

ICS 13.100; 71.00.30

E 09

备案号: 48219—2015

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6711—2014

代替 SY/T 6711—2008

液化天然气接收站技术规范

Technical code for liquefied natural gas receiving terminal

2014—10—15 发布

2015—03—01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 选址及陆域形成	2
4.1 一般规定	2
4.2 选址	2
4.3 陆域形成	3
5 总平面布置	3
5.1 一般规定	3
5.2 平面布置	3
5.3 竖向布置	4
5.4 建/构筑物	4
6 码头	4
6.1 一般规定	4
6.2 液化天然气船靠、离泊	5
6.3 码头及栈桥	5
6.4 卸料系统	5
7 储罐	5
7.1 一般规定	5
7.2 储罐绝热	6
7.3 储罐基础	6
7.4 压力和真空保护	6
7.5 仪表系统	7
7.6 储罐管线	7
7.7 罐内泵	7
7.8 结构监测	8
7.9 储罐的试验	8
8 站场工艺	9
8.1 蒸发气回收及处理	9
8.2 液化天然气增压	9
8.3 气化	10
8.4 火炬及放空系统	11
9 天然气外输	11
9.1 调压及计量	11

9.2	清管检测系统	11
9.3	加臭	11
10	槽车装车系统	11
10.1	槽车装车区	11
10.2	工艺管道系统	11
10.3	压力和流量控制	12
10.4	装车臂	12
10.5	接地、通讯	12
10.6	收集罐	12
10.7	集液池	12
10.8	计量	12
10.9	装卸作业	12
11	工艺管道	13
11.1	一般规定	13
11.2	绝热	13
11.3	安装	13
11.4	检查与试验	14
11.5	置换	14
11.6	安全阀	14
11.7	防腐	15
12	仪表及控制系统	15
12.1	一般规定	15
12.2	过程控制系统	15
12.3	安全仪表系统	15
12.4	门禁系统	16
12.5	闭路电视监视系统	16
12.6	广播呼叫系统	16
13	电气设备	16
13.1	一般规定	16
13.2	电源要求	16
13.3	接线箱及就地控制盘	17
13.4	接地和屏蔽	17
13.5	防雷保护	17
13.6	应急照明	17
14	健康安全环保	17
14.1	一般规定	17
14.2	评估	18
14.3	检测系统	18
14.4	灭火系统	18
14.5	涂装	18
14.6	人员逃生	18

14.7	应急预案	19
15	公用系统及其他辅助工程	19
15.1	海水系统	19
15.2	仪表空气	19
15.3	氮气系统	19
16	施工管理和试运行	19
16.1	施工安全	19
16.2	试运行	20
17	操作、维护和人员培训	20
17.1	总则	20
17.2	操作要求	20
17.3	维护	21
17.4	人员培训	21

前 言

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

本标准是在对国外液化天然气接收站调查的基础上，吸收了近年来我国沿海大型液化天然气接收站设计建设运营经验，广泛征求了国内液化天然气接收站建设领域专家的意见，结合我国液化天然气接收站实际情况，将2008年版《液化天然气接收站安全技术规程》(SY/T 6711—2008)修订编制而成，根据2013年12月11日在青岛召开的液化天然气接收站安全技术规程审查会会议纪要，将规范名称《液化天然气接收站安全技术规程》修改为《液化天然气接收站技术规范》。

本标准替代 SY/T 6711—2008《液化天然气接收站安全技术规程》，与 SY/T 6711—2008 相比，主要技术变化如下：

- 石油天然气行业标准《液化天然气 术语》征求意见稿已经发布，为保持术语定义一致，本次修订参照《液化天然气术语》作了修订；
- “消防车库不应与汽车库合建”，考虑到我国在建接收站均没有将消防站和汽车库合建的实例，本次修订改为：“消防车库应位于人流、车流不影响消防车执行灭火任务时迅速通往火场的地段”；
- 2008年版规定了码头控制室和配电室的电气设施应采用防爆型电气设施，与 GB 3836—2010《爆炸性环境》的相关规定有矛盾，本次修订予以删除；
- 国务院安全生产监督管理委员会办公室2008年9月14日发布的安委办26号【关于进一步加强危险化学品安全生产工作的指导意见】第16条规定禁止使用软管充装液化天然气，本次修订删除了2008年版的11.4.4；
- 对接收站过程控制系统、安全仪表系统、门禁系统、广播系统作了规定，但层次逻辑有些混乱，本次修订对条文内容作了调整；
- 现有液化天然气接收站没有采用爆破片设计的LNG储罐，本次修订删除了有关爆破片的内容；
- 2013年1月1日发布实施的JT/T 844—2012《港口设施保安设备设施配置及技术要求》(交通运输部行业标准)，第5.1.1.1条规定港口设施周界应采用永久性实体围墙(围网，栅栏)封闭，围墙高度不应低于2.5m。本次修订将原围墙高度2.2m改为2.5m。

本标准由全国石油天然气标准化技术委员会液化天然气分技术委员会(SAC TC355/SC1)提出并归口。

本标准主要起草单位：中海石油气电集团有限责任公司、中海福建天然气有限责任公司、广东大鹏液化天然气有限责任公司、北京交运安全卫生技术咨询中心、北京华夏诚智安全环境技术有限公司。

本标准主要起草人：卢向东、陈峰、陈文煜、李庆祥、李志勇、王成硕、杨建新、牛军锋、刘新凌、李兆慈、冯景信、李银喜。

液化天然气接收站技术规范

1 范围

本标准规定了液化天然气接收站选址、设计、施工、运行管理、维护过程中的技术要求。

本标准适用于我国境内沿海地区通过船舶接卸 LNG 的新建和改扩建全容式低温液化天然气储罐的液化天然气接收站，建设其他罐型的液化天然气接收站可参照执行。

本标准不适用于建设冻土地下储罐的液化天然气接收站。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的，凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 3836—2010 爆炸性环境

GB/T 20368—2012 液化天然气（LNG）生产、储存和装运

GB 50007 建筑地基基础设计规范

GB 50052 供配电系统设计规范

GB 50057 建筑物防雷设计规范

AQ 2012—2007 石油天然气安全规程

JB/T 4730—2005 承压设备无损检测

JT 556 港口防雷与接地技术要求

JT/T 557 港口装卸区域照明照度及测量方法

JTJ 237 装卸油品码头防火设计规范

JTS 165-5-2009 液化天然气码头设计规范

SH 3076 石油化工企业建筑物结构设计规范

SY/T 0329 大型油罐基础检测方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

液化天然气 liquefied natural gas

主要由甲烷组成，可能含有少量的乙烷、丙烷、丁烷、氮或通常存在于天然气中的其他组分的一种无色液态流体。

3.2

液化天然气接收站 LNG receiving terminal

对船运液化天然气进行接收（码头卸船）、储存、气化和外输（含槽车装车站）等作业的场站。

3.3

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单容罐共同组成的容器。

3.4

蒸发气 boil-off gas

由于外界的热量引入以及在容器进料过程中的闪蒸等原因，引起 LNG 气化产生的气体。

3.5

翻滚 roll-over

容器（通常为储罐）中不同深度的 LNG 因温度和/或密度的差异而产生传热、传质，致使各液体层发生快速的混合并伴随大量蒸发气从 LNG 容器中急剧释放的现象。

3.6

工艺装置 process plant

在本标准适用范围的作业区内，用于对液化天然气、天然气进行处理或气化的所有系统。

3.7

集液池 impounding basin

在拦蓄区或泄漏收集区域内，或与拦蓄区或泄漏收集区域连接的，用来收集并安全控制泄漏液化天然气的一种收集容器。

3.8

气化器 vaporizer

一种加热 LNG，使 LNG 转变为气态天然气的热交换装置。

3.9

输气首站 gas transmission initial station

输气管道的起点站，一般具有分离、调压、计量、清管等功能。

3.10

加臭剂 odorant

一种具有强烈气味的有机化合物或混合物。以很低的浓度加入天然气中，使天然气有一种特殊的、通常令人不愉快的警示性臭味，以便泄漏的天然气在低于其爆炸下限浓度时即被察觉。

