

内河液化天然气加注码头设计规范 (试 行)

Code for Design of River LNG Bunkering Wharf
(Tentative)

2016-09-22 发布

2016-11-01 实施

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

内河液化天然气加注码头设计规范

(试行)

JTS 196—11—2016

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:2016年11月1日

人民交通出版社股份有限公司

2016·北京

图书在版编目(CIP)数据

内河液化天然气加注码头设计规范 / 中交第四航务工程勘察设计院有限公司主编. — 北京: 人民交通出版社股份有限公司, 2016.10

ISBN 978-7-114-13384-8

I. ①内… II. ①中… III. ①内河—液化天然气—码头—设计规范—中国 IV. ①U656.102—65

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 244208 号

中华人民共和国行业标准

书 名: 内河液化天然气加注码头设计规范(试行)

著 作 者: 中交第四航务工程勘察设计院有限公司

责任编辑: 董 方

出版发行: 人民交通出版社股份有限公司

地 址: (100011)北京市朝阳区安定门外外馆斜街3号

网 址: <http://www.chinasybook.com>

销售电话: (010)64981400, 59757915

总 经 销: 北京交实文化发展有限公司

印 刷: 北京鑫正大印刷有限公司

开 本: 880×1230 1/16

印 张: 2.5

字 数: 51 千

版 次: 2016 年 10 月 第 1 版

印 次: 2016 年 10 月 第 1 次印刷

书 号: ISBN 978-7-114-13384-8

定 价: 40.00 元

(有印刷、装订质量问题的图书由本公司负责调换)

交通运输部关于发布
《内河液化天然气加注码头设计规范》(试行)
(JTS 196—11—2016)的公告

2016 年第 46 号

现发布《内河液化天然气加注码头设计规范》(以下简称《规范》)。本《规范》为强制性行业标准,编号为 JTS 196—11—2016,自 2016 年 11 月 1 日起施行。

本《规范》由交通运输部水运局负责管理和解释。

特此公告。

中华人民共和国交通运输部

2016 年 9 月 22 日

制订说明

本规范是根据《交通运输部关于下达 2013 年水运工程建设标准制定、修订项目计划的通知》(交水发[2013]462 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,在总结国内外近年来液化天然气加注码头设计和管理等实践经验基础上,通过深入调查研究,广泛征求有关单位和专家的意见,并结合我国内河液化天然气加注码头建设的现状和发展需要制定而成。

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,水运行业正在开展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注码头与配套设施。为规范内河液化天然气加注码头设计,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本规范。

由于我国液化天然气加注码头的建设起步较晚,目前尚无建成的岸船加注码头,趸船加注码头运营经验也很少,因此本规范作为试行标准发布。

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。

本规范第 5.5.3 条、第 5.5.4 条、第 5.5.7 条、第 7.2.1 条、第 7.4.15 条和第 7.4.16 条中的黑体字部分为强制性条文,必须严格执行。

本规范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。

本规范编写人员分工如下:

- 1 总则:王汝凯 卢永昌
- 2 术语:王汝凯 李伟仪
- 3 基本规定:王汝凯 卢永昌 李伟仪
- 4 码头选址:王汝凯 卢永昌 谢华东 王炜正
- 5 总体布置:王汝凯 谢华东 韩国军 张 勇 厉 萍 李元青 罗胜祥
- 6 工艺:麦浩荣 孙红彦 郭宗华 田红梅 潘海涛 石国政 马 辉
- 7 码头安全设施:贾 镇 黄炎潮 林宏杰 罗胜祥 武守元

附录 A:张 勇

本规范于 2015 年 12 月 11 日通过部审,于 2016 年 9 月 22 日发布,自 2016 年 11 月 1 日起实施。

本规范由交通运输部水运局负责管理和解释。请各有关单位在执行过程中,将发现的问题和意见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,电子邮箱:sys616@mot.gov.cn)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),以便修订时参考。

