

# 团 体 标 准

T/CCTAS 206—2025

## 公路工程沥青拌合楼 配套临时液化天然气站技术规范

Technical specifications for temporary liquefied natural gas station  
supporting asphalt mixing plant in highway engineering

(此版本未经出版审核，仅供参考，以最终出版发布为准)

2025-03-25 发布

2025-04-01 实施

中国交通运输协会 发布

以正式出版为准

全国团体标准信息平台

以正式出版为准

以正式出版

出版为准

## 目 次

前 言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 基本规定	3
5 设计	3
5.1 站场布置	3
5.2 工艺设施	5
5.3 配套设施	8
6 施工及质量控制	10
6.1 一般规定	10
6.2 材料	10
6.3 设备	10
6.4 土建施工	10
6.5 设备安装	11
6.6 管道安装	11
6.7 压力试验、吹扫、防腐工程	11
6.8 干燥、预冷、保冷工程	12
6.9 质量控制	12
7 运行维护	13
7.1 一般规定	13
7.2 设备设施运维	13
7.3 运营安全	14
8 拆除	15
8.1 一般规定	15
8.2 排空抽净	15
8.3 清理置换	15
8.4 设备、管线拆卸	15
附录 A（规范性）质量控制细节	16
附录 B（资料性）运维检查记录	18
参考文献	22

## 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。

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。

本文件由中国交通运输协会交通工程设施分会提出。

本文件由中国交通运输协会标准化技术委员会归口。

本文件起草单位：四川省交通建设集团有限责任公司、成都深冷科技有限公司、中交城市能源研究院有限公司、三一汽车制造有限公司、四川正中能源有限公司、四川省特种设备检验研究院。

本文件主要起草人：周永军、范飞、李炜、石磊、易秀明、王川、王华静、吴珍明、杨磊、陈林、孟睿、张勇、杨遗良、王良初、黄波、王曰、雷林韬。

# 公路工程沥青拌合楼配套临时液化天然气站技术规范

## 1 范围

本文件规定了公路工程沥青拌合楼配套临时液化天然气站的基本规定、设计、施工及质量控制、运行维护、拆除等要求。

本文件适用于公路工程沥青拌合楼配套临时液化天然气站的建设和运营。

## 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 8163 输送流体用无缝钢管
- GB/T 8423.3-2018 石油天然气工业术语 第3部分：油气地面工程
- GB/T 8923 涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定
- GB/T 12459 钢制对焊管件类型和参数
- GB/T 14976 流体输送用不锈钢无缝钢管
- GB/T 17393 覆盖奥氏体不锈钢用绝热材料规范
- GB/T 18442 （所有部分）固定式真空绝热深冷压力容器
- GB/T 20801 压力管道规范 工业管道
- GB/T 23257 埋地钢质管道聚乙烯防腐层
- GB/T 24918 低温介质用紧急切断阀
- GB/T 24925 低温阀门 技术条件
- GB/T 29639 生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则
- GB/T 38810 液化天然气用不锈钢无缝钢管
- GB/T 50484 石油化工建设工程施工安全技术标准
- 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 30871 危险化学品企业特殊作业安全规范
- 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 50011 建筑抗震设计规范
- GB 50015 建筑给水排水设计规范
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50026 工程测量规范
- GB 50028-2006 城镇燃气设计规范
- GB 50052 供配电系统设计规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范
- GB 50126 工业设备及管道绝热工程施工规范
- GB 50156 汽车加油加气加氢站技术标准
- GB 50140 建筑灭火器配置设计规范
- GB 50191 构筑物抗震设计规范
- GB 50202 建筑地基基础工程施工质量验收规范
- GB 50209 建筑地面工程施工及验收规范
- GB 50223 建筑工程抗震设防分类标准
- GB 50235 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 50242 建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范
- GB 50264 工业设备及管道绝热工程设计规范
- GB 50461 石油化工静设备安装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 50974 消防给水及消火栓系统技术规范
- CJJ/T 153 城镇燃气标志标准
- NB/T 47013 (所有部分) 承压设备无损检测
- SH/T 3510 石油化工设备混凝土基础工程施工质量验收规范
- SH 3097 石油化工静电接地设计规范
- SY/T 0414 钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准
- TSG 21 固定式压力容器安全技术监察规程
- TSG D0001 压力管道安全技术监察规程

### 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 (LNG)**

液化状态下的无色流体，其主要成分为甲烷。

[来源：GB 50028-2006, 2.0.46]

#### 3.2

**蒸发气 boil-off gas (BOG)**

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

[来源：GB/T 8423.3-2018, 5.2.4]

#### 3.3

**临时液化天然气站 temporary LNG station**

在公路工程建设中，为满足沥青拌合楼及其场站临时生产用天然气需求，且投产后使用周期不超过3年的液化天然气供应站，以下简称“气化站”。

#### 3.4

**LNG 储罐 LNG tank**

储存介质为液化天然气的低温绝热容器。

#### 3.5

**气化器 vaporizer**

通过换热将液化天然气转化为气态的设备。

#### 3.6

**防护堤 impounding dike/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 50156，2.1.45]

### 3.7

#### LNG 罐车 LNG cargo tank vehicle

由罐体与走行装置采用永久性连接组成的运输设备，用于运输液化天然气的汽车罐车。

### 3.8

#### 放散 venting

在 LNG 生产、储存、运输过程中，为安全或操作需要，将部分气体或液体释放到大气中的行为。

## 4 基本规定

4.1 气化站的LNG储罐总容积应不大于60m<sup>3</sup>，宜按照“一楼一站，一站一罐”原则配套，且单罐容积不应大于60m<sup>3</sup>，气化站占地面积不宜小于1500m<sup>2</sup>。

4.2 气化站消防要求应符合GB 50156 的规定，可不设消防给水系统。

4.3 气化站土建施工、设备安装、管道施工、拆除工程应编制专项施工方案。

4.4 气化站应由具有安全员证的人员定期巡检，生产时应设置人员值守，值守人员应取得特种设备操作许可证。

4.5 气化站不应把LNG罐车和LNG罐式集装箱作为LNG储罐，直接为气化站供气。

4.6 采用LNG作为燃料的沥青拌合楼的规划设计中应包含配套气化站的规划设计，拌合楼的燃烧器应满足燃烧LNG的功能需求。

4.7 气化站不应向沥青拌合楼以外的区域、设备供气。

4.8 气化站应采用可靠的泄漏报警和切断控制等措施。

4.9 气化站内危险场所和低温装置区应设置安全警示标志和专用标志，并应符合CJJ/T 153的规定。

4.10 气化站内不宜绿化。

4.11 气化站应建立健全施工、运行、拆除相关的安全管理制度。

4.12 气化站应按照 GB/T 29639 的要求制定综合应急预案、专项应急预案、故障发生处理和特殊作业现场处置方案等应急预案，并组织相关人员进行应急预案的演练。