3.11

清管检测系统 pigging and detection system

为提高管道输送效率而设置的清除管内凝聚物和沉积物的全套设备，其中包括清管器，清管器收发筒、清管器指示器及清管器示踪仪。

4 选址及陆域形成

4.1 一般规定

液化天然气接收站宜选在交通方便、易于疏散的地点；站址选在孤岛或人工岛上时，应对灾害状态下，人员逃逸、避让及紧急救助作重点关注，满足全天候逃生要求。

4.2 选址

4.2.1 接收站站址应具有满足站场设施安全运行需要的工程地质条件，未经专门论证，严禁选在地质构造复杂和存在近晚期活动性断裂等抗震不利地段。

4.2.2 接收站全容罐的罐外壁到建筑红线及居民区的距离应符合 GB/T 20368—2012 中 5.2.3.2 的辐射热和 5.2.3.3 的气体扩散浓度的规定，使火灾蔓延到建筑红线外造成明显危害的可能性最小。

4.2.3 接收站站址宜选在易于排除雨水的地段，一般不应设在受洪水和内涝威胁的地段。在山区择址时，应避开山洪及泥石流对站址的威胁，并不应位于窝风地带。

4.2.4 接收站选址时应考虑对大型危险设施、重要军事设施、重点文物保护单位、飞机起落、雷达导航、天文观察等设施的影响。

4.3 陆域形成

4.3.1 接收站陆域形成前，应进行地质勘探调研，选择可行的施工方案。

4.3.2 在山地、丘陵地区采用开山填沟营造人工场地时，应注意避开山洪流经的沟谷，防止回填土石方塌方、流失，确保填挖方地段的稳定性。

4.3.3 陆域形成设计应充分考虑土石方平衡，回填或吹填形成的陆域应选择合理、可行的基础处理方法，限制工后沉降量及不均匀沉降量。

4.3.4 液化天然气接收站的地基处理、回填料、承载力计算等应遵循 GB 50007，SY/T 0329，SH 3076 中的有关规定，且应满足总体设计对承载力的要求。

5 总平面布置

5.1 一般规定

5.1.1 液化天然气接收站总平面布置，应根据其生产工艺特点、火灾危险性，结合地形、地质、风向等条件，按功能分区相对集中布置，生产区与生活区和行政区应分区域布置。

5.1.2 站场内平面布置应与竖向布置相协调。

5.1.3 站场内储罐、气化器、再冷凝器、加压泵等重要生产设施不应布置在存在地震断裂等不良地质条件的地段。

5.1.4 站场内管线应在满足安全、维修方便的条件下合理布置，各类管线的线路力求做到流向合理、流程顺畅、缩短物流距离，并使管线之间，管线与建（构）筑物之间在平面及竖向上相互协调，紧凑合理。

5.1.5 站内绿化应符合下列规定：

- 生产区不应种植含油脂多的树木，宜选择含水分较多的树种。
- 工艺装置区、LNG 储罐与其周围的消防车道之间，不应种植树木。
- LNG 储罐区地面可植生长高度不超过 0.15m、四季常绿的草皮。
- 站内的绿化不应妨碍消防操作。

5.1.6 总平面布置应考虑方便施工，并根据建设条件，注意施工场地的安排。

5.2 平面布置

5.2.1 可能散发可燃气体的罐区、装车区、工艺装置，宜布置在人员集中场所及明火或散发火花地点的全年最小频率风向的上风侧。

5.2.2 接收站高架火炬和放空筒宜布置在地势较高处，并考虑风向影响，如布置在最大频率风向的下风侧时，应考虑接收站泄漏的蒸气云扩散至火炬被点燃的风险。

5.2.3 槽车装车区宜布置在厂区边沿或厂区外，并宜独立成区。

5.2.4 采用架空电力线路进入厂区的总变配电所，应布置在厂区边沿。

5.2.5 站场内热动力设施和锅炉房宜布置在场区边沿。

5.2.6 消防车库应位于人流、车流不影响消防车执行灭火任务时迅速通往火场的地段。

5.2.7 接收站出入口不应少于两个，并尽可能位于不同方位。

5.2.8 站场内道路的布置应与竖向设计及管线布置相结合，并应与站场外道路有顺畅方便的连接。

5.2.9 站场内储罐区及工艺区应设置环形消防车道，受地形限制时，应设有回车场的尽头式消防车道，回车场的面积应按所配消防车辆的车型确定，但不宜小于 15m×15m。

- 5.2.10 接收站内主干道应采用双车道，罐区和生产区的环形消防道路路面宽度不应小于6m，路面内沿转弯半径不应小于15m。
- 5.2.11 当道路高出附近地面2.5m以上，且在距道路边缘15m范围内有工艺装置、储罐及管道时，应在该段道路的边缘设护墩、矮墙等防护设施。
- 5.2.12 接收站应设置高度不低于2.5m的非燃烧材料围栏或围墙，站场内的35kV及以上的变配电站应设置高度为1.5m的围栏或围墙。
- 5.2.13 液化天然气储罐罐壁间净距应不小于相邻罐直径之和的四分之一。
- 5.2.14 如果气化器的热源介质是可燃介质，则气化器和其主热源距任何火源应至少15m。在多组气化器情况下，邻近的气化器或主热源不应视为火源。
- 5.2.15 整体式加热气化器到建筑红线的距离不应小于30m，与下列设施的距离不应小于15m。
——液化天然气或易燃流体的收集设施。
——液化天然气、易燃液体的装卸接头。
——控制室、办公室、维修车间等设施。
- 5.2.16 气化器之间的净间距，不应小于1.5m。
- 5.2.17 液化天然气槽车装卸接头到储罐、控制室、办公室、维修车间和其他重要设施的距离，不应小于15m。
- 5.2.18 接收站储罐区、工艺区、汽车槽车装车区及码头作业区应设置集液池，并有可靠的排水系统。