目次

1	总则	(1)
2	术语	(2)
3	基本规定	(3)
4	码头选址	(4)
5	总体布置	(5)
5.1	一般规定	(5)
5.2	设计船型及泊位数量	(5)
5.3	作业条件	(5)
5.4	码头尺度	(6)
5.5	泊位布置	(6)
5.6	进出港航道及锚地	(7)
6	工艺	(8)
6.1	一般规定	(8)
6.2	泊位加注能力	(8)
6.3	加注工艺	(8)
6.4	管道系统	(9)
7	码头安全设施	(11)
7.1	一般规定	(11)
7.2	消防设施	(11)
7.3	通信和助航设施	(12)
7.4	电气、报警和紧急切断系统	(12)
附录 A	本规范用词说明	(14)
引用标准名录		(15)
附加说明	本规范主编单位、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	(16)
条文说明		(19)

1 总 则

1.0.1 为统一内河液化天然气加注码头设计技术要求,有效控制内河液化天然气加注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岸船加注码头和趸船加注码头设计。

1.0.3 内河液化天然气加注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 $-160^{\circ}\text{C} \sim -162^{\circ}\text{C}$ 。

2.0.2 液化天然气加注码头 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。

2.0.3 岸船加注 LNG Intermediary Terminal-to-ship Via Pipeline

液化天然气储罐位于码头陆域的加注方式。

2.0.4 趸船加注 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

在液化天然气加注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 液化天然气加注站 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。

3 基本规定

3.0.1 液化天然气加注站的液化天然气补给方式,采用岸船加注方式的应通过陆上进行补给,采用趸船加注方式的可通过陆上、水上液化天然气加注船或者水陆联合的方式补给。加注趸船采用液化天然气加注船补给时,补给和加注不应同时作业。

3.0.2 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注码头宜在白天对受注船进行加注作业。

3.0.4 内河液化天然气加注码头兼顾燃油加注时,加注设备应按各自的安全要求统一布置,且同一泊位不应同时进行液化天然气和燃油加注作业。

3.0.5 内河液化天然气加注码头水工结构设计应符合下列规定。

3.0.5.1 内河液化天然气加注码头和护岸的结构安全等级不应低于二级。

3.0.5.2 内河液化天然气加注码头和护岸抗震设防采用的地震动参数不得低于现行地震动参数区划图确定的数值。

3.0.5.3 内河液化天然气加注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)的有关规定取上限值。

3.0.5.4 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。

4 码头选址

4.0.1 内河液化天然气加注码头选址应与港口总体规划相适应。

4.0.2 内河液化天然气加注码头选址应与内河航道、通航建筑物和过河建筑物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 内河液化天然气加注码头的选址应与气源补给方式相适应。

4.0.4 内河液化天然气加注码头的选址应充分考虑航道通航条件、通航密度及与周边设施的安全距离。

4.0.5 内河液化天然气加注码头应选在河势稳定、水流平顺、水深适宜、水域面积充足,方便船舶进出、安全加注的河段。

4.0.6 内河液化天然气加注码头不宜布置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,也不宜布置在明火或散发火花地点的下风侧。

4.0.7 湖泊内的液化天然气加注码头宜选在具有天然掩护的湾内或风浪较小的区域。

4.0.8 内河液化天然气加注码头不得布置在水底电缆、水底管线及过河建筑物保护区内。

5 总体布置

5.1 一般规定

- 5.1.1** 加注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** 内河液化天然气加注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注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** 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** 内河液化天然气加注码头的布置宜充分利用天然水深,前沿线宜沿水流方向和顺等深线布置,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** 内河液化天然气加注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** 内河液化天然气加注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。

5.2 设计船型及泊位数量

- 5.2.1** 内河液化天然气加注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。加注码头设计船型尺度可参照现行国家标准《内河通航标准》(GB 50139)确定,其中停靠海船的加注码头,设计船型尺度可参照现行行业标准《海港总体设计规范》(JTS 165)确定。

