ICS 93.140

JTS

P67

中华人民共和国行业标准 **JTS/T196-11-2021**

**内河液化天然气加气站码头设计规范**

**（试行）**

Code for Design of River LNG Bunkering Wharf

（Tentative）

**（局部修订）**

**（征求意见稿）**

2021- - 发布 2021- - 施行

中华人民共和国交通运输部发布

中华人民共和国行业标准

内河液化天然气加气站码头设计规范

（试行）

**JTS/T196-11-2021**

主编单位：中交第四航务工程勘察设计院有限公司

批准部门：中华人民共和国交通运输部

施行日期：2021年　月　日

**人民交通出版社股份有限公司**

2021·北京

局 部 修 订 说 明

本局部修订是根据“交通运输部办公厅关于下达2019年度水运工程标准编制计划的通知”（交办水函〔2019〕778号）要求，由交通运输部水运局组织中交第四航务工程勘察设计院有限公司等单位在《内河液化天然气加注码头设计规范（试行）》（JTS196-11-2016）的基础上，通过深入调查研究和总结工程经验，经广泛征求意见编制而成。

液化天然气作为一种清洁能源，相比柴油等传统燃料能有效减排二氧化碳、硫氧化物和氮氧化物。近年来液化天然气在我国工业和民用领域应用越来越广泛，水运行业开展了以液化天然气为船用燃料的试点、示范工作。以液化天然气为船用燃料，需要专门的液化天然气加气站码头与配套设施。为规范内河液化天然气加气站码头设计，交通运输部水运局组织中交第四航务工程勘察设计院有限公司等单位制定了《内河液化天然气加注码头设计规范（试行）》（JTS196-11-2016）。由于我国液化天然气加气站码头的建设起步较晚，当时尚无建成的岸基加气站码头，趸船加气站码头运营经验也很少，因此该规范作为试行标准于2016年发布。

《内河液化天然气加注码头设计规范（试行）》（JTS196-11-2016）自2016年11月施行以来，对促进我国液化天然气加气站码头的建设技术发展，保证工程设计质量发挥了重要作用。随着近几年我国液化天然气应用的不断发展，规范的部分内容已不能适应我国液化天然气加气站码头的建设需要，为进一步提高规范的适用性，结合液化天然气加气站码头建设经验，对《内河液化天然气加注码头设计规范（试行）》（JTS196-11-2016）进行了局部修订。

本规范共分7章和1个附录，并附条文说明。主要包括码头选址、总体布置、工艺和码头安全设施等技术内容。本次局部修订的主要内容有：

1. 对照《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312-2018），对内河液化天然气加气站码头的相关术语、液化天然气加气站码头兼顾燃油加注的要求、码头选址、码头加注设备与加气站储罐的防火间距、加注工艺以及安全设施和部分文字表述进行了复核、统一和调整。
2. 增加了岸基加气站码头采用水上补给的方式，并补充了相应的设计要求。
3. 完善了内河液化天然气加气站码头选址要求。
4. 完善了内河液化天然气加气站码头与相邻其他货种码头的防火间距取值要求。
5. 补充了液化天然气加气站码头上受注船舶与航道边线或限制性航道底边线的净距要求。
6. 增加了当受注船受注口与码头面高差较大时需要配置设施的相关要求。
7. 增加了内河液化天然气加气站码头在夜间进行作业时的照度等规定。

本规范2016版的主编单位为中交第四航务工程勘察设计院有限公司，参编单位为中交水运规划设计院有限公司、中交第一航务工程勘察设计院有限公司、中交第二航务工程勘察设计院有限公司、中交第三航务工程勘察设计院有限公司、陕西省燃气设计院、中国船级社武汉规范研究所、长江海事局。

本次局部修订的主编单位为中交第四航务工程勘察设计院有限公司，参编单位为陕西省燃气设计院有限公司、中国船级社武汉规范研究所、交通运输部水运科学研究院。本次规范修订编写人员分工如下：

1. 总则：卢永昌 谢华东 麦宇雄
2. 术语：卢永昌 谢华东 麦宇雄
3. 基本规定：卢永昌 谢华东 麦宇雄 郭宗华 张 勇 吴顺平 石国政 金全洲 纪永波
4. 码头选址：卢永昌　谢华东 麦宇雄 覃 杰 纪永波 李 坤

王利朋

1. 总体布置：卢永昌 谢华东 麦宇雄 张 勇 纪永波 韩国军 孙红彦 麦浩荣 王红尧 郭宗华 张 凯 关鹏程 谷文强
2. 工艺：孙红彦 麦浩荣 李恬 郭宗华 张凯 关鹏程 石国政

7 码头安全设施：贾　镇　黄炎潮　林宏杰　郭宗华

本局部修订于2020年9月8日通过部审，于2021年 月 日发布，自2021年 月 日起施行。

本局部修订由交通运输部水运局负责管理和解释。各有关单位在执行过程中发现的问题和意见，请及时函告交通运输部水运局（地址：北京市建国门内大街11号，交通运输部水运局技术管理处，邮政编码：100736）和本规范管理组（地址：广东省广州市前进路161号，中交第四航务工程勘察设计院有限公司，邮政编码：510230），以便再修订时参考。

目　　次

1 总则 ………………………………………………….…… ……（1）

2 术语 ………………………………………………….……… …（2）

3 基本规定 …………………………………………...……… ……（4）

4 码头选址 …………………………………………...……… ……（5）

5 总体布置 ……………………………………………...……… …（7）

5.1 一般规定…………………………………………………….（7）

5.2 设计船型及泊位数量…………………….…………………（8）

5.3 作业条件…………………………………………………….（8）

5.4 码头尺度…………………………………………………….（9）

5.5 泊位布置…………………………………………………….（10）

5.6 进出港航道及锚地……………………….………………….（11）

6 工艺 ……………………………………………………………..（13）

6.1 一般规定…………………………………………....………（13）

6.2 泊位加注能力………………………………………………（13）

6.3 加注工艺……………………………………………………（14）

6.4 管道系统…………………………………….……………...（15）

7 码头安全设施 …………………………………….……………….（18）

7.1 一般规定……………………………………………………（18）

7.2 消防设施……………………………………………………（18）

7.3 通信和助航设施……………………………………………（20）

7.4 电气、报警和紧急切断系统……………….…………………（20）

附录A 本规范用词说明···················································· ·（23）

引用标准名录····································································（24）

附加说明　本规范局部修订主编单位、参编单位、主要起草人、主要审查人、总校人员和管理组人员名单·························（26）

《内河液化天然气加注码头设计规范（试行）》（JTS196-11-2016）主编单位、参编单位和主要起草人名单······················（28）

条文说明·········································································（30）