5.3 竖向布置

- 5.3.1 站场的竖向设计应与场区外周围地形标高、道路及防洪排水条件相协调。
- 5.3.2 竖向设计应符合下列要求：
——合理利用地形，为站场各单项建（构）筑物提供适宜的建设场地和标高。
——雨水能迅速排除，场地不受洪水和内涝水淹没。
——满足站场内道路设计要求，并为与外部道路的连接提供良好的条件。
——结合工程地质、水文条件，确保边坡稳定，避免海水倒灌。
- 5.3.3 站场分期建设时，应对竖向设计统一考虑，确保近远期工程协调衔接。
- 5.3.4 竖向设计应根据建设规模、站场地形和地质条件等因素，选择平坡式或阶梯式。

5.4 建/构筑物

- 5.4.1 供装运液化天然气和可燃气体的建构筑物防火防爆及通风应符合GB/T 20368—2012中5.3的规定。
- 5.4.2 布置在危险区域内的控制室、配电室应采用正压通风，面向生产装置一侧不应设置窗户。
- 5.4.3 压缩机厂房宜采用开敞式或半开敞式厂房。

6 码头

6.1 一般规定

- 6.1.1 液化天然气码头与工作船码头、液化天然气储罐及周围建筑物的安全距离，液化天然气码头防火及靠离泊应符合JTS165-5—2009及JTJ 237的相关要求。
- 6.1.2 液化天然气码头供电、供水、消防、控制、通讯、医疗救助等设计应与站场设计相协调。
- 6.1.3 码头应设置防火、防泄漏和防止事故扩大蔓延的安全设施。

6.2 液化天然气船靠、离泊

- 6.2.1 LNG 船舶停泊后，船岸双方应交换船岸检查表，并且经双方确认后，方可进行接卸作业。
- 6.2.2 液化天然气船舶在进行卸船作业前，应按照港口设施保安规则，办理相关手续。
- 6.2.3 液化天然气船舶在进行卸船作业前，应符合 JTJ 237 的要求，做好船岸跨接工作。
- 6.2.4 接收站应配备与液化天然气船舶相匹配的通讯接口，包括电缆、光缆等，并在卸船前进行紧急切断系统测试。
- 6.2.5 液化天然气码头靠泊液化天然气船舶时，应划定警戒水域，设立禁火区，至少 150m 范围内严禁无关船舶驶入，并且应有一艘消拖船和一艘警戒船监护。
- 6.2.6 液化天然气船舶不宜在夜间进出港和靠离泊作业，如需在夜间进行靠离泊作业时，应进行专门的安全评估。

6.3 码头及栈桥

- 6.3.1 码头及栈桥上的液化天然气管道应采取措施避免交通车辆或其他可能的原因损坏。
- 6.3.2 码头应设置液化天然气泄漏收集系统。
- 6.3.3 码头应有完备的消防设施，应符合 JTS 165-5-2009 中 9.2 的规定。
- 6.3.4 码头防雷接地及码头装卸区域照明照度，应符合 JT 556 及 JT/T 557 的规定。
- 6.3.5 码头平台的面积应考虑检修装卸臂等设备的操作空间。
- 6.3.6 栈桥应采用不可燃或阻燃性材料。
- 6.3.7 栈桥宽度设计时，在充分考虑管带宽度的同时，应预留足够宽度的检修车辆通道，栈桥宽度不宜小于 15m。
- 6.3.8 码头及栈桥上均应设置手动报警按钮，并加防护罩。
- 6.3.9 码头及栈桥上均应设置声光自动火灾报警系统和手动火灾报警按钮，并加防护罩。
- 6.3.10 码头应设置快速脱缆装置。
- 6.3.11 码头应配置满足港口设施保安要求的通信设施和船岸专用有线通信系统，并宜设置应急广播对讲系统。
- 6.3.12 码头应设置视频监控系统等监控设施。

6.4 卸料系统

- 6.4.1 装卸系统应设置切断阀及排液、排空接口，排液和排气口应采用封闭措施。
- 6.4.2 装卸臂应有切断、断开功能，应设置紧急脱离装置，并应设置移动超限报警装置。

7 储罐

7.1 一般规定

接收站中用于储存液化天然气的全容式液化天然气储罐应满足：

- 安全地储存低温液体。
- 安全地充装和外输。
- 蒸发气可以安全地排出。
- 除真空保护外，可以防止空气和水气进入。
- 最大限度降低冷量散失，满足操作要求，避免土壤结冻引起的拱起。
- 能抗住可能的外部力量对储罐的损坏。
- 在最高和最低设计压力之间安全地运行。

- 在设计寿命内可满足多次停产检修充装。
- 暴露于大气的储罐外壁要能够防止渗水，无论是表面水、消防水、雨水或是水气。

7.2 储罐绝热

- 7.2.1 绝热材料应避免对接触件造成腐蚀。
- 7.2.2 当罐壁间绝热材料为膨胀珍珠岩时，应采用能吸收储罐径向变形的材料。

7.3 储罐基础

- 7.3.1 储罐基础的抗震设计应符合工程地震安全性评价报告中的相关要求。
- 7.3.2 储罐基础应保证不均匀沉降低于储罐承台的允许值。
- 7.3.3 储罐基础应保证基础下面土壤不能结冰。如果无法避免结冰，应安装加热设施。加热设施应在储罐不停产情况下检修和更换；同时应考虑一用一备。
- 7.3.4 为减轻地震的影响，基础设计可考虑采用减震垫。
- 7.3.5 储罐承台可以采用地面式、架空式和半地下式。当采用架空式承台时，地面和承台间高度应保证承台下空气自然对流使承台底部温度不低于环境温度 5℃。

7.4 压力和真空保护

7.4.1 压力检测

储罐要配备压力检测仪表，装在合适的位置来检测储罐的压力变化，压力检测应设置：

- 连续的压力测量。
- 独立的高高压检测。
- 独立的低低压力检测，检测到压力低低后，蒸发气压缩机和罐内泵应自动停机，必要的话，真空保护阀应自动打开。
- 在保冷层和内罐之间应设置压差检测或者在保冷层安装单独的压力检测。

7.4.2 储罐安全阀

- 7.4.2.1 储罐的操作压力和安全阀释放压力之间应考虑足够的余量，避免不必要的放空。
- 7.4.2.2 储罐安全阀应考虑至少有一台备用，可以直接向大气泄压；如果安全评估后认为直接放空不安全时，可以接入火炬系统。
- 7.4.2.3 安全阀的排放量应考虑在储罐最高工作压力时，火灾情况下的热量输入或者是下述原因中可能同时发生的几种情况组合产生的气体流量：
 - 由于热量输入而造成的气化。
 - 由于进料而造成的排气。
 - 进料时的闪蒸。
 - 大气压力的变化。
 - 罐内泵循环。
 - 控制阀出故障。
 - 罐内液体翻滚。

7.4.3 真空保护

- 7.4.3.1 储罐负压保护通过罐内泵及蒸发气压缩机的自动停机和两套真空保护系统来实现。
- 7.4.3.2 储罐的真空阀应至少有一台备用。真空阀的流量应考虑下面原因中可能同时发生的情况组