- 5.2.2** 内河液化天然气加注码头的泊位数可按下式确定:

$$N = Q / P_t \quad (5.2.2)$$

式中 N ——泊位数;

Q ——码头年作业量(t/a),指通过码头加注的液化天然气总量;

P_t ——一个泊位的设计加注能力(t/a)。

5.3 作业条件

- 5.3.1** 对液化天然气受注船进行加注时,允许波高不宜超过表 5.3.1 的数值。

表 5.3.1 船舶加注作业的允许波高

船舶吨级		允许波高 (m)	
DWT(t)	GT(t)	顺浪 $H_{4\%}$	横浪 $H_{4\%}$
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、液化石油气和液化天然气船采用 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;
③ $H_{4\%}$ 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 $T\leq 6s$..

5.3.2 液化天然气受注船进行加注时的允许风力不应超过 6 级。

5.4 码头尺度

5.4.1 内河液化天然气加注码头泊位长度、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《河港工程总体设计规范》(JTI 212) 的有关规定确定。停靠海船的液化天然气加注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。

5.4.2 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注码头的泊位布置,根据建设规模、设计船型、加注工艺和自然条件等,可采用墩式、连片式、斜坡式或浮式等布置型式。当采用斜坡式或浮式布置形式时,其布置应符合现行行业标准《斜坡码头及浮码头设计与施工规范》(JTI 294) 的有关规定。

5.5.2 内河液化天然气加注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 内河液化天然气岸船加注码头加注设备至后方储罐的净距不应小于表 5.5.3 规定的数值。

表 5.5.3 加注设备与后方储罐的净距

储罐总容积 $V(m^3)$	加注设备与储罐净距 (m)	储罐总容积 $V(m^3)$	加注设备与储罐净距 (m)
$V > 10000$	65	$180 < V \leq 500$	22
$2000 < V \leq 10000$	55	$120 < V \leq 180$	20
$1000 < V \leq 2000$	30	$V \leq 120$	15
$500 < V \leq 1000$	25		

注:加注设备与储罐净距,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..

5.5.4 液化天然气加注码头与其他货类码头的设计船型船舶净距应按相邻码头装卸货种的性质确定,且不应小于 50m。

5.5.5 相邻的内河液化天然气加注码头船舶净距应根据受注船的种类和尺度,按现行行业标准《河港工程总体设计规范》(JTJ 212)和《海港总体设计规范》(JTS 165)的有关规定确定,且不得小于 25m。

5.5.6 内河液化天然气加注码头两侧停靠液化天然气受注船时的船舶净距不应小于 25m。

5.5.7 液化天然气受注船加注作业期间,加注口周边 25m 半径范围内不应进行与加注无关的活动。

5.6 进出港航道及锚地

5.6.1 内河液化天然气加注码头进出港航道的选线和总体布置,应符合现行行业标准《河港工程总体设计规范》(JTJ 212)和《航道工程设计规范》(JTS 181)的有关规定。停靠海船的加注码头,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 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注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。停靠海船的加注码头,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《河港工程总体设计规范》(JTJ 212)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。
- 6.1.5 加注工艺应考虑蒸发气回收处理。

6.2 泊位加注能力

6.2.1 内河液化天然气加注码头的泊位年设计加注能力可按式计算:

$$P_t = \frac{T_y A_p t_d}{t_x + t_f} G \tag{6.2.1}$$

- 式中 P_t ——泊位年设计加注能力(t/a);
- T_y ——泊位年可营运天数(d/a);
- A_p ——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%,当有多个加注泊位时取大值;
- t_d ——每昼夜加注作业时间(h/d),可取12h/d~24h/d;
- G ——平均每艘次加注量(t),结合受注船的液化天然气罐容和营运组织情况等综合分析确定,一般可按液化天然气罐容的70%~80%考虑;
- t_x ——一艘船的净加注时间(h),可取0.5h~1h;
- t_f ——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注码头统计资料分析确定。