## 5 设计

### 5.1 站场布置

#### 5.1.1 站址选择

5.1.1.1 气化站宜设置在公路工程沥青拌合楼全年最小频率风向的上风侧，远离人员稠密区域，且应符合公共安全、环境保护和防火安全的要求。

5.1.1.2 气化站的LNG储罐、集中放散管管口、LNG卸车点和调压装置与站外建（构）筑物的安全间距应符合GB 50156 的规定，并符合表1规定。

表1 LNG 储罐、集中放散管管口、LNG 卸车点和调压工艺装置与站外建（构）筑物安全间距

站外建（构）筑物	安全间距（m）			
	LNG 储罐	集中放散管管口	LNG 卸车点	调压工艺装置

民用建筑保护物类别	重要公共建筑物	80	50	50	25
	一类保护物	25	30	30	25
	二类保护物	16	16	16	13
	三类保护物	14	14	14	13
明火地点或散发火花地点		25	25	25	20
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		25	25	25	—
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体罐，以及单罐容积不大于 50m <sup>3</sup> 的埋地甲、乙类液体储罐		20	20	20	—
室外变配电站		30	30	30	6
铁路		50	50	50	20
道路	快速路、主干路	10	10	10	4
	次干路、支路	8	6	6	4
架空通信线		0.75H			
架空电力线（中心线）		1.5H			

注 1：GB 50156 附录 B 给出了民用建筑保护物类别等级划分，重要公共建筑包括影剧院、体育馆、学校、幼儿园、托儿所、养老院、地铁、火车站等人员密集场所。

注 2：“明火地点”和“散发火花地点”的定义以及“甲、乙、丙、丁、戊类物品”和“甲、乙、丙类液体”的划分见 GB 50016。

注 3：室外变配电站指电力系统电压为 35kV-500kV，且每台变压器容量在 10MV·A 以上的室外变配电站，以及工业企业的变压器总油量大于 5t 的室外降压变电站。其他规格的室外变配电站或者变压器应按丙类物品生产厂房确定。

注 4：H 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

注 5：道路指机动车道路，高速公路、一级和二级公路应按照城市快速路、主干路确定，三级和四级公路应按照城市次干路和支路确定。

5.1.1.3 气化器、调压工艺装置与站外建、构筑物的防火间距应符合 GB 50016 的规定。

#### 5.1.2 平面布置

5.1.2.1 气化站生产区四周应设置高度不低于 2.0m 的不燃烧实体围墙。当气化站位于封闭、不利于雾气消散区域，生产区靠近道路侧墙体为实体围墙，其他侧可采用不燃烧非实体围墙。

5.1.2.2 气化站的爆炸危险区域不应超出站区围墙。

5.1.2.3 气化站的放空总管宜设置在站内全年最小频率风向的上风侧。

5.1.2.4 气化站应设置紧急事故时人员疏散及消防车辆通行的出入口。

5.1.2.5 站区内道路设计应符合下列规定：

- a) 站内道路满足 LNG 罐车、消防车辆等车辆的行车要求，道路净宽度不小于 4m；
- b) 站内设置环形消防车道，条件不允许时可设置尽头式消防车道和面积不小于 12m×12m 的回车场地；
- c) 站内道路转弯半径按行驶车辆确定，消防车通行道路转弯不小于 9m，LNG 罐车通行道路转弯半径不小于 12m；
- d) 站内停车位采用平坡设计；
- e) 站内道路坡度不应大于 3%，且宜坡向站外；
- f) 站内场地不采用沥青路面。

5.1.2.6 LNG 储罐四周应设置防护堤。LNG 橇装储罐设备在主箱体内侧设置拦蓄池，且拦蓄池材质满足耐低温和防泄漏要求、拦蓄池有效容积不小于 LNG 储罐容量，拦蓄池侧板的高度不小于 1.2m 时，可不设置防护堤。防护堤设计应符合下列规定：

- a) 采用非燃烧实体材料；
- b) LNG 储罐之间的净距不小于相邻储罐直径之和的 1/4，且不小于 1.5m；
- c) 防护堤内的有效容积不小于防护堤内其中一个最大 LNG 储罐的容积；
- d) 防护堤比堤内地面高不小于 0.8m，比周边地面高不小于 0.4m；
- e) 防护堤内堤脚线至 LNG 储罐外壁的净距不小于 2m；
- f) 防护堤内不放置其他可燃液体储罐；
- g) 防护堤内设置排水设施，雨水排放口应有封堵措施，排水设施不直接排入市政排水管道；
- h) 防护堤能承受所容纳液体的静压及温度变化的影响，且不渗漏。

5.1.2.7 气化站的 LNG 储罐、集中放散管管口、LNG 卸车点和调压工艺装置区与站内建（构）筑物的安全间距应符合 GB 50156 的规定，并符合表 2 的要求。

表 2 LNG 储罐、集中放散管管口、LNG 卸车点和调压工艺装置区与站内建（构）筑物的安全间距

站内建（构）筑物	安全间距（m）			
	LNG 储罐	集中放散管管口	LNG 卸车点	调压工艺装置区
LNG 卸车点	2	3	—	—
明火地点或散发火花地点	25	25	25	20
变配电室、仪表间、值班室	12	8	8	12
汽车衡及其计量室	12	8	8	—
燃气热水炉间	12	12	12	12
站区围墙	4.5	4.5	4.5	4.5

注：“明火地点”和“散发火花地点”的定义见 GB 50016。

5.1.2.8 气化器之间的净距不宜小于 1.5m，空温式气化器、LNG 储罐和防护堤的间距应满足操作和维护要求。

## 5.2 工艺设施

### 5.2.1 一般规定

5.2.1.1 气化站的设计总容量和储气设备选型应根据用气规模、气源情况、气化站位置和运输距离等因素确定，储存规模宜按照 1~3 天的日平均用气量确定。

5.2.1.2 气化站 LNG 储罐区、气化装置区域或可能发生液化天然气泄漏的区域应设置低温检测报警和相关连锁装置，报警显示器应设置在控制室或值班室。

5.2.1.3 气化站内的建构筑物及 LNG 储罐、工艺设备和管道应采取防雷接地措施。

### 5.2.2 LNG 储存

5.2.2.1 LNG 储罐建造和附件材料质量应符合 TSG 21、GB/T 150（所有部分）和 GB/T 18442（所有部分）的规定。

5.2.2.2 LNG 储罐及其他低温设备、管材的设计温度不应高于 -196℃，设计压力应根据工艺需求设定，储罐设计压力应符合 GB/T 150.3 的规定，管材设计压力应符合 GB/T 20801.1 的规定。

5.2.2.3 LNG 储罐和附件材料工艺设计应符合以下要求：

- a) 宜选用真空绝热粉末罐或高真空绝热缠绕罐；
- b) 选用奥氏体不锈钢弹簧封闭全启式安全阀，且不少于 2 个，其中 1 个为备用。安全阀的设置符合 TSG 21 的规定；
- c) 安全阀与 LNG 储罐之间设全通路切断阀，切断阀在正常操作时处于常开状态；
- d) LNG 储罐进出液管设置紧急切断阀，紧急切断阀具备现场和远程操作功能，并与 LNG 储罐液位控制连锁；
- e) LNG 储罐液相管道根部阀门与 LNG 储罐的连接采用焊接方式，阀体材质与管道材质相适应；