合时需要流量的 1.1 倍。

- 大气压的变化。
- 罐内泵正常运行。
- 蒸发气压缩机正常运行。

7.5 仪表系统

储罐需配备的仪表应保证投运，操作及重新投运的安全。仪表系统至少包括液位、压力、温度、密度，且应至少符合以下配置要求：

- 与安全相关仪表要有足够的冗余。
- 与安全功能有关的检测仪表应与控制仪表独立配置。
- 应把测量结果及报警信号传送到控制室。

7.5.1 液位监测

7.5.1.1 宜采用高精度和独立的液位控制进行液位保护。

7.5.1.2 储罐应配备可以监控液面并且能够启动保护机构动作的仪表，对这些仪表要求：至少两个独立系统且对液面能进行连续的测量；每个系统都能实现高液位警报、高高液位警报、低液位报警、低低液位报警和关断。

7.5.2 温度监测

储罐应配备温度监测仪表，且应：

- 应能对不同深度的温度进行测量，相邻两个传感器之间的垂直距离不应超过 2m。
- 气相的温度。
- 内罐罐壁和罐底的温度。
- 外罐的罐壁和罐底的温度。

7.5.3 密度监测

应对罐内不同深度的密度进行监测。

7.6 储罐管线

7.6.1 储罐冷却管线

7.6.1.1 宜设置专用的储罐冷却管线，用于储罐的最初冷却，冷却管末端可采用喷嘴或环形喷淋管的形式。

7.6.1.2 如果储罐的进料管线为喷淋式设计，进料管线也可以作为冷却管线使用。

7.6.2 进料管线

进料应设置顶部进料和较低部位进料两条管线。

7.7 罐内泵

7.7.1 应采用电动潜液泵从罐内泵出液化天然气。

7.7.2 具体要求如下：

- 每个泵都要单独配备阀门。
- 应根据泵的特性设置泵的小流量循环管线。

7.8 结构监测

储罐应配备结构检测设施来监测储罐的结构（包括罐底）状态，监测设施应能显示正常值、报警和紧急报警。

7.8.1 温度监测

7.8.1.1 应考虑设置三套温度监测：

- 装在内罐罐壁外及罐底，用于监测储罐冷却和停产升温过程。
- 装在罐壁及罐底绝热层的外侧，以探测泄漏及保温性能下降引起的绝热效果降低。
- 装在全容罐的混凝土罐壁的外面及混凝土承台的外面或各种储罐的支撑点上，用来监测温度梯度。

7.8.1.2 来自所有传感器的参数在控制室都要有记录，确认检测到泄漏都要发出报警。传感器的覆盖要充分，可以确保探测到泄漏及监测到温度梯度。

7.8.1.3 如果罐底设有加热系统，应连续记录加热系统的电能消耗。

7.8.2 沉降监测

应对基础沉降进行监测或定期检测。

7.8.3 内罐泄漏监测

7.8.3.1 内外罐之间保冷层应设氮气系统，并设置温度检测或可燃气体检测以监测内罐泄漏。

7.8.3.2 对于绝热层和内罐完全隔离的储罐，要在绝热层内设置氮气系统，通过探测氮气吹扫中的碳氢组分监测内罐的密封度。

7.9 储罐的试验

7.9.1 强度和气密性试验

储罐应进行强度和气密性试验，两者可结合起来进行，也可以分开进行。

7.9.2 外罐

全容罐的外罐需要进行强度和气密性试验。试验压力应为：

- 125%的设计表压。
- 125%的设计真空度。

7.9.3 内罐

7.9.3.1 全容罐应对内罐进行的试验。

7.9.3.2 罐壁进行保温前，应进行水压试验，将内罐加载至125%的额定负荷。

7.9.3.3 不宜采用海水进行试验。使用海水时，应采取适当措施避免内罐和罐内金属构件腐蚀，试压后应及时将海水冲洗干净。

7.9.3.4 水压试验应按照下列方法及要求按步骤完成：

- 往罐内充水，直至作用在底板上的压力与正常进料条件下的操作压力相等（流体及罐壁保温材料的重量）。进料过程按额定负荷的25%，50%，75%，100%四个阶段进行，记录每个液位时的沉降数据。
- 对所有的焊缝进行目测。

- 向储罐内充水，直至压力达到测试压力，至少稳压 24h。
- 记录沉降数据，检查内罐的状况。
- 排水至压力负荷为额定负荷。
- 记录沉降数据，并检查内罐的状况。
- 排水分 75%，50%，25%，0% 四个阶段进行，每个阶段记录沉降数据，将预先计算的沉降数据与实际数据相比较，对于出现的偏差进行分析。

8 站场工艺

8.1 蒸发气回收及处理

8.1.1 一般规定

8.1.1.1 接收站应安装蒸发气回收装置收集蒸发气。

8.1.1.2 对可能出现真空的管道、工艺容器或其他设备，设计中应考虑该设备能承受相应的负压；或应采取措施，防止真空对设施造成的损坏。如果采用引入气体的方式来防止真空，则引入的气体不能使系统内形成可燃混合物。

8.1.2 蒸发气收集系统

8.1.2.1 该系统的设计应保证在正常操作过程中低温气体不能直接释放到大气中，同时该系统应至少收集以下可能产生的蒸发气：

- 储罐及所有容纳液化天然气的容器中闪蒸出的蒸发气。
- 液化天然气的设备及管道的气体安全泄放系统排放的蒸发气。

8.1.2.2 蒸发气系统的材质应具有低温特性。

8.1.2.3 蒸发气系统管线的保温层厚度应与同样管径的低压液化天然气管线保温层厚度一致，蒸发气到火炬/放空系统的的管线除外。

8.1.2.4 蒸发气系统的最大工作压力应满足气体安全泄放系统开启时可能达到的最大压力。

8.1.2.5 排液阀门应安装在所有主管线或火炬管线（在火炬收集罐的上游）的低点，并与排液收集系统相连接。

8.1.3 液化天然气运输船的气体返回系统

8.1.3.1 应设置液化天然气船的气体返回系统。

8.1.3.2 如果液化天然气船的气体返回系统的回气压力不足，可使用增压装置向液化天然气船补气。

8.1.4 蒸发气压缩机

8.1.4.1 压缩机的材质应适应其工作范围下的温度和压力。

8.1.4.2 蒸发气压缩机应可以手动或自动停车，同时应设置相应阀门，使压缩机能隔离维修。

8.1.4.3 蒸发气压缩机出口管线应设置止回阀。

8.2 液化天然气增压

8.2.1 液化天然气增压系统的材质应适应其所有工作范围下的温度和压力，同时要注意各种材质之间的匹配性。

8.2.2 应确保每台泵进行维修时都能够独立地隔离、排液和氮气吹扫。

8.2.3 应在泵与下游隔断阀之间安装止回阀，同时应采取预防措施避免水击。

8.2.4 应在泵轴上安装震动监测装置。

8.2.5 应设排液管线，排液阀的安装应易于操作。

8.3 气化

8.3.1 隔断阀

各气化器进口和出口应设隔断阀。

8.3.2 设计温度

各气化器出口阀及出口阀上游的管线、管件和安全阀，设计温度应为液化天然气的温度。

8.3.3 自动关断

应设置独立的自动关断系统，防止进入外输系统的液化天然气或气体温度高于或低于外输系统的设计温度。

8.3.4 热源切断

各加热气化器上应配备热源切断装置。该装置应可以就地和远距离控制。远距离控制点离气化器应至少 15m。

8.3.5 进料切断

加热气化器的液化天然气进口管线上应装一个切断阀，该阀离气化器至少 15m。如果气化器装在建筑物内，切断阀应距该建筑物至少 15m。切断阀应可以就地控制或远距离控制，同时该阀应避免因外部结冰而无法操作。