# 1　总　　则

1.0.1 为统一内河液化天然气加气站码头设计技术要求，有效控制内河液化天然气加气站码头工程建设质量和安全，制定本规范。

1.0.2本规范适用于新建、改建和扩建的内河液化天然气加气站码头设计。

1.0.3内河液化天然气加气站码头的设计除应符合本规范外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

# 2　术　　语

2.0.1 液化天然气Liquefied Natural Gas

无色低温液态天然气，主要组分为甲烷，并可能含有少量乙烷、丙烷、氮和其他组分。简称LNG。在标准大气压力下，沸腾温度通常为-160℃~-162℃。

2.0.2 液化天然气加气站码头LNG Bunkering Wharf

为液化天然气受注船提供液化天然气加注服务的码头，主要包括岸基加气站码头和趸船加气站码头。

2.0.3 岸基加气LNG intermediary terminal-to-ship via pipeline

液化天然气储罐及公用工程设备均位于岸上或码头后方水上固定平台的加注方式。

2.0.4 趸船加气Pontoon-to-ship bunkering

液化天然气储罐位于加注趸船上的加注方式。

2.0.5 液化天然气受注船 LNG Fueled Vessel

在液化天然气加气站码头加注燃料的船舶。包括以液化天然气为单一燃料的船舶、以液化天然气和燃油为双燃料的船舶、以液化天然气和燃油为燃料的混合动力船舶。

2.0.6 液化天然气加气站 LNG Bunkering Station

为液化天然气受注船加注燃料的场所，包括液化天然气加注设施及后方接卸、储存设施。

2.0.7 埋地储罐 Buried LNG Tank

罐顶低于周围4m范围内的地面，并采用直接覆土或罐池充沙方式埋设在地下的卧式液化天然气储罐。

2.0.8 坑式储罐 Pit Type Tank

安装在罐池中且储罐顶低于罐池周围4m范围内地面200mm的储罐。

# 3　基本规定

3.0.1液化天然气加气站可通过水上、陆上或水陆联合的方式进行补给。补给和加注不应同时作业。岸基式加气站采用水上补给的，岸基加气站码头应同时满足《液化天然气码头设计规范》（JTS165-5）的相关要求。

3.0.2内河液化天然气加气站码头建设应对加注作业中的安全问题进行风险分析和安全评估。

3.0.3内河液化天然气加气站码头兼顾燃油加注时，应符合现行国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）关于合建站设计的相关规定，两种燃料的加注设备应按各自的安全要求统一布置。

3.0.4内河液化天然气加注气站码头水工结构设计应符合下列规定：

3.0.4.1内河液化天然气加气站码头和护岸的结构安全等级不应低于二级。

3.0.4.2内河液化天然气加气站码头的设计靠泊法向速度应按现行行业标准《港口工程荷载规范》（JTS 144-1）的有关规定取上限值。

3.0.4.3敷设工艺管线的栈桥、工作平台等结构的变位应满足管线的使用和安全要求。

3.0.4.3内河液化天然气加气站码头的结构设计应符合现行行业标准《码头结构设计规范》（JTS167）的有关规定。

3.0.5趸船加气站码头的趸船设计及建造应符合中国船级社《液化天然气燃料加注趸船规范》的有关规定。

# 4　码头选址

4.0.1内河液化天然气加气站码头选址应与港口、航道或燃气等规划相适应。

4.0.2内河液化天然气加气站码头选址应与航道、锚地、通航建筑物和其他涉水建（构）筑物等的建设和规划相衔接，并应满足集约、节省岸线资源的要求。

4.0.3内河液化天然气加气站码头的选址应与气源补给方式相适应。

4.0.4内河液化天然气加气站码头的选址应与航道的通航条件、通航密度、设计加注能力等因素相适应。

4.0.5内河液化天然气加气站码头应选址在河势稳定、水流平顺、水深适宜、水域面积充足、方便船舶进出和具备安全加注条件的水域。

4.0.6内河液化天然气加气站码头不宜选址在人口密集区域等敏感区域的全年常风向及次常风向的上风侧，也不宜选址在明火或散发火花地点的下风侧。

4.0.7内河液化天然气加气站码头选址不应影响主航道畅通；平原河流顺直河段的加气站码头宜选址在稳定深槽的下段，微弯河段的加气站码头宜选址在凹岸弯顶下段；山区河流的加气站码头宜选址在急流卡口上游的缓水段和顺流区；通航湖泊内的加气站码头宜选址在具有天然掩护的湾内或风浪较小的区域。

4.0.8下列区域未采取相应保护措施不应建设液化天然气加气站码头：

（1）存在晚近期活动性断裂等抗震不利地段；

（2）水底电缆、管道及过河建筑物保护区内。

4.0.9内河液化天然气加气站码头宜选址于加气站码头岸线、港口支持系统岸线或非油气化工码头岸线。

# 5　总体布置

## 5.1 一般规定

5.1.1加气站码头的建设规模应当与所在河段航道的通航标准、航道等级、尺度、船舶数量相适应，并应结合远期需求，适当留有发展余地。

5.1.2内河液化天然气加气站码头的总体布置应统筹考虑码头加注方式、气源补给方式、码头后方陆域的发展要求。

5.1.3同一港区内液化天然气加气站码头的布置宜相对集中，且便于受注船进出，避免互相干扰。

5.1.4总体布置应深入分析并合理利用自然条件，充分利用岸线与水陆域资源。

5.1.5加气站码头加注、气源补给、水陆域交通等系统的能力应相互匹配，提高港口服务能力。

5.1.6内河液化天然气加气站码头的布置宜充分利用天然水深，前沿线宜沿水流方向和等深线布置，并应考虑码头建成后对通航、河势、防洪、岸坡稳定和相邻泊位的影响等。

5.1.7内河液化天然气加气站码头的平面布置应统筹考虑到港的各类船舶航行、调头、靠离泊、待泊、防台等要求，适应液化天然气受注船频繁进出港的要求。

5.1.8内河液化天然气加气站码头附近宜布置待泊锚地或待泊水域，且优先利用已有锚地。

5.1.9加气站码头辅助设施设计应符合现行国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）的规定。

## 5.2 设计船型及泊位数量

5.2.1 内河液化天然气加气站码头设计船型的确定应符合下列规定。

5.2.1.1设计船型应根据液化天然气受注船的现有船型和未来船型发展趋势，并结合港口现状及规划、主航道的现状及规划等因素，综合分析确定。

5.2.1.2 设计船型尺度应通过分析论证确定。加气站码头设计船型尺度可根据现行国家标准《内河通航标准》（GB 50139）和其他相关船型主尺度标准确定，其中停靠海船的加气站码头，设计船型尺度可根据现行行业标准《海港总体设计规范》（JTS 165）确定。