5.2.2.4 LNG 储罐安全仪表设置应符合下列规定：

- a) LNG 储罐设置液位计和高液位报警器，高液位报警器与进液管道紧急切断阀连锁；
- b) LNG 储罐最高液位以上部位设置压力表；
- c) 真空绝热储罐，真空夹层设置抽真空及真空度检测装置；
- d) 液位计、压力表能就地显示，并将检测信号传送至控制室集中显示。

5.2.2.5 LNG 储罐宜采用增压器保持罐内压力稳定，增压器宜采用空温气化器。

5.2.3 卸车

5.2.3.1 卸车进液管道上应设置切断阀和止回阀，气相管道上应设置切断阀。

5.2.3.2 靠近卸车口液相软管前端应设拉断阀，拉断阀的设计压力、实际温度应与系统相匹配。

5.2.3.3 LNG 卸车软管应采用奥氏体不锈钢金属软管或其他满足要求的软管，其设计温度为 $-196^{\circ}\text{C}$ ，长度不应超过 6m。

5.2.3.4 卸车软管的公称压力不应小于卸车系统最大工作压力的 2 倍，其最小爆破压力不应小于系统最大工作压力的 4 倍，并每一年至少有一次耐压试验记录。

5.2.3.5 增压器宜选用空温式气化器。

5.2.4 气化

5.2.4.1 气化器应根据用户情况、气候条件选用，可选用空温气化器或者水浴气化器。并应符合下列规定：

- a) 气化装置的能力根据高峰小时用气量确定，气化装置的配置台数不少于 2 台，且有一台备用，采用空温气化器时，气化器配置台数应一用一备；
- b) 设计压力不小于系统最大工作压力的 1.2 倍；
- c) 并联气化器的进出口宜分别设置切断阀；
- d) 气化器或复热器出口温度不低于 $5^{\circ}\text{C}$ ；
- e) 空温式气化器的基础宜采用防冷冻及排水措施。

5.2.4.2 气化器的液体进口管道上应设置紧急切断阀，气化器的天然气出口管道上应设置测温装置，测温装置应与气化器进口紧急切断阀连锁。

5.2.4.3 气化器或其出口管道上必须设置全启式安全阀，安全阀泄放量应满足下列要求：

- a) 环境气化器安全阀的泄放能力在 1.1 倍的设计压力下，泄放量不小于气化器设计额定流量的 1.5 倍。
- b) 加热气化器安全阀的泄放能力在 1.1 倍的设计压力下，泄放量不小于气化器设计额定流量的 1.1 倍。

5.2.4.4 BOG 气化器宜采用空温式气化器，BOG 出口管道应设置测温装置及低温远传报警装置。

5.2.5 调压

气化站的调压器应满足用气要求，宜设置一用一备双路调压器，宜具备超压自动切断功能。

#### 5.2.6 计量

如配有出站流量计，其应带温压补偿功能，并具有数据通讯接口的流量计，流量信号直接入站控系统。

#### 5.2.7 放散

5.2.7.1 气化站内应设置集中放散管，LNG 储罐的放散、其他设备和管道的放散宜接入集中放散管。

5.2.7.2 放散管管口应高出 LNG 储罐以及管口为中心半径 12m 范围内的建（构）筑物 2m 及以上，且距地面不应小于 5m。

5.2.7.3 放散装置应设置阻火装置。放散管管口不应设置雨罩等影响放散气流垂直向上的装置，放散管底部应有排污措施。

5.2.7.4 低温天然气系统的放散应经加热器后集中放散，放散天然气的温度不应低于 $-107^{\circ}\text{C}$ 。

#### 5.2.8 管道

5.2.8.1 LNG 管道和低温气相管道的设计应符合下列规定：

a) 管道系统的设计压力不小于最大工作压力的 1.2 倍，且不小于所连接设备或容器的设计压力与静压力之和；

b) 管道的设计温度不高于 $-196^{\circ}\text{C}$ ；

c) 管道和管件材质采用耐低温不锈钢，管道符合 GB/T 38810 或者 GB/T 14976 的规定，管件符合 GB/T 12459 的规定。

5.2.8.2 LNG 管道和低温气相管道的设计宜采用架空敷设，低温管道应采用自然补偿，不应采用补偿器进行补偿。

5.2.8.3 LNG 管道外侧应设置绝热保温层。绝热材料应符合下列规定：

a) 绝热保冷材料为防潮性能良好的不燃材料或外层为不燃材料、内层为难燃材料的复合绝热保冷材料；

b) 用于奥氏体不锈钢管道上的绝热材料，其氯离子含量符合 GB/T 17393 的规定；

c) 低温管道绝热工程设计符合 GB 50264 的规定。

5.2.8.4 出站常温管道宜采用埋地敷设，设计应符合下列规定：

a) 管道符合 GB/T 8163 的相关规定；

b) 管件符合 GB/T 12459 的规定；

c) 管道防腐符合 GB/T 23257 的相关要求。

5.2.8.5 管道系统应设置利于工艺管道置换的放空管和吹扫接口，其中放空管应与放散总管连接。

#### 5.2.9 阀门及连接件

5.2.9.1 用于输送低温介质的阀门应符合 GB/T 24925 的规定，低温紧急切断阀的选用应符合 GB/T 24918 的规定。自动控制的阀门应有手动操作功能。

5.2.9.2 低温阀门应能在水平管道与垂直方向成 $30^{\circ}$ 内安装和操作。LNG 管道阀门应采用加长阀杆，连接宜采用焊接，其安装位置应能保证操作。

5.2.9.3 LNG 管道的两个切断阀之间应设置安全阀。

5.2.9.4 LNG 工艺管道系统采用法兰连接时，应采用带颈对焊法兰或带颈平焊法兰。

#### 5.2.10 仪表风系统

- 5.2.10.1 气化站内应设置仪表风系统。仪表风管路上应设压力检测装置，并应传输到控制室。
- 5.2.10.2 仪表风采用氮气作为气源时，其氮气质量应符合高纯氮气要求，并配备两组氮气瓶。仪表风采用压缩空气作为气源时，其空压机系统应有过滤、干燥、储气和自动启动等功能。
- 5.2.11 紧急切断系统
- 5.2.11.1 气化站应在出入口、控制室设置一键紧急切断系统，应能在事故状态下迅速关闭液化天然气和可燃气体来源。
- 5.2.11.2 气化站内的紧急切断阀应与相关液位、温度、压力连锁，达到控制要求，并具有手动和自动切断的功能。
- 5.2.11.3 气化站内应至少在下列位置设置启动开关：
- 在气化站现场工作人员容易接近且较为安全的位置；
  - 在控制室或值班室等有人值守的位置。
- 5.2.11.4 紧急切断系统应采用手动复位方式。