8.3.6 易燃热媒介质

使用易燃的热媒流体作为热源的加热气化器，热媒流体系统的冷管道和热管道上应装切断阀，这些阀应离气化器至少 15m。

8.3.7 材质

气化器的材质应适用于处理液化天然气，材质也要与加热流体相匹配（不能产生锈蚀或腐蚀），也可以采用防腐涂层保护。

8.3.8 保护层

若气化器使用保护层（油漆、金属喷涂、电镀、锌粉热镀等），则保护层应在液化天然气温度状况下和加热流体的最大温度状况下都处于稳定状态，应定期对保护层进行检修喷涂。

8.3.9 气化器出口切断阀下游管线

气化器出口管线材质的选择应按可能出现的最低温度确定。主要取决于下列情况：

- 自动关闭隔断阀的温度设置点。
- 温度稳定之前的热瞬变。
- 由于气体降压膨胀而造成的温度降低。

8.3.10 安全泄压阀

各气化器应设置安全阀，安全阀的泄放能力应满足：

——加热气化器或工艺气化器的安全阀泄放能力：在不允许压力高于气化器最大允许工作压力 10% 的情况下，泄放流量应为额定气化天然气流量的 110%。

——环境气化器的安全阀泄放能力：在不允许压力高于气化器最大允许工作压力 10% 的情况下，泄放流量应至少为额定气化天然气流量的 150%。

8.3.11 有害气体

如果加热气化器或远距离加热气化器的热源安装在建筑物内，应采取措施防止燃烧的有害气体聚集。

8.4 火炬及放空系统

8.4.1 火炬/放空系统的能力应考虑可能出现的最大流量。

8.4.2 火炬的布置应按照 5.2 的规定，将可燃气体与火炬接触的风险降至最小。

9 天然气外输

9.1 调压及计量

输气首站内调压、计量工艺设计应符合压力、温度、流量以及变工况等输气工艺设计要求，并应满足开、停工和检修需要。

9.2 清管检测系统

9.2.1 清管工艺应采用不停气密闭清管流程。

9.2.2 清管器的通过指示器应安装在进出站的管段上，并应将指示信号传至站内。

9.2.3 清管器收发筒的结构应能满足通过清管器或检测器的要求。

9.2.4 清管器收发筒上的快开盲板，如无防爆墙，不应正对间距小于或等于 60m 的重要建筑物。

9.2.5 清管作业清除的污物应有专人进行收集处理，不得随意排放。

9.3 加臭

9.3.1 根据客户需求加臭。

9.3.2 加臭剂的最小量应符合当天然气泄漏达到爆炸下限的 20% 浓度时，应能被人的正常嗅觉所察觉。加臭剂常用具有明显臭味的硫醇、硫醚或其他含硫化合物配制。

10 槽车装车系统

10.1 槽车装车区

10.1.1 槽车装车区应有足够的面积，使车辆尽可能少移动或转向，应与接收站相对独立，应设门禁系统。

10.1.2 槽车的进出调度与灌装作业控制宜集成在统一的管理系统中。

10.2 工艺管道系统

10.2.1 装车总管紧急切断阀，应通过分析确定关闭时间，防止水击造成管道及设备的失效。

10.2.2 紧急切断阀应设置在距装车区大于 7.6m 且小于 30m 处，阀的安装位置应保证在紧急情况时操作人员易接近。

10.2.3 管道系统中应根据需要安装止回阀，且应尽量靠近可能发生回流的接口处。

10.2.4 系统应采用安全的方式置换出空气或其他气体，应设置放空短管和扫线头，以便所有工艺和可燃气体管道的置换。

10.2.5 一个装车台上可布置一或两条装车线。

10.3 压力和流量控制

10.3.1 液化天然气装车总管可设压力控制阀，阀后压力控制应符合槽车要求；蒸发气返回总管宜设置压力控制阀。

10.3.2 各装车线设置流量计、流量控制阀或地衡，可采用集中控制系统或就地预设控制器控制装车流量。

10.4 装车臂

10.4.1 装车臂的低温旋转接头应通过低温测试。装车臂的型式宜满足槽车尾部和侧部连接的需要。

10.4.2 应对车臂提供适当的支撑，平衡力应考虑装车臂上结冰增加的重量。

10.4.3 装卸臂与槽车的连接宜采用法兰或快速接头，可加装紧急脱离设施。

10.5 接地、通讯

10.5.1 槽车灌装液化天然气时应提供防静电接地保护设施，接地宜测试并保持与控制系统的硬线连接。

10.5.2 装卸地点应配备通讯设施，通讯方式可采用防爆电话、广播系统、无线电或信号灯。

10.6 收集罐

可设置收集罐收集液化天然气，收集罐周围宜设置防泄漏扩散堤。

10.7 集液池

装车区可能泄漏的液化天然气应被排入配有泡沫发生器的集液池。

10.8 计量

宜使用地衡称重计量。

10.9 装卸作业

10.9.1 一般规定

10.9.1.1 装卸作业时，应由有资质的操作人员始终在现场值守。

10.9.1.2 有效的书面操作程序应包括所有装车作业以及在紧急与正常情况下的操作程序，程序应及时更新，且所有操作人员可使用。

10.9.1.3 在装卸现场不应有点火源、手机及非防爆电气设备。

10.9.1.4 在装卸区应设置“禁止吸烟”的警示牌。

10.9.1.5 应通过地衡、流量控制、检查槽车液位、监视气相返回线温度等措施确保槽车不超装，超装后应有反卸流程。

10.9.1.6 在装车之前，应先检查装车系统，确认阀处于正确的位置上。灌装过程应遵循灌装阶梯曲线进行；如果压力或温度出现任何异常变化，装车应立即停止直到查明原因并予以纠正。

10.9.2 槽车

10.9.2.1 槽车司机应经过安全培训，取得相关证书。进入装车区的槽车应符合国家有关标准，应使用有关部门批准的专用槽车。

10.9.2.2 液化天然气槽车的储罐，如果储罐中为非正压，则应测试氧含量。如果槽车罐中的氧体积含量超过2%，则不能装车，应进行置换使氧体积含量低于2%。

10.9.2.3 装车后宜不需倒车就能驶出该区。

10.9.2.4 在槽车进行装卸的过程中，距装车台边缘8m内不应允许其他类型的车辆行驶。

10.9.2.5 装卸开始前，接地设施应连接至槽车并应经过测试确认。装卸结束后，在装卸连接管置换合格后，才能脱离连接，车辆的发动机才能启动。

11 工艺管道

11.1 一般规定

11.1.1 管道系统安装完毕后，在投入生产前，应进行吹扫、试压、干燥和惰性气体置换。

11.1.2 站内管道设计、安装应采取减小振动和热应力的措施。

11.1.3 管道应采用地上或埋地敷设，不应采用管沟敷设。

11.1.4 管道穿越车行道路时，宜采用套管保护。

11.1.5 主要及辅助的工艺系统应尽可能露天安装，管道跨越道路时，净空高度不应小于5m。

11.1.6 所有的管道应至少符合下列防火要求之一：

- 管道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。
- 通过保温层或其他方式延迟极端温度导致的管道失效。
- 在遭受溢出物着火高温的情况下，管道能够隔离。

