；
- d) 装卸设施与车辆连接前，应设置好刹车，并摆放楔形枕木；
- e) 在槽车与装车设施脱离连接且释放出的蒸发气消散之后，车辆发动机才能启动。

17.5.2.7 装卸前车辆应停妥，以便在输送作业完成后，车辆能不需要倒车就能驶出该区域。

17.5.2.8 需要从罐顶装卸的，在打开顶盖前应将整个管道电屏蔽或接地。

17.5.2.9 在装卸地点应配备通信设备，以便操作员能与在远处配合装卸作业的人员联系。

17.5.3 船舶海运及装卸

17.5.3.1 船舶抵港应符合以下要求：

- a) 将 17.2.6 的要求告知船方,以保障船舶靠离泊安全；
- b) 为每艘船舶根据船型制定特定的系泊方案；
- c) 船舶以安全有效的方式系泊。

17.5.3.2 输送前应做下列准备：

- a) 在 LNG 输送开始前,应做好以下工作：
 - 1) 检查输送 LNG 所用的输送管道和设备,并更换任何磨损或无法操作的部件；
 - 2) 核实各个船舱的压力、温度和体积,确保安全地输送；
 - 3) 与船方商定输送作业顺序；
 - 4) 与船方商定输送速率；
 - 5) 与船方商定输送作业期间船岸双方值班人员保持直接通信联系的方式(如专用通信通道等)；
 - 6) 确保输送连接可允许船舶在不超卸臂正常动作范围的情况下在正常系泊范围内移动；
 - 7) 确保输送系统的气液接口匹配,以保证物料流向对应位置；
 - 8) 核实船上气液相管道、装卸臂和岸上输送管道系统里的氧气已吹扫置换干净,氧含量 2% 以下；
 - 9) 测试传感和报警系统、紧急关断系统和通信系统,确认处于可用状态。
- b) 输送开始前,负责船侧货物输送的船员和岸侧负责人应检查各自的设施,以确保输送设备处于良好工况；
- c) 按照 b) 所述的检查,负责船侧货物输送的船员和岸侧负责人应会面并确定输送程序,核实是否建立船岸通信,并审查应急程序；
- d) 船岸双方应持续监控在 15.7.2 中要求的船岸通信系统。

17.5.3.3 船岸连接应符合以下规定：

- a) 当连接装卸臂用于装卸作业时,应将法兰上的所有螺栓进行连接,或使用液压快速接头(QC/DC)时,应保证卡爪对中夹紧船方法兰并锁定；
- b) 未投入装卸作业的装卸臂上应安装盲板或盲法兰；
- c) 所有连接件应密封,并在作业前进行严密性测试；
- d) 装卸臂使用前应进行吹扫,并在输送完成后进行排净和吹扫；
- e) 装卸臂的连接和断开操作应在常压下进行。

17.5.3.4 输送作业应符合以下规定：

- a) 应设置警告标志或路障；
- b) 船舶装卸保障物资(包括氮气)期间,负责保障品装卸作业的人员不应同时负责船货的输送作业；
- c) 输送作业进行时,输送作业区域不应有点火源；
- d) 当 LNG 或易燃液体通过管道系统输送时,除供应 LNG 船舶的保障物资外的普通货物不应在码头上距离 LNG 和易燃液体输送连接处 30 m 范围内进行装卸。

17.6 维护手册

17.6.1 维护手册应包括以下内容：

- a) 检查、测试和维护的事项、执行方式、频率；
- b) 本文件其他章节要求的维护措施；
- c) 设备自身的维护程序。

17.6.2 应明确低温管中管及其真空度的检查、维修和维护程序，并与安装条件相适应。

17.7 维护工作

17.7.1 置换

LNG 设施中可能积聚可燃混合物的部件在停止使用后和恢复使用前应按照 17.3.5 的规定进行吹扫置换。

17.7.2 检查

17.7.2.1 主要工艺设备的支撑系统或基础应至少每年检查一次。

17.7.2.2 应急电源应至少每月检测一次以确保其正常运行。

17.7.2.3 拦蓄设施表面的隔热系统应至少每年检查一次。

17.7.3 控制系统、检查和测试

17.7.3.1 对停止使用 30 d 及以上的控制系統在使用前应进行测试，以确保其正常运行。

17.7.3.2 季节性使用的控制系统应在使用前进行检查和测试。

17.7.3.3 作为 LNG 设施防火和危险检测系统一部分的控制系统应按照适用的消防规范进行检查和测试，并符合以下要求：

- a) 监测设备应按照 GB 50016 进行维护；
- b) 消防用水系统的维护应符合 GB 50084、GB 50183、GB 50261、GB 50898 和 GB 50974 的规定；
- c) 应按照第 15 章的规定确定设计位置，在 LNG 设施内和油罐车上提供适用于气体火灾的便携式或轮式灭火器；
- d) 固定灭火系统和其他消防设备的维护应符合 GB 50151、GB 50160、GB 50183、GB 50193、GB 50347 和 GB 50370 的规定；
- e) GB 50016 未涵盖的检测设备应按照制造商的说明进行测试和校准，每年一次，间隔不超过 15 个月。