### 5.3 配套设施

#### 5.3.1 消防

- 5.3.1.1 气化站工艺设备应结合站内工艺设施配置灭火器材，其设置数量应按表 3 进行配置，还应符合 GB 50140 的规定。

表 3 干粉灭火器的配置数量

场所	配置数量
储罐区	按储罐台数，每台储罐设置 8kg 和 35kg 各 1 具
汽车罐车装卸台（柱、装卸口）	按罐车车位数，每个车位设置 8kg、2 具
工艺装置区	按区域面积，每 50m <sup>2</sup> 设置 8kg、1 具，且每个区域不少于 2 具

注：8kg 和 35kg 分别指手提式和手推式干粉型灭火器的药剂充装量。

- 5.3.1.2 辅助用房和生活用房等其他建筑的消防设施设置，应符合 GB 50016 和 GB 50974 的规定。
- 5.3.2 给排水
- 5.3.2.1 供水系统设计应符合 GB 50015 规定。
- 5.3.2.2 站区雨水排放可采用散排，当采用集中排水时，站区排水总管出站前应设置水封井。
- 5.3.2.3 站内生产区围墙内的排水系统均应采取防止液化天然气流入地下排水系统或其他以顶盖密封的沟渠中的措施。其中，卸车区、气化区排水沟接入地下排水系统前应设置水封井。
- 5.3.3 供电及防雷
- 5.3.3.1 气化站的供电系统和消防用电设备的电源，应符合 GB 50052 的规定，站内涉及生产安全的设备用电及消防用电的负荷等级均为二级负荷。当供应可中断用户时，其他负荷可为三级负荷，当供应不可中断用户时，其他负荷应为二级负荷。
- 5.3.3.2 气化站内根据 GB 50156 附录 C 中规定的位于爆炸危险区域内的场所属于气化站的爆炸危险场所。
- 5.3.3.3 气化站内爆炸危险场所的电力装置设计应符合 GB 50058 的有关规定。
- 5.3.3.4 气化站防雷设计应符合 GB 50057 和 GB 50650 的规定。

5.3.3.5 气化站的金属容器、泵、气化设备、调压计量装置、金属支架及金属管道等应进行静电接地。静电接地设计应符合 SH 3097 的规定。

5.3.3.6 在生产区和卸车点的入口处应设置消除人体静电装置。

5.3.3.7 卸车作业区应设置静电接地装置，罐车卸车作业区与接地装置应可靠连接，并应设置能检测跨接线及监测接地装置状态的静电接地仪。

#### 5.3.4 仪表自控

5.3.4.1 气化站应设置场站控制系统和可燃气体报警系统，场站控制系统应具备工艺数据采集、数据记录、信息处理、远程控制、报警等功能。

5.3.4.2 控制室内应设置紧急停车装置，具备事故状态下紧急切断功能。

5.3.4.3 控制系统应配备不间断电源装置，不间断电源装置工作时间不应小于 60 分钟。

5.3.4.4 气化站所有出入口站区宜设置高清摄像头，历史记录保留不宜少于 30 天。

5.3.4.5 气化站四周围墙上方宜设置红外线周界报警器或电子围栏。

5.3.4.6 气化站工艺装置和储运设施内应设置可燃气体检测报警系统，并应符合下列规定：

- a) 可燃气体探测器和报警控制器的选用和安装符合 GB/T 50493 的规定；
- b) 可燃气体检测报警系统具备监测可燃气体浓度，并能产生报警和联动控制的功能；
- c) 可燃气体检测器一级报警设定值不大于可燃气体爆炸下限的 25% ；
- d) 可燃气体报警控制器安装在有人值守的控制室或值班室；
- e) 能在现场和控制室或值班室进行声光报警。

5.3.4.7 气化站的检测和控制应符合下列规定：

- a) LNG 储罐设置液位检测和高、低位报警，并设置高位连锁装置；
- b) LNG 储罐设置压力检测装置，并具有压力高限报警功能；
- c) 储罐区设置低温检测器，并具有低温报警功能；
- d) 调压装置前后设置具有就地和远传功能的压力检测仪表，并具有超压切断低压报警功能；
- e) 气化装置后段天然气管道设置具有就地和远传功能的温度检测仪表，并具有低温报警、切断功能。

5.3.4.8 仪表控制室应设置防静电地板。

#### 5.3.5 建（构）筑物

5.3.5.1 具有爆炸危险的建（构）筑物主要是指生产或者储存 GB 50016 中定义的甲、乙类物品的厂房或仓库。

5.3.5.2 具有爆炸危险的建（构）筑物的防火、防爆设计应符合下列规定：

- a) 建（构）筑物耐火等级不低于二级；
- b) 门、窗向外开；
- c) 封闭式建筑采取泄压措施，其设计符合 GB 50016 的规定；

5.3.5.3 值班室宜设置在站内。

5.3.5.4 卸车区地面面层应采用撞击时不产生火花材料，其技术要求应符合 GB 50209 的规定。

5.3.5.5 具有爆炸危险的建筑，其承重结构宜采用钢筋混凝土或钢框架、排架结构。钢框架和钢排架应采用防火保护层。

5.3.5.6 气化站内的建（构）筑物抗震设计应符合 GB 50011、GB 50223、GB 50191 的规定。

## 6 施工及质量控制

### 6.1 一般规定

- 6.1.1 压力容器安装前，压力容器安装单位应按 TSG 21 的规定向使用地的特种设备安全监管部门书面告知。
- 6.1.2 管道施工前，安装单位应当按照 TSG D0001 的规定，向管道安装工程所在地负责管道使用登记的质量技术监督部门书面告知，并且按照规定接受监督检验。
- 6.1.3 气化站工程施工前，安装单位应依照设计文件，编制详尽且科学合理的安装工艺文件，如施工组织设计、施工方案等，经使用单位批准后方可进行气化站的施工工作。
- 6.1.4 气化站工程施工应符合工程设计文件及工艺设备、管道和电气仪表安装施工要求。
- 6.1.5 敷设有地下管道、线缆的地段进行土石方作业时，应采取安全施工措施。
- 6.1.6 施工中的安全技术和劳动保护应符合 GB/T 50484 的规定。

### 6.2 材料

- 6.2.1 气化站工程所用材料，包括压力管道、管件、阀门、法兰及紧固件、安全附件、耐压软管、仪表、电缆、挠性接头等。
- 6.2.2 材料应符合设计文件的要求。
- 6.2.3 材料应有质量证明文件或合格证书，其内容应当齐全、清晰。
- 6.2.4 由施工单位组织建设单位等有关人员对进场材料的质量、规格、数量等进行检验并清点记录和签字。

### 6.3 设备

- 6.3.1 气化站工程所用的设备，包含 LNG 储罐、卸车装置、气化与调压计量装置等宜在制造厂整体制造完成。
- 6.3.2 设备应符合设计文件、相关设备标准与规范要求，LNG 储罐应有压力容器监检证书。
- 6.3.3 由施工单位组织建设单位等有关人员对进场设备的质量、规格、数量等进行检验并清点记录和签字。