11.2 绝热

11.2.1 在可能发生火灾区域使用的管道绝热材料应具有耐火性。

11.2.2 应选用符合相应标准规范要求的绝热材料。

11.2.3 应使用低氯化物含量的绝热材料。

11.2.4 应避免使用可能吸附甲烷气的多孔绝热材料。

11.2.5 应设隔潮层，绝热材料本身不透水蒸气的情况除外。

11.3 安装

11.3.1 管道连接

11.3.1.1 公称直径大于50mm的管道连接应采用焊接或法兰。

11.3.1.2 应尽可能地少用螺纹接口和法兰接口。

11.3.1.3 不同的金属之间应采用法兰或其他经试验验证的过渡连接技术连接。

11.3.1.4 垫片应选用防火材料。

11.3.2 阀

11.3.2.1 加长阀杆阀应用填料密封，安装的位置不应因结冰引起阀门泄漏或误动作。

11.3.2.2 如果安装在低温管道上的阀门的加长阀杆向上偏离正垂线超过45°，应确保它能正确地动作。

- 11.3.2.3 在容器和储罐的接口处应设切断阀。
- 11.3.2.4 在储存有液化天然气或低温气体的系统中应安装可以就地控制和远距离控制的阀门。
- 11.3.2.5 阀及阀的执行机构应能在结冰的条件下操作。
- 11.3.2.6 公称直径 200mm 及以上的紧急切断阀应同时配备动力操作和手动执行机构。
- 11.3.2.7 与储罐相连的液化天然气管线上的储罐隔断阀应能隔离 LNG 储罐并保证其安全停车。

11.3.3 焊接

- 11.3.3.1 参加焊接的焊工应持有相应的资格证书。
- 11.3.3.2 焊工施焊的范围应与本人资格考试所取得的资格范围相一致，且应持证上岗。
- 11.3.3.3 在焊接冲击试验的材料时，应选择合格的焊接程序，使管道材料的低温性能损害最小。
- 11.3.3.4 把附件焊到超薄的管道上时，应选择适当的焊接技术、程序，最大程度减小烧穿的可能。
- 11.3.3.5 不应采用气焊焊接。

11.4 检查与试验

11.4.1 焊缝检查

焊缝检查应按 JB/T 4730—2005 的规定进行。

11.4.2 压力试验

- 11.4.2.1 碳钢和低合金钢管道试压的温度应高于其脆性转变温度。
- 11.4.2.2 以水为试验介质时，其强度试验的压力应为设计压力的 1.5 倍；以压缩空气为试验介质时，其强度试验的压力应为设计压力的 1.25 倍。严密性试验时，试验压力应等于设计压力。
- 11.4.2.3 对于低温系统，可选用气体试验。
- 11.4.2.4 若选用水进行试验，试验后系统应进行完全干燥。
- 11.4.2.5 试压资料的录取和收集应齐全完整，主要资料包括：
 - 试压方案、试压报告。
 - 压力、温度数据。
 - 试压情况记录等。

11.5 置换

- 11.5.1 置换介质应采用惰性气体。
- 11.5.2 应设置放空短管和扫线头，以便置换所有工艺和可燃气体管道。
- 11.5.3 置换过程中混合气体应排至火炬或放空短管，残液应进液体回收系统。

11.6 安全阀

- 11.6.1 应安装减压安全装置，最大程度降低管道或附件失效的可能性。
- 11.6.2 正常情况下，不应使用绝热材料为安全阀绝热。
- 11.6.3 应安装热膨胀安全阀以防止被截断阀隔离的液体或冷蒸气的管道超压。
- 11.6.4 热膨胀安全阀的压力设定应等于或低于所保护管道的设计压力。
- 11.6.5 安装安全阀时应注意其放空口朝向人员和其他装备危险最小的方向，同时尽量减小可燃气体云与火源接触的可能。
- 11.6.6 正常操作条件下，应保证用于安全目的的放空系统通畅。安全阀和真空阀上下游的隔离阀应锁定在开的位置，未经授权不应解锁或关闭。

11.7 防腐

- 11.7.1 可能会遭受腐蚀的金属部分应采取防腐措施。
- 11.7.2 在储存、施工、制造、试验和使用的过程中，应保护奥氏体不锈钢和铝合金免受碰撞。
- 11.7.3 不应使用对管道或管道组件有腐蚀性的带子和其他包装材料。
- 11.7.4 所有地下金属部分应采用符合相关标准规范要求的涂层和阴极保护。
- 11.7.5 应特别注意靠近海水金属构件的阴极涂层的保护。

12 仪表及控制系统

12.1 一般规定

接收站的仪表及控制系统应包括以下不同的独立系统：

- 过程控制系统。
- 安全仪表系统。
- 门禁系统。
- 闭路电视监视系统。
- 广播呼叫系统。

操作人员应能够通过上述各系统实时了解接收站的运行和安全情况，并实现对生产过程的控制和调整。

12.2 过程控制系统

12.2.1 液化天然气接收站的过程控制系统，应具备以下基本功能：

- 生产工艺的实时控制。
- 动态显示生产流程、主要工艺参数及设备运行状态，对异常工况进行声光报警并打印记录备案、存贮有关的重要参数。
- 在线设定、修改控制参数。
- 天然气的外输计量和控制。
- 接收站与码头控制系统的数据通信。

12.2.2 过程控制系统应能使操作人员完成对装置的开车、停车和正常运行。

12.2.3 过程控制系统应能与其他系统进行通讯。

12.2.4 过程控制系统应具有与接收站安全等级一致的可靠性，且应采用故障安全设计。

12.2.5 当安全仪表系统启动紧急停车时，过程控制系统应能接收到相应信息。

12.3 安全仪表系统

12.3.1 安全仪表系统应具有以下功能：

- 监控保护设备。
- 监控保护附属设施。
- 通过相应按钮和逻辑触发紧急关断。
- 提供事件顺序记录。

12.3.2 安全仪表系统应为基于可编程逻辑控制器的设计，并独立于过程控制系统，应采用故障安全型。

12.3.3 在出现可能导致对人员安全、环境、设备构成威胁或可能造成较大经济损失的情况时，系统应能自动或手动触发相应联锁保护，执行单个设备或单元的隔离切断，以防止危险的发生或事故的

扩散。

12.3.4 安全仪表系统的现场数据采集单元应独立于过程控制系统。

12.3.5 安全仪表系统的可靠性应与接收站的安全级别一致，在系统失效时，应能执行紧急关断并使装置处于安全的状态。

12.3.6 在安全仪表系统中，关键输入信号应经过系统表决，确保报警或关断信号的有效性。安全相关的信号应硬线连接。

12.3.7 安全仪表系统中的某些信号输入应具备旁路功能，用于在不影响正常安全生产的情况下对设备进行维护和在线测试，以及工艺系统开车时联锁信号的限时旁路。

12.3.8 对潜在可燃气体聚集、LNG 或易燃致冷剂溢出和火灾的区域，包括封闭的建筑物，应按 GB/T 20368—2012 的要求进行监测。

12.3.9 不间断控制的低温传感器或可燃气体检测系统应在厂内经常有人的地方发出警报。可燃气体检测系统应在测到气体和蒸气不高于爆炸下限的 25% 时，发出声光警报。