17.7.3.4 除 17.7.3.2 和 17.7.3.3 中提到的控制系统外，控制系统应在每年进行检查和测试，间隔不超过 15 个月。

17.7.3.5 固定式 LNG 容器安全阀应至少每年进行一次检查和定压试验，以确保每个阀门在适当的设定值下泄压。

17.7.3.6 压力安全阀或真空安全阀的隔离阀应锁定或密封。

17.7.3.7 除非由授权人员操作，否则不应操作安全阀的隔离阀。

17.7.3.8 LNG 储罐上同时关闭安全阀的隔离阀不应超过一个。

17.7.3.9 工艺设备和管道只设置一个安全阀时，安全阀因维修或修理时其设备和管道应停止使用。

17.7.4 液化天然气储罐系统

17.7.4.1 LNG 储罐的外表面应进行以下检查和测试：

- a) 内外罐泄漏；
- b) 隔热层有效性；

- c) 储罐基础加热系统；
- d) 设备老化情况。

17.7.4.2 双容罐、全容罐和薄膜罐外罐的外表面应至少每 5 年检查一次。

- a) 应测试老化迹象、混凝土的剥落或损坏、裂缝、风化、渗水及其他影响结构完整性的因素；
- b) 应检查后拉伸钢筋的横向、纵向锚固头的完整性；
- c) 记录老化部位和严重程度；
- d) 如果检查发现钢筋锈蚀、混凝土开裂、混凝土老化、表面潮湿或渗水等问题,应进行复查并根据评估情况采取补救措施；
- e) 如果混凝土的结构承载力因腐蚀降低,应进行风险评估和修复；
- f) 如果混凝土老化可能造成罐内产品泄漏,应立即进行修复。

附 录 A
(规范性)
泄漏后果场景分析

A.1 泄漏后果场景的确定

除原料气和外输气管线外,应在站场内评估计算以下泄漏后果场景:

- a) 可燃气体或蒸气扩散至浓度控制限值的距离;
- b) 有毒气体或蒸气扩散至浓度控制限值的距离;
- c) 爆炸至超压限值的距离;
- d) 池火热辐射至热通量或热剂量限值的距离。

A.2 设计泄漏量

LNG 站场的 LNG 或其他危险液体的设计泄漏量和泄漏时间应符合 GB 50183 的规定。

A.3 计算模型的选取

A.3.1 计算模型应有可信的科学基础,且不应忽视能够影响蒸气形成速率的下述过程现象:

- a) 从管道或设备的泄漏过程,与此过程相关的闪蒸和喷射效应;
- b) 液体到拦蓄区的输送过程,及随后的蒸发;
- c) 由于液体流入并滞留在拦蓄区内。

A.3.2 计算模型应在国内外行业内普遍应用并认可,且应有可获取的文件证明以下内容:

- a) 对适用于物理场景的试验数据中观察到的物理现象进行科学评估;
- b) 物理学、分析和执行过程的详细验证过程;
- c) 用适用于物理场景的试验数据进行验证,该数据应包括可实现的现场规模。

A.4 气象数据

A.4.1 用于可燃气体扩散和有毒气体扩散的模型应包括以下参数:

- a) 在计算危害距离时,10 m 参考高度处风速、环境温度、大气稳定度、相对湿度等参数,应使用可得到最大距离的、发生频次大于或等于 10% 该区域气象数据的组合;
- b) 当没有区域气象数据可用时,计算最大距离可采用 10 m 高处 2 m/s 风速、F 大气稳定度、当地平均环境温度和 50% 相对湿度;
- c) 宜考虑所有风向;
- d) 应选用拟建场地上风向有代表性的表面粗糙度;
- e) 被动安全措施和被认可的主动安全措施的削减贡献。

A.4.2 用于喷射火和池火的模型应包括以下参数:

- a) 在计算危害距离时,10 m 参考高度处风速、环境温度、相对湿度等参数,应使用可得到最大距离的、发生频次大于或等于 10% 该区域气象数据的组合;
- b) 当没有区域气象数据可用时,计算最大距离可采用 10 m 高处 9 m/s 风速、当地平均环境温度和 50% 相对湿度;
- c) 宜考虑所有风向;

d) 被动安全措施和被认可的主动安全措施的削减贡献。

A.4.3 扩散、火灾和爆炸危害范围宜考虑气象参数的不确定性对后果的影响。

A.5 可燃气体或蒸气扩散

LNG 站场的天然气蒸气云扩散隔离区应符合 GB 50183 的规定。

A.6 有毒气体或蒸气扩散

应确保发生 GB 50183 规定的泄漏时,有毒气体扩散预测最高浓度不超过表 A.1 所规定限值。

表 A.1 站场界区和有人场所有毒物质浓度限值

毒性浓度		暴露区域
急性暴露水平(AEGL)	描述	
AEGL-1	在此浓度下,有明显不适、刺激或某些无症状非感官影响;然而这些影响并不致残,是暂时性的,并且暴露终止后可恢复	按照 17.2 编制的应急响应计划中可能需要被告知有毒气云扩散的区域
AEGL-2	在此浓度下,会造成不可逆转或其他严重的、长时间的健康伤害,或者导致逃生能力受损	有毒气云距离站场界区外建筑物或构筑物的最近点,该建筑物在站场选址时用于集会、教育、医疗保健、拘留监禁或居民区等用途
AEGL-3	在此浓度下,生命安全受到威胁或导致死亡	站场界区线,考虑设计泄漏工况下的有毒气云扩散

A.7 蒸气云爆炸

应确保发生 GB 50183 规定的泄漏时,等量可燃蒸气云进入受限或拥塞区域,点燃后所产生的最大爆炸超压值不超过表 A.2 所规定限值。

表 A.2 站场界区和有人场所爆炸超压限值

爆炸超压		
超压值/kPa	描述	暴露区域
6.9	此压力对人造成间接影响	蒸气云爆炸距离站场界区外建筑物或构筑物的最近点,该建筑物在站场选址时用于集会、教育、医疗保健、拘留监禁或居民区等用途
13.8	此压力对人造成直接影响	站场界区线,考虑设计泄漏工况的蒸气云爆炸

A.8 火灾

LNG 站场的拦蓄区和集液池距站内外设施的隔热距离应符合 GB 50183 的规定。

附录 B

(规范性)

采用定量风险分析(QRA)进行液化天然气站场性能化选址

B.1 概述

- B.1.1 本附录给出了 LNG 站场个人风险和社会风险的计算要求。
- B.1.2 整个站场所有设施应作为一个整体符合本附录要求。
- B.1.3 定量风险分析中使用的所有输入、假设、方法和评估内容应保留完整记录。
- B.1.4 选址时量化的个人和社会风险水平应确保符合站场的风险可接受基准。
- B.1.5 当变更导致站场重大条件变化的,应重新评估站场厂址风险。
- B.1.6 定量风险分析每隔五年重新评估或符合相关管理部门要求。

B.2 风险计算和评估基础

- B.2.1 个人风险应以确定的个人风险等值线来表示。
- B.2.2 社会风险应以年累积频率和暴露人数的关系曲线表示。
- B.2.3 计算出的风险应与拟建或在役站场附近因自然因素或人员活动所导致的风险进行比较。

B.3 液化天然气和其他有害物料泄漏场景

B.3.1 泄漏场景选择

- B.3.1.1 泄漏场景应包括储罐、工艺系统和转运区域 LNG 和其他有害物料的各种泄漏。
- B.3.1.2 应使用过程危险性分析(PHA)确定泄漏场景清单。

B.3.2 泄漏场景规定

B.3.2.1 应详细说明 LNG 和有害物料泄漏场景的以下内容:

- a) 物料组成;
- b) 物料正常压力和温度;
- c) 流体物理状态;
- d) 独立单元持液量;
- e) 泄漏孔径;
- f) 泄漏位置和方向;
- g) 泄漏持续时间。

每种泄漏场景的泄漏流量宜考虑到泵增压、流体相态等因素。

应按照 B.4 的规定,对每种泄漏场景的年发生频率进行详细说明。

B.3.2.2 宜在后果建模中规定和考虑暴露于泄漏液体基底层的热力学和物理特性。

B.3.2.3 宜考虑并记录由于泄漏流体与基底层、环境等因素之间相互作用引起的危害范围的变化,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、蒸气气体扩散、喷射火、闪火、蒸气云爆炸、火球、池火、压力容器爆炸和沸腾液体扩展蒸气云爆炸(Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion, BLEVE)。