### 6.4 土建施工

- 6.4.1 工程测量应按 GB 50026 的有关规定执行。施工过程中应对平面控制桩、水准点等测量成果进行检查和复测，并对水准点和标桩采取保护措施。
- 6.4.2 进行场地平整和土方开挖回填作业时，应采取防止地表水或地下水流入作业区。排水出口应设置在远离建筑物的低洼地点，并保证排水畅通。临时排水设施应在地下工程土方回填完毕后方可拆除。
- 6.4.3 土方工程应按 GB 50202 的规定进行验收。控制室、防护堤、LNG 储罐基础设施应符合设计文件的要求。
- 6.4.4 混凝土设备基础模板、钢筋和混凝土工程的施工应符合 SH/T 3510 的规定。
- 6.4.5 站区建筑物的采暖和给排水施工的验收应符合 GB 50242 的规定。
- 6.4.6 土建施工完成后，建设单位应组织工程施工质量验收，工程质量的验收应在施工单位自行检查评定合格的基础上进行，并符合以下规定：

- a) 有关分项工程施工质量验收合格；

- b) 质量控制资料完整;
- c) 外形尺寸验收合格;
- d) 外观质量验收合格;
- e) 结构实体检验合格。

## 6.5 设备安装

6.5.1 土建施工完成验收后，才能进行设备安装。

6.5.2 设备安装应符合 GB 50461 的规定。

6.5.3 设备安装找正后的允许偏差应符合表 4 的规定。

表 4 设备安装允许偏差

检查项目		偏差值 (mm)
中心线位置		5
标高		±5
储罐水平度	轴向	L/1000
	径向	2D/1000
放散塔垂直度		H/1000
放散塔方位 (沿底座环圆周测量)		10

注：D—静设备外径；L—卧式储罐长度；H—放散塔高度。

## 6.6 管道安装

6.6.1 气化站管道工程的施工与验收应符合 GB 50235、GB 50236 和设计文件的规定。

6.6.2 可燃介质管道的焊接接头应按照设计文件要求进行无损探伤检测。缺陷等级评定应符合 NB/T 47013.1~NB/T 47013.15 的规定。

## 6.7 压力试验、吹扫、防腐工程

6.7.1 管道系统安装完毕后，应进行压力试验，试验应符合 GB/T 20801.5 的规定，压力试验宜采用气压试验。

6.7.2 管道系统采用气压试验时，应有经施工单位技术总负责人批准的安全措施。

6.7.3 压力试验过程中有泄漏时，不得带压处理，缺陷消除后应重新试压。

6.7.4 可燃介质管道系统试压前及试压合格后，所有管道应用氮气或洁净的压缩空气或其他惰性气体进行吹扫，并应符合下列规定：

- a) 对已焊在管道上的阀门和仪表应采取保护措施；
- b) 吹扫压力不超过设备和管道系统的设计压力，空气流速不小于 20m/s。

6.7.5 可燃介质管道系统采用氮气或干洁空气吹扫时，应通过在排出口设白色油漆靶的方法检查，以 5min 内靶上无铁锈及其他杂物颗粒为合格。

6.7.6 管道系统气压试验、吹扫合格后进行气密性试验，气密性试验应符合 GB/T 20801.5 的规定。

6.7.7 非可燃介质管道的无损检测、气压试验、泄漏试验按照工程设计文件进行。

6.7.8 设备和管道的防腐蚀要求应符合设计文件的规定。

## 6.8 干燥、预冷、保冷工程

6.8.1 低温管道气压试验及气密性试验合格后，应进行调试前的干燥及预冷工作。

6.8.2 LNG 储罐运抵现场时，应符合 GB/T 18442.4 的规定保持封存状态。其内容器及管路应采用干燥的氮气进行加压密封，密封压力通常维持在 0.03MPa~0.05MPa。在气化站系统进行吹扫置换及干燥作业前，储罐内应始终维持微正压状态，有效防止外界空气等杂质侵入，避免对储罐内部造成污染或影响后续操作。

6.8.3 干燥作业应采用瓶装高纯氮气，或液氮气化加热后的氮气，用于干燥的氮气温度不得低于 0℃，以防因低温致使管道内产生冷凝水等不良状况。

6.8.4 LNG、BOG 管道及 LNG 储罐应使用常温氮气进行干燥，用露点仪检测露点温度。LNG 储罐出厂前的露点检测温度应低于-40℃，工艺管道系统的露点温度应低于-20℃。

6.8.5 气化站投运前的预冷调试应在干燥合格后进行。预冷方式宜采用液氮预冷，且可依据实际情况选择分段预冷或整体预冷方式。

6.8.6 低温管道、LNG 储罐在进液预冷作业前，应先用 LNG 罐车气相空间内的低温氮气对低温管道系统开展试预冷，旨在检验低温管阀的密封性。当管道出现明显且均匀的结霜现象时，判定为试预冷合格。

6.8.7 试预冷结束后，需通入液氮进一步进行深度预冷。对于 LNG 储罐的液氮预冷，应从上进液管进液，借助罐内喷淋装置进行喷洒预冷。在预冷过程中，LNG 储罐排放的换热气体通过气化器加热后集中放散。

6.8.8 液氮预冷过程中，应严格控制 LNG 储罐的压力，防止超压情况发生。通过调节进液量，将 LNG 储罐预冷速度控制在 20℃/h 以内，避免因预冷速度过快对 LNG 储罐造成损伤。

6.8.9 当 LNG 储罐开始积液 5% 左右，应静置 LNG 储罐至少 1 小时，全面检查后无误后再继续进液预冷。初次预冷时，LNG 储罐液氮进液量不低于 10%，进液完成后需静置 48 小时。在整个预冷过程中，应密切检查 LNG 储罐压力及 LNG 储罐本体、连接管道、阀门的情况。