5.2.2内河液化天然气加气站码头的泊位数可按下式确定：

*N*=*Q*/*P*t （5.2.2）

式中 *N*——泊位数；

*Q*——每年通过码头加注的液化天然气总量（t/a）；

*P*t——单个泊位的年设计加注能力（t/a）。

## 5.3 设计环境条件

5.3.1 液化天然气受注船进行加注时的设计波高不宜超过表5.3.1的数值。

表5.3.1 船舶加注作业的设计波高

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 船舶吨级 | | 设计波高（m） | |
| DWT(t) | GT(t) | 顺浪H4% | 横浪H4% |
| 1000 | — | 0.6 | 0.6 |
| 2000 | 3000 | 0.6 | 0.6 |
| 3000 | 5000 | 1.0 | 0.8 |
| 5000 | 10000 | 1.0 | 0.8 |
| 10000 | 20000 | 1.0 | 0.8 |
| 15000 | 30000 | 1.0 | 0.8 |

注：①汽车滚装船、客货滚装船、液化石油气船采用GT，其他货船采用DWT；

②船舶纵轴线与波向线夹角小于45°为顺浪，大于等于45°为横浪；

③H4%为波列累计频率4%的波高；

④表中所列波高的允许平均周期T≤6s。

5.3.2液化天然气受注船进行加注时的设计风力不应超过6级。

5.4 码头尺度

5.4.1 内河液化天然气加气站码头尺度应根据建设规模、受注船的设计船型尺度、加注工艺和自然条件等计算确定，并满足受注船安全靠泊、离泊、系泊和加注作业的要求。

5.4.2 内河液化天然气加气站码头泊位长度、码头前沿设计高程、码头前沿停泊水域和回旋水域的设计尺度和设计水深应按现行行业标准《河港总体设计规范》（JTS166）的有关规定确定。停靠海船的液化天然气加气站码头尺度应符合现行行业标准《海港总体设计规范》（JTS 165）的有关规定。

5.4.3 内河液化天然气加气站码头长度和码头前沿设计顶高程应满足加注作业的要求。

## 5.5 泊位布置

5.5.1内河液化天然气加气站码头的泊位布置，应根据建设规模、设计船型、加注工艺和自然条件等确定，可采用墩式、连片式、斜坡式或浮式等布置形式。当采用斜坡式或浮式布置形式时，其平面布置应符合现行行业标准《码头结构设计规范》（JTS167）的有关规定。

5.5.2 内河液化天然气加气站码头的加注臂或加注软管布置应能满足各类受注船的安全加注要求，可根据液化天然气受注船的受注口位置采用单点或多点布置方式。

5.5.3当受注船受注口与码头面高差较大时，码头可设置登高梯和操作平台，登高梯和操作平台的平面布置和高度，应按设计船型、受注口位置确定，并应满足受注船在设计水位变动范围内的安全作业要求。

5.5.4 内河液化天然气岸基加气站码头加注设备至加气站储罐的防火间距不应小于表5.5.4规定的数值。

表5.5.4　加注设备与加气站储罐的防火间距

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 储罐总容积  V（m3） | 防火间距（m） | 储罐总容积  V（m3） | 防火间距（m） |
| 2000＜V≤10000 | 55 | 180＜V≤500 | 22 |
| 1000＜V≤2000 | 30 | 120＜V≤180 | 8 |
| 500＜V≤1000 | 25 | V≤120 | 4 |

注：1、加注设备与储罐防火间距，是指加注臂基础中心或软管岸侧连接法兰面中心与储罐外壁的间距。

2、V≤180 m3时，储罐的单罐容积应≤60 m3；V>180 m3时，地上储罐的单罐容积应≤250 m3，埋地储罐的单罐罐容应≤60 m3，坑式储罐的单罐容积应≤100 m3。

3、埋地储罐、坑式储罐与加注设备的防火间距可分别按本表减少50%、30%，但不小于4m。

5.5.5 内河液化天然气加气站泊位与相邻其他货种泊位的防火间距不应小于表5.5.5的规定。趸船加气站码头加注趸船上的设施与船外建（构）筑物的防火间距尚应符合现行国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）的有关规定

。

表5.5.5　内河液化天然气加气站泊位与相邻其他货种泊位的防火间距

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 相邻其他货种泊位类型 | | 防火间距（m） |
| 油气化工泊位 | 甲、乙类 | 150 |
| 丙类 | 50 |
| 非油气化工泊位 | | 50 |

注：1、防火间距是指内河液化天然气加气站泊位与相邻其他货种泊位设计船型船舶间的最小净距。

2、位于潮汐作用明显的河口区的液化天然气加气站泊位与相邻的液化天然气泊位或液化烃泊位的防火间距不应小于200m。

5.5.6 相邻的内河液化天然气加气站泊位间的船舶净距不得小于25m。

5.5.7 采用平台两侧靠船布置的内河液化天然气加气站码头，两侧泊位的船舶净距不应小于25m。

5.5.8内河液化天然气加气站码头受注船舶与航道边线或限制性航道底边线的净距不应小于25m。当条件受限时，经论证，该净间距可适当减小，但不得小于1倍受注船船宽。

**5.6 进出港航道及锚地**

5.6.1 内河液化天然气加气站码头进出港航道的选线和总体布置，应符合现行行业标准《河港总体设计规范》（JTS166）和《航道工程设计规范》（JTS 181）的有关规定。停靠海船的加气站码头，其进出港航道设计应符合现行行业标准《海港总体设计规范》（JTS 165）的有关规定。

5.6.2 内河液化天然气加气站码头进出港航道的总体布置应有利于液化天然气受注船安全、快速进出港和进行液化天然气加注作业，缩短受注船的在港时间。条件允许时，进港和出港航道宜分开设置。

5.6.3内河液化天然气加气站码头进出港航道尺度的确定，应符合现行国家标准《内河通航标准》（GB 50139）的有关规定。停靠海船的加气站码头，其进出港航道尺度可按现行行业标准《海港总体设计规范》（JTS 165）确定。

5.6.4液化天然气受注船待泊锚地的设计应符合现行行业标准《河港总体设计规范》（JTS166）的有关规定。

# 6　工　　艺

## 6.1 一般规定

6.1.1 加注工艺应根据液化天然气受注船的船型进行设计，满足船舶加注、计量、吹扫、置换、检修、安全和环保等要求。

6.1.2加注工艺应与码头结构形式相适应，综合考虑使用要求和自然条件等因素。

6.1.3加注工艺应满足加快船舶周转、各环节生产能力相匹配和降低运营成本的要求。

6.1.4 加注工艺设备及管路系统应与后方罐区设备相适应。

## 6.2 泊位加注能力

6.2.1 内河液化天然气加气站码头的泊位年设计加注能力可按下式计算：

（6.2.1）

式中 ——泊位年设计加注能力（t/a）；

——泊位年可营运天数（d/a）；

——泊位有效利用率（%），应根据受注船每艘次加注量、加注效率、泊位数、泊位年可营运天数等因素综合确定，可取55~75%，当有多个加气站泊位时取大值；

——每昼夜加注作业时间（h/d），可取12~24h/d；

*G*——平均每艘次加注量（t），应结合受注船的液化天然气罐容、营运组织情况和航道沿线水域液化天然气加气站码头布局等因素综合分析确定，可按液化天然气储罐容量的70%～80%考虑；