B.4 泄漏频率和条件频率

B.4.1 对于 B.3 中确定的场景,各种设备发生 LNG 和其他有害物料的泄漏频率应基于表 B.1 确定。

表 B.1 失效频率数据库

失效类型	每年的运行失效频率
常压单容罐系统 灾难性失效 罐顶灾难性失效(仅限钢制罐顶结构)	1×10^{-6} / 储罐系统 ^a 1×10^{-4} / 储罐系统
常压双容罐系统 灾难性失效 罐顶灾难性失效(仅限钢制罐顶结构)	1.25×10^{-8} / 储罐系统 ^a 1×10^{-4} / 储罐系统
常压全容薄膜罐系统(混凝土外罐壁) 灾难性失效 罐顶灾难性失效(仅限钢制罐顶结构)	1×10^{-8} / 储罐系统 ^a 4×10^{-5} / 储罐系统
常压薄膜罐系统(混凝土外罐壁) 灾难性失效 罐顶灾难性失效(仅限钢制罐顶结构)	1×10^{-8} / 储罐系统 ^a 4×10^{-5} / 储罐系统
其他常压储罐 灾难性失效 泄漏孔有效直径 300 mm 泄漏孔有效直径 1 000 mm 罐顶灾难性失效	3×10^{-6} / 储罐 2.5×10^{-3} / 储罐 1×10^{-4} / 储罐 2×10^{-3} / 储罐
带压储存设备 灾难性失效(如全破裂) 根据 7.5.3 要求制造的储罐发生灾难性破裂 泄漏孔有效直径 10 mm	5×10^{-7} / 设备 1×10^{-8a} / 设备 1×10^{-5} / 设备
工艺设备、蒸馏塔、热交换器和冷凝器 灾难性失效(如全破裂) 泄漏孔有效直径 10 mm	5×10^{-6} / 设备 1×10^{-4} / 设备
槽车转输 装卸料臂全破裂 装卸料臂泄漏孔有效直径为 10% 料臂直径且最大直径为 50 mm 输送软管全破裂	3×10^{-4} / 条装卸料臂 3×10^{-3} / 条装卸料臂 4×10^{-2} / 输送软管
输送软管泄漏孔有效直径为 10% 输送软管直径且最大直径为 50 mm	4×10^{-1} / 输送软管
船运转输 装卸料臂全破裂 装卸料臂泄漏孔有效直径为 10% 料臂直径且最大直径为 50 mm	2×10^{-5} / 条装卸料臂 2×10^{-4} / 条装卸料臂

表 B.1 失效频率数据库 (续)

失效类型	每年的运行失效频率
管道(通用) ^b 在阀门处破裂 在膨胀节处破裂 垫圈失效	9×10^{-6} / 个阀门 4×10^{-3} / 个膨胀节 3×10^{-2} / 个垫圈
管道:直径<50 mm 全破裂 泄漏孔有效直径 25 mm	1×10^{-6} / m 5×10^{-6} / m
管线:50 mm≤直径<149 mm 全破裂 泄漏孔有效直径 25 mm	5×10^{-7} / m 2×10^{-6} / m
管道:150 mm≤直径<299 mm 全破裂 泄漏孔有效直径为 1/3 管径 泄漏孔有效直径 25 mm	2×10^{-7} / m 4×10^{-7} / m 5×10^{-7} / m
管道:300 mm≤直径<499 mm 全破裂 泄漏孔有效直径为管径的 1/3 泄漏孔有效直径为 10%管径且最大为 50 mm 泄漏孔有效直径 25mm	7×10^{-8} / m 2×10^{-7} / m 4×10^{-7} / m 5×10^{-7} / m
管道:500 mm≤直径<1 000 mm 全破裂 泄漏孔有效直径为管径的 1/3 泄漏孔有效直径为 10%管径且最大为 50 mm 泄漏孔有效直径 25 mm	2×10^{-8} / m 1×10^{-7} / m 2×10^{-7} / m 4×10^{-7} / m
^a 在确定失效频率时考虑外部危害的影响。	
^b 使用表中总失效频率时宜考虑泄漏孔径的分布。	

B.4.2 应用于分析的条件频率应证明并记录。

B.5 建模条件和发生频率

B.5.1 气象数据

B.5.1.1 现场气象数据应通过在可以获得有统计意义数据的时间段内进行现场直接测量,或者从最具代表性的气象站收集。

B.5.1.2 气象数据应包括:

- a) 风向;
- b) 风速;
- c) 环境温度;
- d) 相对湿度。

B.5.1.3 如果无法获取现场的典型气象数据,则应使用保守的预测数据。

B.5.2 环境条件

环境条件的条件频率应从 B.5.1 中规定的气象数据中获得。

B.5.3 危险评估

B.5.3.1 危害评估宜考虑站场内部和附近地形及结构特征导致的泄漏场景后果范围的扩大。

B.5.3.2 对于蒸气云爆炸,宜考虑管道、设备和植被对蒸气云的封闭程度和拥塞程度的影响。

B.5.4 记录

B.5.4.1 应对站场内部和附近的点火源位置和特征进行评估并记录。

B.5.4.2 应对蒸气云扩散期间被点火源引燃的频率进行评估并记录。

B.6 危害和后果评估

B.6.1 应计算按照 B.3 的规定确定的泄漏场景的危害范围。

B.6.2 应按照 B.3~B.5 的规定,结合泄漏场景、危害类型、环境和站场运行条件的各种组合量化危害范围。

B.6.3 应评估下列类型的危害终点范围以量化潜在的致命后果或不可逆转伤害:

- a) 可燃气体或蒸气扩散可达到的浓度终点范围;
- b) 有毒气体和窒息性气体或蒸气扩散达到的浓度终点范围;
- c) 蒸气云爆炸、压力容器爆炸和沸腾液体扩展蒸气云爆炸达到的超压终点范围;
- d) 池火、喷射火和火球导致的热辐射通量或热剂量终点范围。

应评估 B.3 中规定的站场边界内主要泄漏场景可能造成的潜在连锁危害。如评估发现初始危害恶化,则风险计算应包括连锁效应。

B.6.4 应使用下列模型计算 B.6.3 中规定的危害类型的范围:

- a) 应使用符合 A.4.1 中规定的标准模型计算蒸气云扩散的危害范围。蒸气云扩散的危害阈值应符合表 B.2 的规定。

表 B.2 蒸气扩散后果终点

空气中泄漏物质的浓度	持续时间	后果
LEL	—	对处于被点燃的可燃气体或蒸气云中的人员造成不可逆转伤害和死亡
AEGL-3	取决于暴露时间,但不超过 1 h	有毒气体云中的人员死亡
AEGL-2	取决于暴露时间,但不超过 1 h	对处于有毒气体云中的人员造成不可逆转伤害
40%	—	相当于空气中氧气少于 12.5%时造成的人员死亡
23%	—	相当于空气中氧气少于 16%时对人员的不可逆转伤害

- b) 应使用 A.4.2 中规定的标准模型计算热辐射通量和修正热剂量的危害范围。

- 1) 热辐射通量的危险阈值应符合表 B.3 的规定;

表 B.3 热辐射后果终点

最大热通量水平 kW/m ²	后果
9	导致无个人防护设备(PPE)的户外人员死亡
5	对无个人防护设备(PPE)的户外人员造成不可逆转伤害
25	对外部为易燃材料 ^a 的建筑内的人员造成不可逆转伤害和死亡
30	对外部为不可燃材料的建筑内的人员造成不可逆转伤害和死亡
^a 易燃材料包括木质框架结构、沥青瓦、植被等	

2) 对于火球,应使用相当于热辐射通量为 9 kW/m²,暴露时间为 30 s [562(kW/m²)^{4/3} s]的剂量来计算暴露程度。

c) 爆炸超压限值的计算应符合下列规定:

1) 爆炸超压限值应符合表 B.4 的规定;

表 B.4 超压后果限值

爆炸超压/kPa	后果
20.7	户外人员死亡
6.9	对处于户外的人员造成不可逆转伤害
6.9	对非抗爆建筑物内的人员造成不可逆转伤害和死亡

2) 对于沸腾液体扩展蒸气云爆炸或压力容器爆炸,室外人员应使用 14.9 N·m 的动能阈值,室内人员应使用 14.9 N·m 的动能阈值或更高值来考虑暴露受到的抛射物冲击。