6.8.10 LNG 储罐预冷结束后，需对整个系统进行试车、调试工作，以确保系统能正常投入使用。

6.8.11 预冷调试合格后应对低温管线进行绝热保冷。低温管线的绝热保冷设计应符合 GB 50264 的规定，施工和验收应符合 GB 50126 的规定。

## 6.9 质量控制

6.9.1 气化站建设应进行质量控制，质量控制要求见附录 A。

6.9.2 施工前，安装单位应参与审查设计图纸及有关施工安装的技术要求和质量标准。

6.9.3 设备安装完毕后，安装单位应当向使用单位提供安装图样和施工质量证明文件等技术资料，并且由设备使用单位在设备使用寿命期内保存。

6.9.4 管道安装完工后，应取得监督检验证书和报告，作为管道安装工程竣工验收和办理使用登记的依据。

6.9.5 工程项目竣工后，使用单位的项目部应及时组织相关部门进行内部竣工验收，经竣工验收合格后方可正式交付使用。验收不合格的气化站不应投入运行。

6.9.6 施工安装单位应提供完工资料，应包括：

- a) 设备安装资料；
- b) 管道安装资料；
- c) 管道安装监督检验证书；
- d) 施工安装工程质量事故处理记录；

e) 竣工图和工程竣工验收报告。

## 7 运行维护

### 7.1 一般规定

7.1.1 气化站运行单位应制定相应管理制度和操作规程。

7.1.2 气化站应按照日常、月度、季度、年度等做好设备设施的周期巡检和维保工作，并按照规定开展定期检测。

7.1.3 气化站应建立安全技术档案管理制度和应急处理机制。

### 7.2 设备设施运维

7.2.1 LNG 储罐运维应包括如下内容：

- a) 正常工作状态下定期检测就地和远传的 LNG 储罐压力、液位是否正常显示；
- b) 罐体外观有无变形、腐蚀、结霜和结露等异常情况，与相连所有液相、气相管路与外壳的接触点是否存在结冰异常情况，定期测定内外夹层间的真空度；
- c) 定期对 LNG 储罐排液阀、顶部及底部充装阀、气相阀、放散阀查漏，并检查阀杆上的压盖，视情况适当紧固；
- d) 定期查阅 LNG 储罐检测时间，并检查安全阀、压力表等安全附件到期时间，及时检测和校验更换；
- e) 如发现压力过高、设备通体外结霜等情况，立即采取相应措施维护。

7.2.2 卸车及 LNG 储罐增压系统运维应包括如下内容：

- a) LNG 罐车在卸液作业时停靠在固定车位，并采取防止 LNG 罐车移动的固定措施；
- b) 卸车装置启用运行时，检查设备和卸车软管密封性，防止 LNG 泄漏；
- c) 卸车过程中密切观察 LNG 储罐压力和液位，如出现异常情况，第一时间就地启动紧急切断装置远程关闭 LNG 储罐进液控制阀，同时关闭 LNG 罐车排液控制阀；
- d) 卸车结束前，检查卸车增压器和罐车压力情况，通过放空阀排尽卸车软管内残液并经置换无压后，方可拆卸软管，确认卸车系统各阀门处于关闭状态，卸车结束；
- e) LNG 储罐增压系统运行时观察储罐升压速率，若升压速率过快，关小自增压气化器液相进口阀；
- f) 增压器连接运行时间较长或进液量过大，立即关小供液阀以防止过液，并及时清除管外结霜。

7.2.3 调压计量装置运维应包括如下内容：

- a) 调压计量装置工作时，检查各阀门是否按规定的工艺流程要求开闭，确保阀门状态正确，保证气体按照设计的路径流动，观察出口压力是否正常稳定，出口压力符合设定的工作压力范围；
- b) 所有管路有无振动，调压装置有无异常声音；
- c) 注意压力和流量变化，有无故障发生，定期给过滤器排污，做好运行记录；
- d) 若有任何一路调压器的超压切断阀关闭，人工进行复位操作；
- e) 调压器出口压力设定值检查，若调压器出口工作压力与设定值不符，缓慢旋动调节螺栓调整调节弹簧至设定值。

7.2.4 气化系统运维应包括如下内容：

- a) 定期检查气化器的密封性，尤其是进低温液体导入管与翅片和低温液体汇流管焊接处的焊缝，查看有无渗漏现象；
- b) 定期检查防雷引下线的有效连接，确保引下线与接地装置连接牢固，无松动、腐蚀等问题；
- c) 定期检测接地电阻，保证接地电阻值符合防要求；
- d) 气化器为一用一备，应按照规定的时间间隔（4~6 小时）进行切换使用，当气化器出口温度低于设定值，开启后端水浴式复热器；

e) 水浴式复热器正常工作时, 定期巡检筒内水温和水位变化, 若液位低于水位下限时, 及时补充水。

#### 7.2.5 放散系统运维应包括如下内容:

- a) 定期检查设备和管路上安全阀的起跳情况、放散总管上阻火器的工作状况;
- b) 放散时集中检查放散管焊缝和法兰连接处是否有漏点。

#### 7.2.6 阀门、连接件及管道运维应包括如下内容:

- a) 定期检查所有管路系统的安全性, 形成记录;
- b) 检查仪器仪表是否符合工艺要求, 所有接地连接是否完好;
- c) 采用合适的泄漏检测方法, 定期对阀门、连接件及管道的连接部位进行泄漏检测;
- d) 定期对设备和管路上的碳钢紧固件进行防锈处理;
- e) 出现泄漏、锈蚀等情况, 立即采取相应措施维护。

#### 7.2.7 仪表风系统和紧急切断系统运维应包括如下内容:

- a) 检查现场仪表风系统压力和控制室远传压力是否一致, 排除气源管泄漏情况;
- b) 空气压缩机和配套过滤器定期排污, 保证气源干燥畅通, 每周不少于两次排污, 若高原地区每天不少于一次排污;
- c) 定期巡检空压机, 检查电机是否过载、电机温控装置是否正常运行;
- d) 吸干机须定期装填及更换吸附剂;
- e) 定期进行紧急切断系统的测试, 检查系统的响应速度和可靠性。

#### 7.2.8 可燃气体报警连锁装置运维应包括如下内容:

- a) 定期检查可燃气体检测器灵敏度和报警功能、紧急控制系统的连锁是否正常;
- b) 可燃气体检测器的传感器根据使用寿命及时更换;
- c) 可燃气体报警器的管理应由专人负责, 定期检查报警记录是否正常;
- d) 已投入使用的可燃气体检测器应进行每年不少于一次的定期标定;
- e) 定期进行功能测试, 检查指示系统运行状况, 若出现检测仪不灵敏、连接处破损等情况, 立即采取相应措施维护。

#### 7.2.9 气化站及其设备设施的运维检查项和内容要求见附录 B, 记录表见附表 B。

### 7.3 运营安全

7.3.1 气化站应纳入沥青拌合楼安全生产管理, 建立并落实相应安全管理制度规程, 记录各类安全管理制度台账。

7.3.2 进入气化站内应穿戴防静电服, 严禁携带火种、非防爆型无线通信设备, 未经批准不应在站内从事可能产生火花性质的操作。

7.3.3 气化站应根据站内实际运行的要求来编制完善岗位操作规程, 操作人员应严格按照操作规程的要求进行操作。

7.3.4 气化站应建立和完善安全教育制度, 定期组织员工安全生产培训。

7.3.5 气化站应建立应急救援组织或者明确应急救援人员, 配置作业现场应急物资、应急救援人员个体防护装备等, 并做好维护保养, 及时更新, 确保完好有效。

7.3.6 气化站应为员工配备的劳动保护用品应符合 GB 39800.2 的规定。

7.3.7 气化站运行时应专人值守, 工艺巡查每 2 小时不少于 1 次, 气化站使用单位应有专业安全管理人员不定期地专业检查。

7.3.8 气化站宜每月进行安全检查, 并记录检查结果和整改情况。

## 8 拆除

### 8.1 一般规定

8.1.1 气化站拆除前，应在当地特种设备使用登记部门办理注销手续。

8.1.2 气化站拆除前，应制定拆除实施方案。

8.1.3 气化站拆除前，应由气化站、拆除工程负责人对拆除作业人员进行培训，明确拆除内容、步骤、方法、质量标准、人员分工、注意事项、分系统或设备的可燃气体分析结果、其他可能存在的危险因素及应采取的安全措施等。