——每艘船的净加注时间（h），可取0.5~2h；

——受注船辅助作业时间（h），包括靠泊时间、开工准备时间、结算时间、离泊时间，无统计资料时可参照表6.2.1确定。

表6.2.1 受注船辅助作业时间表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目 | 靠泊时间 | 开工准备时间 | 结算时间 | 离泊时间 |
| 时间（h） | 0.25～1 | 0.15～0.25 | 0.1～0.2 | 0.25～0.5 |

6.2.2泊位加注能力也可参考类似加气站码头统计资料分析确定。

## 6.3 加注工艺

6.3.1内河液化天然气加气站码头加注设备布置应考虑受注船的适应性，布置在受注船受注接口附近。船岸连接设备可采用加注臂或者低温软管，采用低温软管时，宜设置软管吊机。

6.3.2 加注臂或软管端部应设置紧急情况下可切断管路并与船舶接口脱离的装置。

6.3.3加注系统应设置气体吹扫接口，吹扫介质应采用惰性气体。

6.3.4工艺管道的流通能力应满足正常加注作业所需的最大流量要求，液相管道设计流速不宜大于7m/s。

6.3.5加气站码头应设置具有数据传输接口的计量装置。

6.3.6加注臂或者低温软管与码头液化天然气液相管道连接处应设置紧急切断阀和止回阀，与码头气相管道连接处应设置紧急切断阀。岸基加气站码头接岸处应设置常开的紧急切断阀。

6.3.7在液体管路上的两个切断阀之间应设置安全阀，泄压排放的气体应经加热器加热成比空气轻的气体后排入集中放散管。

6.3.8热膨胀安全泄放阀的设定压力不应小于管道的最大操作压力，并不应大于管道的设计压力。

6.3.9放散管管口不应设防雨罩等影响放散气流垂直向上的装置，放散管底部最低处应有排污措施。低温天然气放散气体应经加热器加热成比空气轻的气体后方可排入集中放散管。放散管的布置应符合现行国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）的规定。

6.3.10液化天然气液相及气相管道应设置温度和压力检测仪表。远传仪表宜具有就地显示功能。

6.3.11岸基加气站码头蒸发气应收集并输送至后方集中处理。

## 6.4 管道系统

6.4.1管道系统设计应符合国家现行标准《压力管道安全技术监察规程——工业管道》（TSG D 0001）《压力管道规范——工业管道》（GB/T 20801）《工业金属管道设计规范》（GB 50316）《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB 50264）和《设备及管道绝热技术通则》（GB/T 4272）等有关规定。

6.4.2管道系统的设计应符合下列规定。

6.4.2.1液化天然气管道的设计压力不应小于泵入口管线吸入压力与泵扬程相应压力之和。管道设计压力不应小于最高工作压力的1.2倍。

6.4.2.2管道组成件的设计温度不应高于-196℃。

6.4.2.3管道设计应考虑正常操作过程出现的最苛刻的压力和温度组合工况。

6.4.3 低温管道组成件的设计应符合下列规定：

6.4.3.1管道及管件材质应采用低温不锈钢。管道应符合现行国家标准《流体输送用不锈钢无缝钢管》（GB/T 14976）的有关规定，管件应符合现行国家标准《钢制对焊管件 类型与参数》（GB/T 12459）和《钢制对焊管件 技术规范》（GB/T 13401）的有关规定。

6.4.3.2 工艺管道布置应根据应力分析采取补偿措施，管道补偿和管道支架设置还应考虑管架基础位移、水工结构位移对管道应力产生的影响。栈桥上的管道连接方式应适应栈桥的变位。

6.4.3.3 管托设计应防止出现冷桥。

6.4.3.4 放散管应采取防止振动措施。

6.4.4低温液体工作环境的阀门选型应符合现行国家标准《低温阀门技术条件》（GB/T 24925）的有关规定，紧急切断阀的选用应符合现行国家标准《低温介质用紧急切断阀》（GB/T 24918）的有关规定。

6.4.5远程控制的阀门应具有手动操作功能。

6.4.6低温液体工作环境的阀门宜安装在水平管段上，且阀杆偏离竖直方向不应大于45°。

6.4.7低温软管应符合下列规定：

6.4.7.1低温软管宜由低温钢构成的波纹管、防霜冻的绝缘层和外部保护层构成。

6.4.7.2低温软管公称压力不应小于加注系统工作压力的2倍，其最小爆破压力应大于公称压力的4倍。

6.4.7.3 低温软管长度不宜大于15m。

6.4.7.4低温软管应采取防止产生火花的措施。

6.4.8管道保冷层设计应符合下列规定：

6.4.8.1低温管道所采用的绝热保冷材料应为防潮性能良好的不燃材料，并应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB 50264）和《设备及管道绝热技术通则》（GB/T 4272）的有关规定。

6.4.8.2奥氏体不锈钢管道上的绝热材料，其氯离子含量应符合现行国家标准《覆盖奥氏体不锈钢用绝热材料规范》（GB/T 17393）的有关规定。

6.4.8.3当设备和管道的保冷材料采用阻燃型泡沫塑料制品时，其氧指数不应小于30。

6.4.9经常拆装的管道连接处应设置承接少量泄漏的盛液盘，盛液盘的材质应为不锈钢。

6.4.10 工艺管道的检验和试验应符合国家现行标准的有关规定。

# 7　码头安全设施

7.1 一般规定

7.1.1内河液化天然气加气站码头应设置消防设施、通信与助航设施，以及报警和紧急切断系统。

7.1.2 内河液化天然气加气站码头应设置视频监控系统，受注船和加注口周边25m范围均应在监控系统覆盖范围内，视频保存时间应不小于90天。

7.1.3内河液化天然气加气站码头应配备人员防护设施与器材。

7.2 消防设施

7.2.1 内河液化天然气加气站码头所配备的消防设施，应能满足扑救码头火灾的要求。

7.2.2液化天然气加注设施灭火器材的配置应符合下列规定。

7.2.2.1 每套加注设施应至少配置2具5kg手提式干粉灭火器。中心距离不大于15m的两套加注设施可共用2具手提式干粉灭火器，但灭火器放置地点距离设施中心不应大于9m。