B.6.5 对于 B.3 中确定的每种泄漏场景和危害以及 B.6 中评估的危害影响,每个危害范围内的总人数应使用公众人口统计或人口调查数据列出。

B.7 风险结果

B.7.1 特定地点的个人风险

B.7.1.1 单一事件中个人风险计算应将该事件的危害范围与其发生的频率和相关条件频率相结合。

B.7.1.2 应将定量风险分析中每个事件的风险结合起来量化个人的总体风险。

B.7.1.3 个人风险应以个人风险等值线表示。

B.7.1.4 计算个人风险时宜考虑不确定性和假设。

B.7.2 社会风险

B.7.2.1 应使用当地人口统计数据 and 计算出的危害范围来确定潜在的受影响人数。

B.7.2.2 社会风险值应以年累积频率(F)与受影响人数(N)的形式表示。 $F-N$ 曲线应为定量风险分析中评估的所有单一事件及其发生频率的组合。

B.7.2.3 计算社会风险时宜考虑不确定性和假设。

B.8 风险基准

LNG 站场的个人风险和社会风险基准应符合 GB 36894 的规定。

B.9 安全改进措施

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。

附录 C

(规范性)

抗震设计

C.1 概述

本附录提供了选择与使用操作基准地震(OBE)、安全停运地震(SSE)和安全停运地震余震(ALE)等不同地震水准的资料。本文件用于设计 LNG 储罐、隔离储罐并保证它处在安全停运条件需要的系统组件,以及任何发生故障可能影响上述 LNG 储罐和组件完整性的构筑物或系统。

C.2 操作基准地震(OBE)

操作基准地震是指设施在其设计寿命期内可承受的可能发生的地震。

根据 GB 51156—2015 中 7.1.4 的规定,OBE 定义为 50 年期限内超越概率 10%(重现期 475 年)的地震动,且其反应谱不应小于 GB 50011 规定的所在地区的抗震设防地震所对应的值。设计反应谱应覆盖 LNG 对流周期的合适范围和阻尼比。

C.3 安全停运地震(SSE)

C.3.1 根据 GB 51156—2015 中 7.1.4 的规定,SSE 定义为 50 年期限内超越概率 2%(重现期 2475 年)的地震动,且其反应谱不应小于 GB 50011 规定的所在地区的抗震罕遇地震所对应的值。LNG 储罐不需要在 SSE 事件之后仍保持可操作性,但次容器或周围的拦蓄系统应保持完整性,其设计反应谱应覆盖 LNG 对流周期的合适范围和阻尼比。

C.3.2 选择和使用 SSE 的目的是在极低概率地震事件中,提供最低水准的公共安全。

C.3.3 SSE 水准的地震荷载用来对特定组件进行极限承载力校核。

C.3.4 失效之后可能会影响到 LNG 储罐完整性的系统或组件,以及储罐隔震系统都必须能承受 SSE 地震作用。

C.4 安全停运地震余震(ALE)

根据 GB 51156—2015 中 7.1.4 的规定,ALE 定义为 SSE 地震动的 50%。在 SSE 地震作用之后,主容器可能发生泄漏事故,但次容器或周围的拦蓄系统应保持完整性,余震时仍应能容纳 LNG 储罐的液体储存量。

C.5 设计反应谱

项目建设单位应委托有资质的单位进行场地地震安全评价,提供能够反映 OBE 及 SSE 地震动参数的地震安全评价报告。

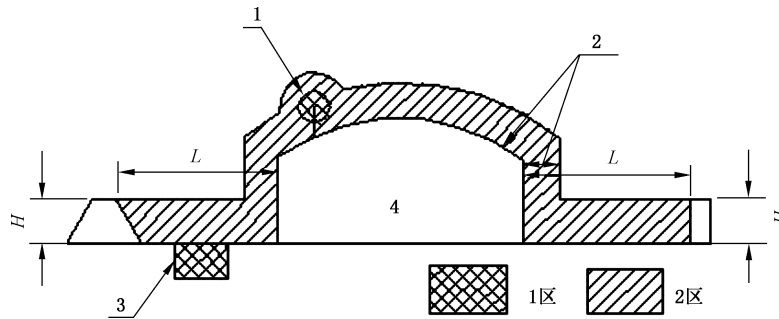
C.6 其他地震荷载

C.6.1 工厂制造的 LNG 储罐及撬装小型 LNG 站场、工艺设备应按压力容器相关规范进行地震荷载设计。

C.6.2 建(构)筑物应按照 GB 50011 的规定进行抗震设计。

附录 D
(规范性)
爆炸危险区域划分

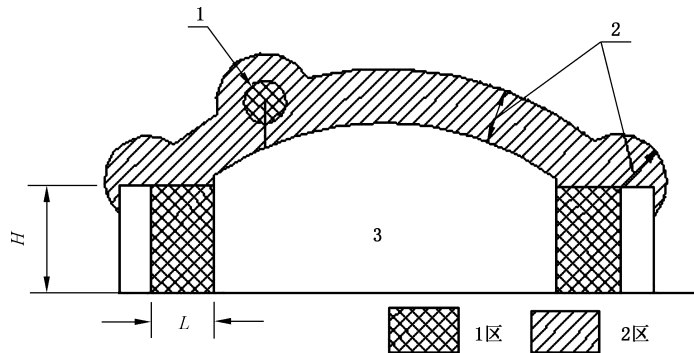
LNG 储罐及海运终端装运 LNG 场所的爆炸危险区域应根据图 D.1~图 D.5 进行划分。