6.3 加 注 工 艺

6.3.1 内河液化天然气加注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,低温软管长度宜小于 15m。软管应配备防静电装置,并采取防火花的措施。

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,设计流速应根据管系刚度、水击分析等因素合理确定,且不宜大于 7m/s。

6.3.5 加注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。

6.3.7 岸船加注码头接岸处应设置常开的紧急切断阀。

6.3.8 在液体管路上的两个切断阀之间应设置安全阀,泄压排放的气体应集中接入放散管放空处理。

6.3.9 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,且不应大于管道的设计压力。

6.3.10 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。放散管系统设计尚应符合现行国家标准《石油天然气工程设计与防火规范》(GB 50183)的有关规定。

6.3.11 加注码头蒸发气应收集并输送至后方集中处理。

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

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)等的有关规定。

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,且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°C 。

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 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《钢制对焊无缝管件》(GB/T 12459)的有关规定。

6.4.3.2 工艺管道布置应根据应力分析采取防冷缩措施,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,且阀帽偏离竖直方向不宜大于 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。

6.4.8 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少量泄漏的承液盘,承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 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注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。

7.1.3 内河液化天然气加注码头应配备人员防护设施与器材。

7.2 消防设施

7.2.1 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注码头应设置消防给水系统,位于市政消火栓 150m 保护半径之内的加注码头可利用市政消防系统,不再单独设置消防给水系统。

7.2.5 内河液化天然气加注码头消防给水系统的设置应符合下列规定。

7.2.5.1 内河液化天然气加注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。

7.2.6 内河液化天然气加注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现行行业标准《液化天然气燃料水上加注趸船入级与建造规范》的有关规定。

7.3 通信和助航设施

7.3.1 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注码头应设置夜间警示灯。

7.3.3 内河液化天然气加注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 内河液化天然气加注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 消防泵房、消防控制室、变配电间、自备发电机房和消防值班室等应设置应急照明,应急照明可采用蓄电池作为备用电源,其连续供电时间不应少于2h;加注作业操作区宜设置应急照明,其连续供电时间不宜少于0.5h。

7.4.4 内河液化天然气加注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,电缆敷设于管内时净距不应小于0.25m。

7.4.5 电缆不应与液化天然气管道、热力管道同沟敷设。

7.4.6 内河液化天然气加注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。

7.4.7 液化天然气管道的法兰连接处应跨接。

7.4.8 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。

7.4.9 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。

7.4.10 内河液化天然气加注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。

7.4.11 内河液化天然气加注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 3097)的有关规定。

7.4.12 在内河液化天然气加注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。

7.4.13 内河液化天然气加注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。

7.4.14 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。

7.4.15 内河液化天然气加注码头应设置火灾报警系统。

7.4.16 内河液化天然气加注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和低温报警系统。

7.4.17 可燃气体检测器和报警器的选用和安装,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规范》(GB 50493)的有关规定。

7.4.18 内河液化天然气加注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。

7.4.19 报警系统和紧急切断系统应配有不间断电源。

7.4.20 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。

7.4.21 紧急切断系统应在加注现场工作人员容易接近的位置,以及控制室或值班室等位置设置启动开关。

7.4.22 紧急切断系统应只能手动复位。

附录 A 本规范用词说明

A.0.1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度的用词说明如下:

(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)表示允许选择,在一定条件下可以这样做的采用“可”。

引用标准名录

- 1.《内河通航标准》(GB 50139)
- 2.《石油天然气工程设计与防火规范》(GB 50183)
- 3.《压力管道规范——工业管道》(GB/T 20801)
- 4.《工业金属管道设计规范》(GB 50316)
- 5.《工业设备及管道绝热工程设计规范》(GB 50264)
- 6.《设备及管道绝热技术通则》(GB/T 4272)
- 7.《流体输送用不锈钢无缝钢管》(GB/T 14976)
- 8.《钢质对焊无缝管件》(GB/T 12459)
- 9.《低温阀门技术条件》(GB/T 24925)
- 10.《低温介质用紧急切断阀》(GB/T 24918)
- 11.《覆盖奥氏体不锈钢用绝热材料规范》(GB/T 17393)
- 12.《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140)
- 13.《建筑设计防火规范》(GB 50016)
- 14.《消防给水及消火栓系统技术规范》(GB 50974)
- 15.《内河助航标志》(GB 5863)
- 16.《供配电系统设计规范》(GB 50052)
- 17.《建筑物防雷设计规范》(GB 50057)
- 18.《石油与石油设施雷电安全规范》(GB 15599)
- 19.《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058)
- 20.《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB 50493)
- 21.《港口工程荷载规范》(JTS 144)
- 22.《海港总体设计规范》(JTS 165)
- 23.《河港工程总体设计规范》(JTJ 212)
- 24.《斜坡码头及浮码头设计与施工规范》(JTJ 294)
- 25.《航道工程设计规范》(JTS 181)
- 26.《液化天然气燃料水上加注趸船入级与建造规范》
- 27.《石油化工企业静电接地设计规范》(SH 3097)
- 28.《压力管道安全技术监察规程——工业管道》(TSG D0001)

附加说明

本规范主编单位、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: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)

(以下按姓氏笔画为序)

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)

主要审查人:赵冲久

(以下按姓氏笔画为序)

王红兵、王建新、李志明、李悟洲、李清、陈伯卫、

吴裕昆、步建明、罗京、路世昌、缪吉伦

总校人员:李永恒、仇伯强、刘国辉、吴敦龙、杨川、卢永昌、

贾镇、谢华东、孙红彦、林宏杰

管理组人员:张勇(中交第四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)

谢华东(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)

中华人民共和国行业标准

内河液化天然气加注码头设计规范

(试行)

JTS 196—11—2016

条文说明

目 次

1	总则	(23)
3	基本规定	(24)
5	总体布置	(25)
5.3	作业条件	(25)
5.5	泊位布置	(25)
6	工艺	(26)
6.2	泊位加注能力	(26)
6.3	加注工艺	(27)
6.4	管道系统	(27)
7	码头安全设施	(28)
7.1	一般规定	(28)
7.2	消防设施	(28)
7.4	电气、报警和紧急切断系统	(28)

1 总 则

1.0.2 根据调研,目前液化天然气水上加注主要有五种方式。槽车—船加注(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。趸船加注(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。岸船加注(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—船加注(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—船加注(Floating facility-to-Ship bunkering),简称FTS,类似于趸船加注,但浮式设施不与岸连接。

在五种加注方式中,本规范仅对其中与码头工程建设结合紧密的岸船加注(TPS)方式和趸船加注(PTS)方式提出了规定。

3 基本规定

3.0.1 加注站气源的陆上补给方式一般包括槽车补给、相邻液化天然气接收站管道补给等方式。

液化天然气运输船的容量远远大于液化天然气槽车,采用水上补给时的危险性大于陆上槽车补给,本规范规定的加注码头,其安全间距和技术要求等安全标准均低于液化天然气码头,且由于加注站储罐容量较小,采用液化天然气槽车基本上可以满足加注站补给的需要,所以本规范规定岸船加注方式的加注站应采用陆上补给的方式。目前国际上的船舶液化天然气加注站的补给方式均采用陆上补给的方式,尚无采用水上补给的先例。

由于加注趸船上安装的液化天然气储罐一般容量较小,采用加注船进行补给作业类似于对受注船的加注作业,因此规定对加注趸船可以由加注船来补给。

补给和加注不同时作业是为了保证补给和加注过程的安全。

3.0.2 液化天然气火灾危险性类别为甲 A 类。内河液化天然气加注码头覆盖江河、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。