8.1.4 拆除作业期间，应有专人应急值守，并建立与各相关部门应急联络通信。

8.1.5 应加强拆除作业现场的安全管理，建立相关台账并详细记录。

### 8.2 排空抽净

8.2.1 施工企业应开展设备、设施及环境的监测工作，通知周围施工方不应动火作业，设置警戒线及标志，必要时人员撤离现场。

8.2.2 应对设备管线内的天然气进行排空、抽净，排空抽净后，设备或管线内部残留天然气浓度应满足 GB 30871 中动火作业检测要求。

8.2.3 未经排空抽净的装置，应按照定置管理进行消防器材配置，可燃气体报警器等消防安全设施不应停止运行。

### 8.3 清理置换

8.3.1 作业人员应具备特种设备作业人员证，管理人员应有特种设备安全管理人员证。

8.3.2 应先用氮气进行吹扫置换，拆除前对拆除设备、管道内气体进行可燃气体浓度检测，出现超标数据，应重新进行吹扫、置换，直至合格；并每隔 30min 检测一次，当燃气管道、设备内天然气浓度分别低于 5%时，方可拆除电气、仪表、监控设备、站外和站内管道及设备。

8.3.3 用氮气置换过的设备和管道，如需人工作业，应采用自然或强制通风的方式将氮气置换。

8.3.4 在装置清理置换过程中应完成各种物料的回收工作。

### 8.4 设备、管线拆卸

8.4.1 落实各项安全措施后方可作业。燃气管道、设备在吹扫、置换、检测合格1小时后，可动火作业。

8.4.2 拆除各管道与设备法兰连接螺栓。

8.4.3 对于高空拆卸的设备及管线严禁下抛，要用吊索吊下。

8.4.4 管线拆除前要做到下部有支护、上部吊牢，经确认扣牢方能割断。

8.4.5 拆除调压撬、LNG储罐，气化器，增压器等设备地脚连接螺栓。

附录 A  
(规范性)  
质量控制细节

质量控制要求见表A.1。

表 A.1 质量控制要求

序号	节点	要求
1	设计阶段	施工图设计单位应具备相关设计资质。
2	材料选择	LNG 管道、BOG 管道、EAG 管道、NG 管道及仪表风管道的管道材质为 06Cr19Ni10 不锈钢，其技术性能应符合《流体输送用不锈钢无缝钢管》GB/T 14976 的规定。调压计量撬后管道材质为 20#钢，其技术性能均应符合《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 的规定。 管件采用无缝管件，其技术性能应符合《钢制对焊无缝管件》GB/T 12459 的规定。
3	材料检验	设备和材料应有产品质量合格证及有关产品的文件。 压力容器产品应符合《压力容器安全技术监察规程》TSG 21 的规定。 管道组成件必须具有质量证明文件并应有批号，质量证明文件的性能数据应符合国家现行标准和设计文件规定。 检查方法：核查质量证明文件。
4	工程施工要求	施工单位应具有设备、管道安装工程的相应资质。压力容器及压力管道安装单位应取得特种设备许可证。 焊接压力管道的焊工，应按《特种设备焊接操作人员考核细则》TSG Z6002 进行考试，取得焊工合格证。 无损检测人员应按《特种设备无损检测人员考核规则》TSG Z8001 进行考核，并取得相应资格
5	土建工程交接	与设备和管道安装相关的土建工程已检验合格，满足安装要求，并已办理交接手续。 安装前应对设备基础位置和几何尺寸进行复检，划定共同的基准线，其平面允许偏差为±10mm，标高偏差应为±20mm。
6	设备安装	静设备的安装应符合《石油化工静设备安装工程施工质量验收规范》GB 50461 的有关规定，所用的设备应在制造厂整体制造并出厂检验。 安装完成后，设备上的各管口已按设计文件要求与设备外管道全部连接完毕。
7	管道安装	管道加工、焊接、安装应符合现行国家标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 的有关规定。 埋地钢管的防腐层应在安装前施工，在安装时应防止损坏，焊缝部位未经压力试验合格不得进行防腐作业。 管道焊缝表面质量检验方法采用《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 相关规定。 可燃介质管道焊接接头无损检测方法应执行设计文件规定，缺陷等级评定应执行《承压设备无损检测》NB/T 47013.1~15 的规定。 管道工程的施工与验收应符合《工业金属管道工程施工规范》GB 50235、《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》GB 50236 的要求。
8	系统的压力试验、气密性试验	设备的压力试验要求：1) 设备已在制造厂进行过压力试验并有相应的记录条文，现场可不再进行强度试验；2) 设备压力试验及气密性试验应严格按照设备制造图纸规定的技术条件进行。 系统的压力试验、气密性试验应当符合现行国家标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 的规定。
9	管道吹扫干燥	管道吹扫应符合国家现行规范《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540。 LNG、BOG 管道系统在进料前应进行干燥处理，干燥处理后管道系统内气体的露点低于-20℃。
10	管道防腐	地下碳钢管道及管件的防腐采用复合聚乙烯胶粘带加强级防腐，施工及验收执行国家标准《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》SY/T 0414。

		地上管道防腐采用二道醇酸防锈底漆，二道醇酸磁漆，涂漆前应清除被涂表面的铁锈、毛刺等污物，其质量应达到《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定 第1部分：未涂覆过的钢材表面和全面清除原有涂层后的钢材表面的除锈等级和处理等级》GB/T 8923.1 的规定。不锈钢管道不做防腐处理。
11	竣工资料办理	工程竣工后，安装单位及无损检测单位应当将工程项目中的管道安装及其检测资料单独组卷，向管道使用单位提交安装质量证明文件，并且由管道使用单位在管道使用寿命期内保存。
12	手续办理	特种设备（压力管道及压力容器）安装前，安装单位应当向使用地的特种设备安全监管部门书面告知。
		压力管道安装完成后，应取得《监督检验证书》。 特种设备（压力管道及压力容器）安装完成后，使用单位应当向所在地的负责特种设备使用登记的部门申请办理《特种设备使用登记证》。

**附录 B**  
**(资料性)**  
**运维检查记录**

制度检查记录见表B.1，手续、证件检查记录见表B.2，LNG储罐运维检查记录见表B.3，卸车及储罐增压系统运维检查记录见表B.4，调压计量装置运维检查记录见表B.5，气化系统运维检查记录见表B.6，放散系统运维检查记录见表B.7，阀门、连接件及管道运维检查记录见表B.8，仪表风系统和紧急切断系统运维检查记录见表B.9，可燃气体报警连锁装置运维检查记录见表B.10。