12.3.10 火焰探测器应在经常有人的地方发出警报，火焰探测器应能启动部分紧急关断。

12.3.11 应根据风险评估，建立一个因果图，以确保一旦检测到异常情况，紧急停车能按照所定义的因果逻辑正常动作。

12.3.12 控制室和现场应装有紧急停车手动触发装置，触发后能执行相应关断逻辑。装置应具有防止误动作保护措施。手动触发装置应位于事故能及时到达的区域，至少离所保护设备 15m，并应显著地标出其设计功能。

12.3.13 紧急停车应具有自锁功能，触发后应经人工确认并复位。

12.3.14 当系统执行紧急停车时，应切断或隔离液化天然气以及其他易燃易爆介质的来源，并关闭由于继续运行将导致事故加剧和扩大的设备，或采取必要的放空。

12.4 门禁系统

12.4.1 整个接收站宜分区控制，每个出入口处宜通过不同权限的关卡进行控制。

12.4.2 关卡的开启应能通过指定的出入控制来授权，出入控制应能做到：

- 确定准入级别。
- 统计通过关卡进入接收站的人员。

12.5 闭路电视监视系统

接收站内应配有闭路电视监视系统。

12.6 广播呼叫系统

接收站内应配有广播呼叫系统，广播呼叫系统应与其他控制系统完全独立。

13 电气设备

13.1 一般规定

所有位于危险区域的电气设备、仪表设备及装置应符合 GB 3836—2010 中的规定。电气设备和配线宜符合 GB/T 20368—2012 中 10.6 的规定。

13.2 电源要求

液化天然气接收站负荷等级应符合 GB 50052 的规定。对于负荷中的特别重要负荷应设置应急电源，保障人员、环境及装置的安全。

13.3 接线箱及就地控制盘

接收站内接线箱及就地控制盘应满足 13.1 中对危险区域的电气设备的要求。室外设备的防护等级应满足当地环境和气候条件的要求。

13.4 接地和屏蔽

13.4.1 一般规定

所有室内及室外电气设备的不带电金属外壳及工艺要求接地的非用电设备均应可靠接地。

13.4.2 防静电接地保护

13.4.2.1 在接收站内生产储运过程中会产生静电积累的管道、容器、储罐和加工设备均应作静电接地，其接地系统与其他公用接地系统连接时，则其接地电阻应符合其中最小值的要求。

13.4.2.2 当接收站内有易燃品槽车装卸时，应配备防静电接地保护装置并能在接地不符合要求的情况下自动中止装卸作业。

13.4.3 杂散或外加电流

如果在加载和卸载的系统中可能有杂散电流或常见外加电流（例如阴极保护）存在时，应采取防止火花的保护措施。

13.4.4 接地回路

13.4.4.1 接地回路应符合国内现行标准规范的要求。

13.4.4.2 接地回路应采用黄绿双色绝缘电缆作为连接线。接地极材料应采用铜或镀锌钢。

13.5 防雷保护

厂区内各建筑物和构筑物应符合 GB 50057 及当地的规定设置防雷保护系统。基础与大地无良好接触的储罐，应设置防雷接地。

13.6 应急照明

13.6.1 应安装应急照明，确保发生紧急情况时人员的安全撤离。建构筑物内应急灯具应为自充电型，电池备用时间最少为 30min。

13.6.2 储罐及其他高架结构应根据航空及航海安全规则配备警告信号灯。

14 健康安全环保

14.1 一般规定

14.1.1 一般管理要求、职业健康和劳动保护、风险管理、安全作业许可和应急管理应符合 AQ 2012—2007 中 4.1，4.2，4.3，4.4 和 4.6 的规定。

14.1.2 液化天然气接收站的防火防爆及消防设施、器材的配备应符合 GB/T 20368—2012，JTS 165—5—2009，JTJ 237 及相关规范的要求。

14.1.3 有可能接触液化天然气的操作人员应配备防冻手套、防冻服装等劳动防护用品。应穿长裤及高筒靴并把裤脚放在靴子外面，穿长袖工装。

14.1.4 液化天然气设备布置区域应采用气体探测器和低温探测器进行泄漏检测，当检测到泄漏、溢

出或者气体蒸发时，应启动紧急关断系统。

14.1.5 如果发生严重的天然气（包括液化天然气）泄漏，人员应远离泄漏区域，并确保自己在泄漏区域的上风方向。

14.2 评估

14.2.1 在确定消防措施前，应至少对接收站下列内容进行评估：

- 设备的类型、数量和位置，确定可能泄漏和溢出的液化天然气、可燃气体所造成的后果以及需要控制明火的地方。
- 可能发生非工艺和电气火灾的设备类型、数量和地点。
- 发生火灾时保护设备和结构的方法。
- 消防水系统。
- 其他消防设施。
- 应纳入紧急停车系统的设备和工艺，以及火灾时需要卸压的储罐或设备。
- 启动紧急停车系统或其子系统的传感器的类型和地点。
- 发生火灾事故时厂内人员采取的应急措施及外部依托。
- 厂内人员所需的防护设备、培训和资格。