7.2.2.2 每套加注设施应至少配置1台35kg推车式干粉灭火器。中心距离不大于30m的两套加注设施可共用1台推车式干粉灭火器，但灭火器放置地点距离设施中心不应大于18m。

7.2.3内河液化天然气岸基加气站码头建筑物灭火器配置，应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140）的有关规定。

7.2.4 内河液化天然气加气站码头应设置消防给水系统，符合下列条件之一的加气站码头可不设置消防给水系统：

7.2.4.1 位于市政消火栓150m保护半径之内的；

7.2.4.2 《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）规定可不设消防给水系统的。

7.2.5 内河液化天然气加气站码头消防给水系统的设置应符合下列规定。

7.2.5.1 内河液化天然气加气站码头的消防给水管道可与生产、生活给水管道合并设置。合并的给水管道系统，当生产、生活用水达到最大小时用水量时，仍应保证全部消防用水量。

7.2.5.2 消火栓的布置应保证加注设施区的任何部位均有两支水枪的充实水柱可以到达。

7.2.5.3 消火栓设计流量不应小于15L/s，连续供水时间不应少于3h。消火栓栓口动压不应小于0.25MPa，且消防水枪充实水柱应按10m计算。

7.2.5.4 消火栓应采用室内消火栓或管牙接口，并配备水龙带和多功能水枪。

7.2.5.5 消防水泵不应少于2台，其中含1台备用泵。

7.2.5.6 加气站码头设备前沿隔离水幕设计应符合《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T 51312）的有关规定。

7.2.6加气站码头消防系统的设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》（GB 50016）和《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB 50974）的有关规定。

7.2.7 加注趸船的消防设计应符合中国船级社《液化天然气燃料加注趸船规范》的有关规定。

7.2.8内河液化天然气加气站码头兼顾燃油加注且采用加油船补给燃油的，应设置围油栏。

7.3 通信和助航设施

7.3.1内河液化天然气加气站码头应设置防爆型甚高频无线电话。爆炸危险区域的通信设备应采用本质安全型。

7.3.2 内河液化天然气加气站码头应设置警示灯。

7.3.3内河液化天然气加气站码头应设置助航设施。助航设施的设计应符合现行国家标准《内河助航标志》（GB 5863）的有关规定。

7.4 电气、报警和紧急切断系统

7.4.1 内河液化天然气加气站码头消防设备的负荷分级应符合现行国家标准《供配电系统设计规范》（GB 50052）的有关规定。

7.4.2 消防用电设备应采用专用的供电回路供电，并应在最末一级配电装置或配电箱处自动切换，其配电线路应采用耐火铜芯电缆。

7.4.3内河液化天然气加气站码头的平均照度不应低于15lx，其水平照度均匀度不应低于0.25。有夜间作业要求时，应设置满足加注及补给作业、船舶安全进出港要求的照明和安全保障设施，码头局部照明照度宜符合表7.4.3的规定。

表7.4.3 码头局部照明照度表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 场所或位置 | 参考高度或平面 | 照度标准值（lx） | 水平照度均匀度 |
| 工艺阀组区 | 操作位高度 | 100 | 0.40 |
| 现场仪表 | 测控点高度 | 75 | 0.40 |
| 装卸设备操作位 | 操作位高度 | 75 | 0.40 |
| 系缆操作区 | 码头面 | 30 | 0.25 |

7.4.4 消防泵房、控制室、变配电间、发电机房、消防值班室等建筑物及加注作业操作区应设置应急照明，其连续供电时间不应少于1.5h。

7.4.5 内河液化天然气加气站码头的供电电缆宜采用带盖板的桥架或穿保护钢管架空敷设，当采用电缆沟敷设时应用砂子填满电缆沟。当电缆与液化天然气管道同架平行敷设时，电缆与液化天然气管道之间的净距不应小于1m；当电缆与液化天然气管道同架交叉敷设时，电缆与液化天然气管道之间的净距不应小于0.5m；当电缆敷设于保护管内时，电缆与液化天然气管道之间的净距不应小于0.25m。

7.4.6 电缆不应与油品、液化天然气管道、热力管道同沟敷设。

7.4.7 内河液化天然气加气站码头防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》（GB 50057）和《石油与石油设施雷电安全规范》（GB 15599）的有关规定。

7.4.8 液化天然气管道的法兰连接处应跨接。

7.4.9 平行敷设于地上或管沟的金属管道，其净距小于100mm时，应用金属线跨接，跨接点的间距不应大于20m。管道交叉且净距小于100mm时，其交叉点应用金属线跨接。

7.4.10 地上或管沟敷设液化天然气管道的始端、末端、分支处和长度大于100m的管段应设置防静电、防雷的接地装置，接地装置间管段长度不宜大于100m。接地装置的接地电阻不宜大于10Ω。接地点宜设在固定管墩（架）处。

7.4.11 内河液化天然气加气站码头电子系统的配电线路首、末端与电子器件连接时，应装设与电子器件耐压水平相适应的电涌保护器。

7.4.12 内河液化天然气加气站码头防静电设计应符合现行行业标准《石油化工企业静电接地设计规范》（SH/T 3097）的有关规定。

7.4.13 在内河液化天然气加气站码头作业区入口处及有爆炸危险场所的入口处应设置消除人体静电的装置。

7.4.14 内河液化天然气加气站码头爆炸危险区域等级与范围划分应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058）的有关规定。

7.4.15 爆炸危险区域内的电气设备选型、安装、电力线路敷设等应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058）的有关规定。

7.4.16 内河液化天然气加气站码头应设置火焰探测报警系统。

7.4.17 内河液化天然气加气站码头的加注区及其他潜在泄漏区应设置可燃气体泄漏检测报警系统。

7.4.18 可燃气体探测器和报警控制器的选用和安装，应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB 50493）及《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T 51312）的有关规定。

7.4.19 内河液化天然气加气站码头应设置紧急切断系统。紧急切断系统应具有失效保护和防误操作功能。

7.4.20 报警系统和紧急切断系统应配有不间断电源，其后备时间不应小于0.5h。

7.4.21 加油泵、液化天然气泵和工艺管道上的紧急切断阀，应能远程关闭。

7.4.22 现场紧急切断按钮应设置在人员容易接近、方便操作的地方，远程按钮应设置在有人值守的控制室或值班室。

7.4.23 紧急切断系统应只能手动复位。

附录A 本规范用词说明

为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

（1）表示很严格，非这样做不可的，正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

（2）表示严格，在正常情况下均应这样做的，正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

（3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的，正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