**表 B.1 制度检查记录**

序号	检查项目	检查内容	有/无	展示/存放地点	备注
1	安全责任书	安全生产责任书			
2	操作规程	LNG 储罐操作规格			
3		卸车操作规格			
4	规章制度	安全生产制度			
5		安全巡查制度			
6		设备设施管理制度			
7		交接班登记表			
8		外来人员登记表			
9		基础资料管理登记表			
10		消防管理制度			
11	场站巡查	巡检记录表			
12	设备维护保养	设备维护保养记录表			
13	应急管理	气化站应急预案			
14	运营管理	LNG 质量报告及卸车记录			
15		气化站安全培训制度与培训记录			
16		操作人员着装管理			

**表 B.2 手续、证件检查记录**

序号	检查项目	检查内容	证件号	有效期	备注
1	安全报告	安全相关报告			
2	项目安全管理	特种设备管理员证			
3		危化品安全管理证			
4		危化品经营许可证			
5	项目操作人员	特种设备作业人员资格证			
6		危化品操作人员证			

7	LNG 储罐	特种设备使用登记证（固定压力容器）及监检证书		
8	各类设备	产品合格证		
9	压力管道	特种设备使用登记证（压力管道）及监检证书		
10	安全附件	压力表、安全阀检定证书及有效期		

表 B.3 LNG 储罐运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	定期检测就地和远传的 LNG 储罐压力、液位显示状况			
2	罐体外观有无变形、腐蚀、结霜和结露等异常情况			
3	定期对 LNG 储罐排液阀、顶部及底部充装阀、气相阀、放散阀查漏			
4	定期查阅 LNG 储罐安全阀、压力表检测时间			安全阀每年送检一次，压力表半年送检一次
5	定期检测 LNG 储罐内外夹层间的真空度			
6	保存所有检查、真空读数和维修情况记录			
7	LNG 储罐周围不得存放任何物质阻碍人员通行及操作			

注：维修人员必须具备相应资格。如需在现场维修仪表或控制阀，必须由具备资格的专业人士来操作。

表 B.4 卸车及 LNG 储罐增压系统运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	卸车装置启用时，检查设备和卸车软管密封性，卸车增压器出口压力			
2	卸车过程中应观察 LNG 储罐压力和液位，如出现异常情况，采取系统紧急切断或 LNG 罐车紧急切断			
3	卸车结束前，检查卸车增压器和 LNG 罐车压力情况，确认卸车系统各阀门处于关闭状态			
4	增压系统运行时观察 LNG 储罐升压速率，如升压速率过快，关小自增压气化器液相进口阀			
5	增压器连接运行时间较长或进液量过大，应立即关小供液阀以防过液，并及时清除管外结霜			升压速率过快，关小增压器进口阀门
6	定期查阅安全阀、压力表送检时间，及时检测和校验			安全阀每年送检一次，压力表半年送检一次
7	LNG 罐车停车标识、车辆防溜车挡块、LNG 罐车接地静电夹			

表 B.5 调压计量装置运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	调压计量装置工作时，检查各阀门是否按规定的工艺流程要求开闭，观察出口压力是否正常稳定，装置上各仪表是否运行正常，指示在规定范围内			
2	所有管路有无振动，调压装置无异常声音			
3	注意压力和流量变化，有无故障发生			
4	调压器出口压力设定值检查			
5	定期查阅安全阀、压力表送检时间，及时检测和校验			安全阀每年送检一次，压力表半年送检一次

表 B.6 气化系统运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	检查气化器的密封性，特别检查进低温液体导入管与翅片和低温液体汇流管焊接处的焊缝有无渗漏			产品在低温工作状态下，严禁带压拧紧或松开紧固件
2	定期检查防雷引下线的有效连接，并检测接地			高寒地区必须设置防雷装置
3	气化器为一用一备，4~6 小时必须切换使用。若出口温度低于设定值，开启后端水浴式复热器			若高原地区使用时，气化器结霜面积过大，应及时采取除霜措施
4	水浴式复热器正常工作时，定期巡检筒内水温和水位变化，当液位低于水位下限时，应及时补充水			筒体内水由于电加热而会慢慢蒸发减少，如不及时补充水，会导致电热管“干烧”而出现断水事故

表 B.7 放散系统运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	定期检查设备和管路上安全阀的起跳情况、放散总管上阻火器的工作状况			若安全阀出现泄漏，或是在达到设计压力时不能开启，要立即更换
2	放散时集中检查放散管焊缝和法兰连接处是否有漏点			若出现泄漏，严禁低温工况下带压紧固操作

表 B.8 阀门、连接件及管道运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	定期检查所有系统管路的安全性，形成记录			
2	检查仪器仪表是否符合工艺要求，所有接地连			

	接是否完好			
3	定期巡检工艺管道系统上的阀门、连接法兰、管道焊缝等处是否有漏点			
4	定期对设备和管路上的碳钢紧固件进行防锈处理			
5	气站内低温区域内的设备、管道、仪表、阀门及其配件在低温工况条件下操作性能要好，并且具有良好的机械强度、密封性和抗腐蚀性			
6	定期查阅安全阀、压力表送检时间，及时检测和校验			安全阀每年送检一次，压力表半年送检一次

表 B.9 仪表风系统和紧急切断系统运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	检查现场仪表风压力和控制室远传压力是否一致，排除气源管泄漏情况			
2	空气压缩机和配套过滤器定期排污			每周不少于两次排污，高原地区每天不少于一次排污
3	定期巡检空压机，检查电机是否过载、电机温控装置是否正常运行			维护或检修工作之前，应切断电源并把储气罐内气压放尽
4	吸干机需定期装填及更换吸附剂			吸附剂寿命一般为1年左右，在设备运行一定时间后，若发现露点温度过高，则须进行吸附剂的更换。
5	定期检查紧急切断装置的线路及启闭情况			责任人应接受过专门培训，负责日常检查和维护

表 B.10 可燃气体报警连锁装置运维检查记录

序号	检查内容	检查评价		备注
		检查结果	存在问题处理结果	
1	定期检查可燃气体检测器灵敏程度和报警功能，观察与紧急控制系统的连锁是否正常			
2	可燃气体检测器的传感器根据使用寿命及时更换			
3	可燃气体检测报警器的管理应由专人负责，定期检查报警记录是否正常			
4	已投入使用的可燃气体检测报警器应进行每年不少于一次的定期标定			
5	每周按动控制室内报警器自检试验系统按钮一次，检查指示系统运行状况			
6	每月进行一次报警装置外观检查，做好检查记录			包括连接部位、可动部件、显示部件控制旋钮、故障灯、防爆密封件及紧固件

参考文献

- [1] TSG 08-2017 特种设备使用管理规则
  - [2] TSG Z6002 特种设备焊接操作人员考核细则
  - [3] TSG Z8001 特种设备无损检测人员考核规则
  - [4] 中华人民共和国国务院令《特种设备安全监察条例》
  - [5] 中华人民共和国国务院令《危险化学品安全管理条例》
-