标引序号说明：

- 1 ——安全阀周围 1.5 m 半径的范围；
- 2 ——储罐外壁 4.5 m 半径的范围；
- 3 ——地下的坑或沟；
- 4 ——LNG 储罐；
- L ——储罐外壁至围堰顶部的距离,单位为米(m)；
- H ——围堰高度,单位为米(m)。

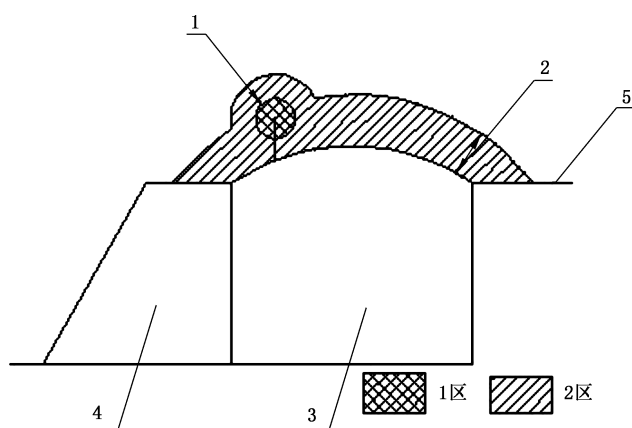
图 D.1 围堰高度小于从储罐到围堰的距离(H 小于 L)



标引序号说明：

- 1 ——安全阀周围 1.5 m 半径的范围；
- 2 ——储罐外壁 4.5 m 半径的范围；
- 3 ——LNG 储罐；
- L ——储罐外壁至围堰的距离,单位为米(m)；
- H ——围堰高度,单位为米(m)。

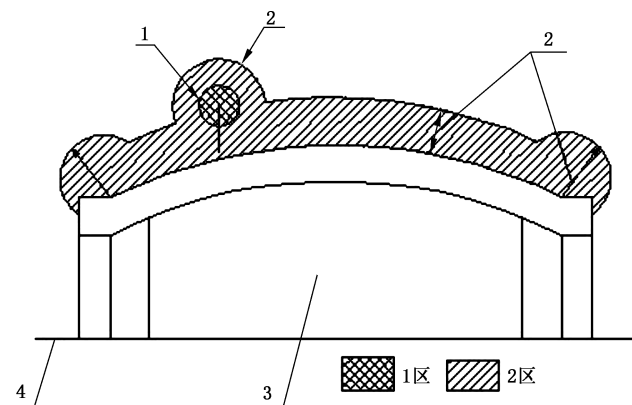
图 D.2 围堰高度大于从储罐到围堰的距离(H 大于 L)