（4）表示有选择，在一定条件下可这样做的采用“可”。

引用标准名录

1. 《设备及管道绝热技术通则》（GB/T 4272）
2. 《内河助航标志》（GB 5863）
3. 《钢制对焊管件 类型与参数》（GB/T 12459）
4. 《钢制对焊管件 技术规范》（GB/T 13401）
5. 《流体输送用不锈钢无缝钢管》（GB/T 14976）
6. 《石油与石油设施雷电安全规范》（GB 15599）
7. 《覆盖奥氏体不锈钢用绝热材料规范》（GB/T 17393）
8. 《压力管道规范——工业管道》（GB/T 20801）
9. 《低温介质用紧急切断阀》（GB/T 24918）
10. 《低温阀门 技术条件》（GB/T 24925）
11. 《建筑设计防火规范（2018年版）》（GB 50016）
12. 《供配电系统设计规范》（GB 50052）
13. 《建筑物防雷设计规范》（GB 50057）
14. 《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058）
15. 《内河通航标准》（GB 50139）
16. 《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140）
17. 《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB 50264）
18. 《工业金属管道设计规范（2008年版）》（GB 50316）
19. 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T 50493）
20. 《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB 50974）
21. 《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）
22. 《港口工程荷载规范》（JTS 144-1）
23. 《油气化工码头设计防火规范》（JTS 158）
24. 《海港总体设计规范》（JTS 165）
25. 《液化天然气码头设计规范》（JTS165-5）
26. 《航道工程设计规范》（JTS 181）
27. 《河港总体设计规范》（JTS166）
28. 《码头结构设计规范》（JTS167）
29. 《石油化工企业静电接地设计规范》（SH/T 3097）
30. 《压力管道安全技术监察规程——工业管道》（TSG D0001）
31. 《液化天然气燃料加注趸船规范》（2017）（中国船级社）
32. 《液化天然气燃料加注船舶规范》（中国船级社）

附加说明

本规范局部修订主编单位、参编单位、主要起草人、

主要审查人、总校人员和管理组人员名单

主编单位：中交第四航务工程勘察设计院有限公司

参编单位：陕西省燃气设计院

中国船级社武汉规范研究所

交通运输部水运科学研究院

主要起草人：卢永昌（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

谢华东（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

麦宇雄（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

（以下按姓式笔画为序）

王红尧（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

王利朋（交通运输部水运科学研究院）

石国政（中国船级社武汉规范研究所）

关鹏程（陕西省燃气设计院有限公司）

孙红彦（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

纪永波（交通运输部水运科学研究院）

麦浩荣（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

李 坤（交通运输部水运科学研究院）

李 恬（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

吴顺平（中国船级社武汉规范研究所）

谷文强（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

张 凯（陕西省燃气设计院有限公司）

张 勇（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

林宏杰（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

金全洲（中国船级社武汉规范研究所）

贾 镇（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

郭宗华（陕西省燃气设计院）

黄炎潮（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

韩国军（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

覃 杰（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

主要审查人：解曼莹

（以下按姓氏笔画为序）

潘海涛、武守元、罗年生、沈斌、何文钦、宋修益、罗京、杨海兵、胡承斌、魏宏大

总校人员：XXX、XXX、……

管理组人员：卢永昌（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

谢华东（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

麦宇雄（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

王红尧（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

孙红彦（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

《内河液化天然气加注码头设计规范（试行）》（JTS196-11-2016）主编单位、参编单位和主要起草人名单

主编单位：中交第四航务工程勘察设计院有限公司

参编单位：中交水运规划设计院有限公司

中交第一航务工程勘察设计院有限公司

中交第二航务工程勘察设计院有限公司

中交第三航务工程勘察设计院有限公司

陕西省燃气设计院

中国船级社武汉规范研究所

长江海事局

主要起草人：卢永昌（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

张 勇（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

王汝凯（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

（以下按姓式笔画为序）

马 辉（中交第三航务工程勘察设计院有限公司）

王炜正（中交第二航务工程勘察设计院有限公司）

厉 萍（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

石国政（中国船级社武汉规范研究所）

田红梅（陕西省燃气设计院）

孙红彦（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

李伟仪（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

李元青（中交水运规划设计院有限公司）

麦浩荣（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

林宏杰（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

罗胜祥（长江海事局）

武守元（中交第一航务工程勘察设计院有限公司）

贾 镇（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

郭宗华（陕西省燃气设计院）

黄炎潮（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

谢华东（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

韩国军（中交第四航务工程勘察设计院有限公司）

潘海涛（中交水运规划设计院有限公司）

中华人民共和国行业标准

**内河液化天然气加气站码头设计规范**

**（试行）**

**JTS/T196-11-2021**

**条文说明**

目　　次

**1** 总则………………………………………………………………（32）

**3** 基本规定…………………………………………………………（33）

**4** 码头选址…………………………………………………………（35）

**5** 总体布置…………………………………………………………（36）

5.2 设计船型及泊位数量………………………………………（36）

5.3 设计环境条件………………………………………………（36）

5.5 泊位布置……………………………………………………（37）

**6** 工艺………………………………………………………………（39）

6.2 泊位加气能力………………………………………………（39）

6.3 加气工艺设施………………………………………………（40）

6.4 管道系统……………………………………………………（40）

**7** 码头安全设施……………………………………………………（42）

7.1 一般规定……………………………………………………（42）

7.2 消防设施……………………………………………………（42）

7.4 电气、报警和紧急切断系统……………..…………………（43）

1　总　　则

1.0.2 根据调研，目前液化天然气加气站水上加注主要有五种方式。槽车-船加气（Tank truck -to-ship bunkering），简称TTS，是目前采用较多的一种加注方式，具有机动性好、投资和操作成本低等优点，北欧大部分中小型液化天然气受注船采用此种方式加注。趸船加气（Pontoon-to-ship bunkering），简称PTS，液化天然气罐设在趸船上，适合水位变化较大的内河水域。岸基加气（LNG intermediary terminal-to-ship via pipeline），简称TPS，可以采用固定码头，也可以采用浮码头，储罐设在岸上通过管道系统与码头上的加注设施相连。一般适合于水位变化不大，具备码头建设条件的水域，具有实用性好、加注量大、加注快速等优点。船-船加气（Ship-to-ship bunkering），简称STS，通过液化天然气加注船在码头、锚地或航行中给液化天然气受注船加气，具有加注快速、加注量大、加注灵活等优点，可能成为大中型液化天然气受注船的主要加注方式。水上浮式设施-船加气(Floating facility-to-Ship bunkering)，简称FTS），类似于趸船加气，但浮式设施不与岸连接。