14.2.2 发生火灾时，液化天然气站场内设备及材料的支撑结构在规定的时间内功能应不受影响。

14.2.3 天然气（包括液化天然气）火灾在泄漏源切断之前一般不宜把火扑灭，除非天然气扩散所造成的危险更大。

14.2.4 消防站宜考虑与其他企业合建。

14.3 检测系统

14.3.1 对于危险程度较高的场合，应设置火灾和气体泄漏检测装置。

14.3.2 气体检测系统应在测到气体和蒸气不高于爆炸下限的25%时，发出声光警报。

14.3.3 火灾和气体泄漏检测装置布置原则应符合 GB/T 20368—2012 的规定。

14.3.4 监视设备布置应符合 GB/T 20368—2012 中的规定。

14.4 灭火系统

14.4.1 消防水系统应至少配备以柴油和电力为动力的消防泵。

14.4.2 站场消防水系统的配置原则应符合 GB/T 20368—2012 的规定。

14.4.3 码头的消防水系统配置原则应符合 JTS 165-5—2009 中的规定。

14.4.4 在火灾时需要进行冷却的储罐、容器及设备周围宜安装喷淋系统。

14.4.5 泡沫灭火系统应符合 GB/T 20368—2012 的规定。

14.4.6 干粉灭火系统应符合 GB/T 20368—2012 的规定。

14.4.7 紧急停车系统应符合本标准的相关规定及 GB/T 20368—2012 的规定。

14.5 涂装

14.5.1 涂装应考虑在池火和喷射火两种情况下，设备及构筑物的耐火时间。

14.5.2 对于液化天然气装置的金属设备、管道及金属结构表面，应采用涂层保护，混凝土结构表面应根据要求采用防火涂料防护。

14.5.3 站场内管架、火炬塔架应进行防火处理及防腐处理。

14.6 人员逃生

在站场的适当位置应设立逃生线路指示、风向标，并设立紧急集合点标志，集合点的位置宜设置

在全年最小频率风向的下风向。

14.7 应急预案

应按照国家应急预案编制导则编制应急预案，并经过评审后报当地政府有关部门备案。

15 公用系统及其他辅助工程

15.1 海水系统

15.1.1 材质

15.1.1.1 海水回路不应使用奥氏体不锈钢。

15.1.1.2 加氯系统应避免使用聚氯乙烯材料。

15.1.1.3 应特别注意材质的一致性，以避免产生电化学腐蚀。

15.1.2 海水泵

泵及其他的金属构件应采用有效的阴极防护。

15.1.3 加氯装置

应采取加氯等措施限制海水系统中的微生物或软体动物繁殖。宜采用次氯酸盐检测系统，防止过量加氯。

15.2 仪表空气

15.2.1 仪表空气系统应至少配置两台空压机，一台备用。

15.2.2 在主电源停电时，仪表空气应能保证一段时间的正常供给，以保证接收站的安全。

15.3 氮气系统

接收站的氮气系统应能满足连续性密封用气和 LNG 船、槽车装卸作业时吹扫用气的需求。

16 施工管理和试运行

16.1 施工安全

16.1.1 在液化天然气接收站施工期间应编制有施工安全计划，施工安全计划应包括识别施工期间的各种危险有害因素，评估相应的风险，制定预防、控制措施并有效实施。

16.1.2 施工单位应为施工人员配备基本的个人防护设备，对于特殊作业应配备专门的特殊个人防护设备。

16.1.3 施工期间应对场地平面布置进行科学的安全管理，保证各种施工作业协调有序地进行。

16.1.4 对于大型吊装作业，应编制专门的吊装计划，作业时应将吊装区域隔离，并由有资格的人员来进行吊装作业。

16.1.5 高处或临边作业应采取可靠的防坠落保护措施。配电系统和电气设备应装有漏电保护装置，并由专业人员进行安装和检查。

16.1.6 在储罐内进行作业时，应执行受限空间管理制度，提供充足的通风，保证罐内作业产生的有毒、有害烟气不会集聚。

16.1.7 在罐内施工应有足够和可靠的照明，在危险部位和紧急疏散通道宜设停电时的应急照明。

16.1.8 对于内外双层罐壁储罐的施工,在内外双层罐壁的狭小环形空间内施工时,应编制有专门的应急预案,保证在紧急情况下能够把受困或受伤人员救出。

16.1.9 储罐顶进行气顶作业过程中,罐内严禁留人。气顶前应检查 T 型头、导向滑轮和转向滑轮。如果气顶过程中鼓风机停止工作,应立即关闭止逆阀以减少空气损失,并起用备用鼓风机。如果在气顶过程中发电机停止工作,应立即启动备用发电机,关闭鼓风机止逆阀。如果罐顶和罐壁之间密封不良而漏气,气顶作业可不停止,但应启动备用鼓风机以弥补空气损失。如果所有的鼓风机都不能阻止罐顶的下降,应关闭罐顶的通风口将下降速度降低到最小。

16.2 试运行

16.2.1 为保证有效地实施试运行,应制定详细完整的计划和程序,指明所有的工作、责任人和需要的资源。

16.2.2 应建立试运行团队,负责安全、环保地执行试车、开车、直至移交的所有活动,保证平稳、安全地过渡到运行。

16.2.3 开车前应获得机械完工验收证书,并应完成开车前安全审查。

16.2.4 开车前应完成以下工作:

- 投产方案和开车方案通过审查批准。
- 确认接收站的施工和设施符合设计规范。
- 安全、操作、维护程序已准备。
- 工艺危害分析已完成。
- 应急预案已准备。
- 整改措施已落实。
- 参加开车工作的人员的培训已完成。

16.2.5 所有的试车和开车活动应经过工作许可程序。

16.2.6 试运行应特别重视下列各项:

- 回路测试、仪表功能检查、报警和跳车检查、系统干燥、气密测试、技术要求检查、氮气置换。
- 火气及消防系统的测试。
- 开车前尾项分类整改。
- 管线、储罐、设备的冷却。
- 机泵的初始荷载运行。

17 操作、维护和人员培训

17.1 总则

本章是液化天然气接收站生产准备和运营中的操作、维护以及人员培训等方面的基本要求。

17.2 操作要求

17.2.1 在生产准备期间应编制有以下安全操作文件:

- 在不同工况下的安全操作程序:包括开车、正常停车、正常工况、异常工况、紧急停车、临时操作、应急操作等情况下的安全操作程序。
- 交接班制度和记录。
- 吹扫置换的安全操作程序。
- 接收站设备、设施巡检程序。

- 各工艺设备的冷却安全操作程序。
- 安全靠泊和卸船程序。
- 应急预案。
- 工艺设施、流程进行变更时的变更管理程序。
- 对非常规作业进行管理的作业控制程序。
- 生产安全事故报告和调查程序。
- 风险分析和管理程序。

17.2.2 在运行阶段，应保存所有有关的设计文件、图纸、表格，并可供随时查阅。这些资料应至少包括：

- 工艺流程图。
- 液位、温度、压力、流量、组分等的安全上限和下限表。
- 偏差可能造成的后果，尤其是对安全的影响。
- 装置、设备的结构材质。
- 管道仪表流程图。
- 危险区域划分图。
- 泄压系统设计和设计基础。
- 通风系统设计。
- 使用的设计规范和标准。
- 物料及能量平衡计算书。
- 安全系统。

17.2.3 交接班制度应确保交接班时上一个班次的生产安全信息能够准确可靠地传达和交流给下一个班次，交接班记录应至少包括：

- 安全上存在的问题。
- 工艺装置的生产、运行状况。
- 操作上存在的问题。
- 仍在进行的维修作业。
- 其他重大事件。

17.2.4 液化天然气接收站的检查、测试及事故调查记录应至少保存五年以上。

17.3 维护

维护应符合 GB/T 20368—2012 中 14.4 的规定。

17.4 人员培训

17.4.1 培训工作应涉及在接收站内所有工作人员以及临时工作人员。应制订和执行培训计划，确保培训质量，通过测试以确保培训效果良好。

17.4.2 培训程序一般应包括书面的培训计划、合格的培训师、培训材料、定期的评估和正确的培训方法，应保证对不同岗位人员的针对性。

17.4.3 通常分为初始培训和巩固培训。初始培训应在员工被分配新任务之前，巩固培训应至少每两年进行一次。

17.4.4 应为每位员工保留一份记录，记载按 17.4 的规定进行培训的内容，在该员工停止在接收站工作之后还应保存至少两年。

中华人民共和国
石油天然气行业标准
液化天然气接收站技术规范
SY/T 6711—2014

*

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

*

880×1230毫米 16开本 1.75印张 51千字 印1—1000
2015年2月北京第1版 2015年2月北京第1次印刷
书号：155021·7262 定价：24.00元
版权专有 不得翻印