标引序号说明：

- 1——安全阀周围 1.5 m 半径的范围；
- 2——储罐外壁 4.5 m 半径的范围；
- 3——LNG 储罐；
- 4——围堰；
- 5——地面。

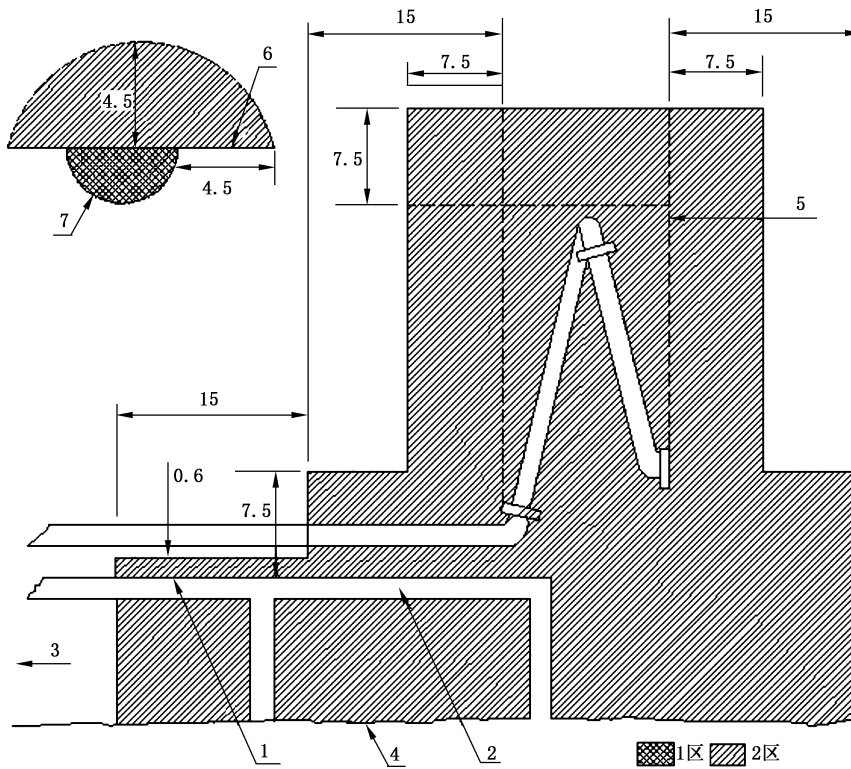
图 D.3 储罐中的液面低于地面或围堰顶部



标引序号说明：

- 1——安全阀周围 1.5 m 半径的范围；
- 2——储罐外壁 4.5 m 半径的范围；
- 3——LNG 储罐；
- 4——地面。

图 D.4 全容罐和薄膜罐系统



标引序号说明：

- 1——引道；
- 2——突堤；
- 3——海岸；
- 4——水面线；
- 5——装卸臂或装卸软管的操作区间或储存位置；
- 6——甲板；
- 7——甲板上的排放管或软管用的积液坑。

法兰连接的装载臂(或软管)的作业范围和存储位置应视为“释放源”。

同油船或储罐驳船毗邻的突堤区域应按如下的范围划为 2 区：

- a) 从储罐驳船船体开始到突堤一侧各个水平方向上 7.5 m；
- b) 从水平面到储罐驳船最高位置以上 7.5 m。

其他位置可按其他来源的可燃液体是否存在、海防要求或其他规定来确定。

图 D.5 海运终端装运 LNG 的场所划分

附 录 E
(规范性)
防火评估

E.1 防火和消防设施设计、安装和测试依据

根据 13.1 的评估结果而安装的防火和消防设施、措施,其设计、安装和测试应遵循:

- a) GB 50019 工业建筑供暖通风与空调调节设计规范;
- b) GB 50084 自动喷水灭火系统设计规范;
- c) GB 50116 火灾自动报警系统设计规范;
- d) GB 50140 建筑灭火器配置设计规范;
- e) GB 50151 泡沫灭火系统设计规范;
- f) GB 50183 石油天然气工程设计防火规范;
- g) GB 50193 二氧化碳灭火系统设计规范;
- h) GB 50261 自动喷水灭火系统施工及验收规范;
- i) GB 50347 干粉灭火系统设计规范;
- j) GB 50370 气体灭火系统设计规范;
- k) GB 50779 石油化工控制室抗爆设计规范;
- l) GB 50974 消防给水及消火栓系统技术规范;
- m) GB 51261 天然气液化工厂设计标准。

如果消防设备的设计、监理、安装或测试合适的规范或标准,则宜考虑采用其他公开、可行的标准。

E.2 防火评估主要内容

E.2.1 防火评估内容包括但不限于:

- a) 用于检测和控制明火、LNG 和其他危险液体泄漏和溢出所需的设备类型、数量和位置;
- b) 用于检测和控制可能发生的非工艺和电气火灾所需的设备类型、数量和位置;
- c) 保护设备和结构免明火影响的必要措施;
- d) 消防水系统要求;
- e) 消防和其他消防控制设施要求;
- f) 安全仪表系统的设备和工艺,包括辅助系统分析、火灾或危险品泄放时储罐或设备泄压需求;
- g) 自动启动安全仪表系统或其辅助系统的传感器类型和位置;
- h) 紧急状况下站内人员职责和外部人员的应对措施;
- i) 站内人员个人防护设备、专业培训和资格、应急责任;
- j) 其他危险防护设备设施。

E.2.2 防火评估应涉及所有潜在的火灾危险,包括但不限于:

- a) 储罐安全泄压阀;

GB/T 20368—2021

- b) 拦蓄区；
- c) LNG 导流沟和集液池；
- d) 槽车转运区；
- e) 处理区、液化区和气化区；
- f) 控制室和工作站。



参 考 文 献

- [1] GB/T 8423.3—2018 石油天然气工业术语 第3部分:油气地面工程
-