在五种液化天然气加气站水上加注方式中，本规范仅对其中与码头工程建设结合紧密的岸基加气（TPS）方式和趸船加气（PTS）方式提出了规定。

3　基本规定

3.0.1 目前国际上的船舶液化天然气加气站的补给方式均采用陆上补给方式，尚无采用水上补给的先例。本规范修订过程中收集到的调研意见普遍反映，为更好地促进内河不同水域条件下加气站码头的选址，提高船舶进行液化天然气受注的便利性，允许加气站采用液化天然气船舶进行水上补给是十分必要的。但考虑到液化天然气船舶的容量远大于液化天然气槽车，采用水上补给时的危险性也远大于陆上槽车补给，因此从安全角度考虑，岸基加气站采用液化天然气船舶进行水上补给时，加气站码头应同时满足《液化天然气码头设计规范》（JTS165-5）的相关要求。

由于加注趸船上安装的液化天然气储罐一般容量较小，采用小型加注船对加注趸船进行补给作业类似于对受注船的加注作业，因此本规范没有对加注趸船的水上补给提出特殊要求。

3.0.2 液化天然气火灾危险性类别为甲A类。内河液化天然气加气站码头覆盖江河、运河、水库和湖泊，范围广阔，建设及营运条件相差很大。因此，对加注作业中的安全问题，要进行风险分析及安全评估。

3.0.3采用燃油和液化天然气作为双燃料的液化天然气受注船需要补充两种燃料，在同一码头提供两种燃料加注功能可以更好地满足市场需求，提高加气站码头市场竞争力。挪威现有加气站码头多数都具备燃油和液化天然气两种燃料的加注功能。对于内河液化天然气加气站码头兼顾燃油加注时，关于合建站的相关设计规定应符合现行的国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准（GB/T51312），同时两种燃料的加注设备应按各自的安全要求统一布置。

4 码头选址

4.0.2涉水建（构）筑物包含临河和临湖建（构）筑物、跨越和穿越航道建（构）筑物、拦河闸坝等。

4.0.9 液化天然气加气站码头靠泊多类船舶，但靠泊船舶并不进行自身装载货物的装卸作业，而只是进行液化天然气燃料加注作业，因此不宜以受注船装载的货物类型来定义加气站码头危险分类。液化天然气加气站码头属于一种特殊的码头，既不是常规的危险品码头，也不是常规的普通货类码头，但是加气站泊位与相邻泊位和设施之间需保持比普通货类码头稍大的安全间距。若液化天然气加气站码头选址于油气化工码头岸线，考虑到会有大量的非油气化工品运输船舶靠泊加气站码头，为保证防火间距，势必将造成较大的岸线资源浪费，因此内河液化天然气加气站码头宜选址于加气站码头岸线、港口支持系统岸线或非油气化工码头岸线，且选址于非油气化工码头岸线的加气站码头仅限于陆上补给的加气站码头。

5　总体布置

5.2 设计船型及泊位数量

5.2.1其他相关船型主尺度标准包含《长江干线通航标准》（JTS 180-4-2015）、《珠江干线下游货运船舶船型主尺度系列》（JT-T559-2015）、《长江水系过闸运输船舶标准船型主尺度系列》、《西江航运干线过闸船舶标准船型主尺度系列》等内河相关船型主尺度要求。

5.3 设计环境条件

5.3.1 我国现行行业标准《河港总体设计规范》（JTS166）没有给出河港工程的设计环境条件标准。除位于湖区或河口的港口由于风区较长可能受风成浪的影响外，其他河港作业主要受水流和风的影响。因此，本条主要对可能受风成浪影响的液化天然气加气站码头的波浪设计环境条件给出规定。由于液化天然气加气站码头是通过加注臂或软管给液化天然气受注船加气的，其加注作业过程与普通油气码头采用装卸臂进行装卸作业类似，因此，本规范根据现行行业标准《海港总体设计规范》（JTS 165）中船舶装卸作业的设计波高给出液化天然气受注船进行加注时的设计波高。

另外，采用加注臂与软管给液化天然气受注船进行加注时的设计波高取一致，主要考虑以下几点：在装卸臂包络线范围内，装卸臂对船舶漂移、起伏的适应性不比软管差；加气站码头装卸臂本身都会配置加气站码头装卸臂本身都会配置紧急脱离系统（ERS）和声光报警系统，具有完善而可靠的安全保障，在超出允许范围时，可以主动切断船岸连接，避免事故发生；装卸臂管道通过旋转接头连接，较柔性软管具有更好的安全性和可靠性；软管虽可适应大范围的漂移和起伏，但在另一个层面上，也是一种安全隐患，即：由于其偏移值大，导致纠偏难度加大，或对设备本身（如软管）及操作带来更大的风险。

5.5泊位布置

5.5.2 目前现有的以及在建和改造的以液化天然气为燃料的船舶，其液化天然气受注口的位置各不相同，此种情况在今后相当长的时间内会继续存在，故码头加注点可能是一个，也可能是多个。

5.5.4 本条主要根据现行国家标准《城镇燃气设计规范》（GB 50028）和《石油化工企业设计防火规范》（GB 50160）编制，并与《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T 51312）保持一致。

5.5.5 本条主要根据现行国家标准《城镇燃气设计规范》（GB 50028）、《石油化工企业设计防火规范》（GB 50160）、《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T 51312）和现行行业标准《海港总体设计规范》（JTS 165）、《油气化工码头设计防火规范》（JTS 158）等编制。考虑加注趸船上储罐等设施布置位置的不确定性，趸船加气站码头加注趸船上的设施与船外建（构）筑物的防火间距尚应符合现行国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T 51312）的有关规定。内河液化天然气加气站码头靠泊多类船舶，但靠泊船舶并不进行自身装载货物的装卸作业，而只是进行液化天然气加注作业，因此不宜以受注船装载的货物类型来定义加气站码头危险分类。规范组认为以相邻泊位性质确定内河液化天然气加气站泊位和相邻泊位的安全间距较为合理，也便于操作。

5.5.6考虑到以液化天然气为燃料的船舶其液化天然气受注口的位置可能位于船艏或船艉，而根据国外液化天然气加气站码头的调研资料，在加注作业期间，一般规定加注口周边25m半径范围内属安全作业区，禁止进行与加注无关的活动。因此，为安全起见，规定相邻的内河液化天然气加气站泊位间船舶净距不得小于25m。

5.5.8 根据国外液化天然气加气站码头的调研资料，在加注作业期间，一般规定加注口周边25m半径范围内属安全作业区，禁止进行与加注无关的活动。根据现阶段搜集的受注船船型资料，其加注口以位于右舷为主，也存在位于左舷需通过软管跨船加注情况，因此规范对受注船舶与航道边线或限制性航道底边线（含航道的远期规划）的净距不应小于25m控制，考虑目前受注船的受注口分布不一致，该净距按照受注船舶型宽的边线起算。同时考虑运河内通航船型小、水域窄、加气站规模小的实际情况，提出条件受限时的要求，提高规范条文的适应性。

6　工　　艺

6.2 泊位加注能力

6.2.1根据现有液化天然气加气站码头的调查结果，一般小型船净加注时间为0.5~0.8h，大型船净加注时间为0.8~2h。

液化天然气受注船的液化天然气罐容原则上应按本港历年统计资料或实船资料确定。但目前国内外以液化天然气作为动力的各类受注船（特别是货船）的数量较少，其液化天然气罐罐容数据较为缺乏，从目前收集到的部分零星资料来看，离散性较大。受注船上的液化天然气罐罐容与船舶吨级、类型、发动机类型与型号、储罐类型与布置方式、采用纯液化天然气燃料动力还是双燃料动力系统、船舶的航行水域与营运组织方式、液化天然气补给方式和补给周期等多种因素有关。

根据国内调研资料，目前我国现有液化天然气受注船一般为载重量5000DWT以下的小型船舶，其船上的液化天然气罐容一般在3m3～25 m3之间，每次加气量与罐容之比一般在80%以内，每次加注量在1t～7t之间。

由于现有液化天然气受注船的资料很少，根据目前以柴油为燃料的各吨级货船的燃料舱容积和燃油替代率，并参考现有船舶资料，粗略估算了其采用液化天然气作为燃料时的液化天然气罐容，见下表。

受注船的液化天然气罐容概略值

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 船舶载重吨（DWT） | <2000 | 2000~5000 | 10000 | 30000 | 50000 |
| 液化天然气罐容（m3） | 3~15 | 15~25 | 250 | 500~1000 | >1000 |

每次液化天然气加注量除与罐容有关外，还与液化天然气罐的最大填充率（一般为85%～90%）、船舶的营运组织方式、液化天然气补给方式和补给周期等因素有关，一般可取受注船上液化天然气罐总罐容的70%～80%。

6.3加注工艺设施

6.3.4本条参照国内已建液化天然气接收站码头液化天然气管道液体流速，同时考虑到加 气站码头管线尺寸不会太大，因此规定液化天然气管道液体设计流速不宜大于7m/s。

6.3.7为防止管道内液化天然气受热膨胀气化超压造成管道破裂，给出本规定。

6.3.10本条根据现行国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）编制。为保证放散气体迅速排出系统外，不得有阻碍气体放散的设施，如防雨罩、弯头；放空管道中可能积存液体或雨水等，阻碍放散气体排出，故放散管底部应有排污措施。天然气温度高于-112℃时，比重小于空气。为保证放散的低温天然气能迅速上浮至高空，要求经加热器加热成比空气轻的气体后放散。

6.4管道系统

6.4.7 根据美国国家标准《压缩天然气（CNG）车辆燃料系统标准》（NFPA 52），规定加注用低温软管的长度宜小于15m。

6.4.10 管道工程施工和验收涉及的国家标准主要包括《工业金属管道工程施工规范》（GB 50235）、《工业金属管道工程施工质量验收规范》（GB 50184）、《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》（GB 50517）、《现场设备、工业管道焊接工程施工质量验收规范》（GB 50683）、《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》（GB 50236）、《工业金属管道工程施工验收规范》（GB 50235）和《压力管道规范工业管道：检验和试验》（GB/T 20801.5）等。

7　码头安全设施

7.1 一般规定

7.1.3 人员防护设施与器材是指防冻服、自给式呼吸器、洗眼器、淋浴器、应急医疗包等。

7.2 消防设施

7.2.1 结合国内普通货物码头的灭火设施配备要求，并参考国外液化天然气加气站码头的消防设施配备情况，本规范规定码头配备的消防设施仅考虑扑救码头自身火灾的要求，不需要对靠泊的受注船舶提供消防保护。

7.2.2 内河液化天然气加气站码头操作的是易燃易爆液体，存在一定的火灾危险性，配置灭火器材是必要的。小型灭火器材是控制初期火灾和扑灭小型火灾的最有效设备，因此规定了小型灭火器的选用型号及数量。本节规定是根据现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140）和《汽车加油加气站设计与施工规范》（GB 50156），并参考国外液化天然气加气站码头的灭火器材配置情况而制定的。

7.2.4 内河液化天然气加气站码头发生天然气泄漏等事故时，可使用雾状水对天然气蒸汽云进行稀释，以降低火灾爆炸危险。在火灾时可对起火点附近的重要设备喷水降温。因此规定加气站码头应设有消防给水系统。但位于市政消火栓保护范围之内的加气站码头可以不设消防给水系统，按照《船舶液化天然气加注站设计标准》不设消防给水系统的加注站，其加气站码头也可不设消防给水系统。

7.2.5.2 本条规定是为了确保加注设施区的任何部位均有两个消火栓保护，在一个消火栓故障或因火灾损坏时，可以利用另一个消火栓。

7.2.5.3 水枪出水压力过低不能保证水枪的充实水柱。

7.4 电气、报警和紧急切断系统

7.4.2发生火灾时，如果没有可靠的电源，就不能及时报警、灭火，不能有效地疏散人员、控制火势蔓延、避免爆炸，所以保障消防设备的供电可靠性是非常重要的。

7.4.3本条根据国家现行标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T51312）和《油气化工码头设计防火规范》（JTS 158）制订。

7.4.4本条规定的场所，工作人员在火灾发生时需要继续工作。当工作人员继续工作完成并撤离后才熄灭应急照明，故需设置应急照明。应急照明的供电时间根据现行国家标准《船舶液化天然气加注站设计标准》（GB/T 51312-2018）有关规定修订。

7.4.6为避免热力管道对电缆的热效应、电缆发生故障时烧毁管道及引起爆炸，规定本条。

7.4.10本条的规定是为了减少雷电波沿配电线路侵入电子系统，损坏设备。

7.4.14现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058）爆炸危险区域的等级与范围的划分与世界各国普遍采用的美国防火协会《液化天然气生产、储存、输运标准》（NFPA 59A-2009）、《易燃液体、气体或蒸汽的分类和化工生产区电气装置标准》（NFPA 497-2012）等标准的划分等级与范围大致相同。

7.4.15现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058）爆炸危险区域内的有关电气设备保护级别、安装、电力线路敷设与世界各国普遍采用的国际电工委员会《爆炸性气体环境的电气装置标准》（IEC 60079-0-2007）和美国《国家电气标准》（NFPA 70-2008）相关内容基本一致。

7.4.16 为了尽早发现火灾情况，及时消除火灾安全隐患，提出了设置火焰探测报警器的规定。

7.4.17 为了尽早发现可燃气体泄漏情况，及时消除泄漏安全隐患，制定本规定。

7.4.23 本条规定是根据《汽车加油加气站设计与施工规范》（GB 50156-2012）的有关规定制定。