3.0.4 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,提高加注码头市场竞争力。挪威现有加注码头多数都具备燃油和液化天然气两种燃料的加注功能。同时加注作业时,存在安全隐患,因此规定不能同时进行加注作业。

5 总体布置

5.3 作业条件

5.3.1 我国现行行业标准《河港工程总体设计规范》(JTJ 212—2006)没有给出河港工程的作业条件标准,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注码头的波浪作业条件给出规定。由于液化天然气加注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,本规范参照现行行业标准《海港总体设计规范》(JTS 165—2013)中船舶装卸作业的允许波高给出液化天然气受注船进行加注时的允许波高。

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。

5.5.3 本条主要参照现行国家标准《城镇燃气设计规范》(GB 50028—2014)和《石油化工企业设计防火规范》(GB 50160—2015)等编制。

5.5.4 内河液化天然气加注码头靠泊多类船舶,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,因此不能以受注船装载的货物类型来定义加注码头危险分类。规范组认为以相邻码头性质确定内河液化天然气加注码头和相邻码头的安全间距较为合理,也便于操作。

5.5.5 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首或船尾,而根据国外液化天然气加注码头的调研资料,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注码头船舶净距不应小于 25m。

5.5.7 根据国外液化天然气加注码头的调研资料,在作业期间,一般规定加注口周边 25m 半径范围内属安全作业区,不应进行与加注无关的活动。

6 工 艺

6.2 泊位加注能力

6.2.1 根据现有液化天然气加注码头的调查结果,一般小型船净加注时间为 0.5h ~ 0.8h,大型船净加注时间为 0.8h ~ 1h。

液化天然气受注船的液化天然气罐容原则上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。

根据挪威船级社统计,截止到 2014 年 9 月 1 日,全世界共有约 50 艘以液化天然气为燃料的船舶投入营运,以车/客渡船(邮轮)、海工平台供应船为主,其他的包括少量的港作船、件杂货船;另外有 69 艘以液化天然气为燃料的船舶订单(计划 2018 年前投入使用),涵盖车/客渡船、海工平台供应船、拖轮、集装箱船、件杂货船、液体化工品船、滚装船舶等各类船型。以上艘数均不含液化天然气运输船和内河船舶。

现已投入营运的以液化天然气为燃料的船舶往往设置专用的液化天然气加注码头或加注船。

世界上第一艘以液化天然气作为燃料的海工支援船“Viking Energy”,总吨 5073t,净吨 1521t,配置一座罐容 234m³ 的不锈钢真空绝热储气罐,液化天然气储存量约为 209m³,燃料补给周期为每 10 天 1 次。另外有一艘“Viking Lady”号,是“Viking Energy”号的姐妹船。

往返于瑞典和芬兰之间的渡船/邮轮(FERRY/CRUISE)“M/S Viking Grace”,是世界上第一艘采用液化天然气为燃料的大型客船,57000 总吨,配置了 2 座罐容 300m³ 的液化天然气储罐,每天消耗液化天然气约 120m³,采用全球第一艘液化天然气加注驳船(bunkering barge)“Scagas”号以 STS(船到船)方式进行液化天然气加注,加注驳船罐容为 170m³,每天能为“M/S Viking Grace”提供 60t ~ 70t 液化天然气,当船停泊在斯德哥尔摩港口时进行加气,加气过程约需 1 个小时。

“Bit Viking”号是世界上第一艘将以重型燃料油为燃料的船舶发动机改装为以液化天然气为燃料的双燃料发动机的商船,是一艘载重吨 25000 吨的成品油船,改造后,在船舶甲板上安装了两座单罐容量 500 m³ 的液化天然气储罐。

根据国内调研资料,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 $5\text{ m}^3 \sim 15\text{ m}^3$ 之间,最大的可达 20 m^3 ,每次加气量与罐容之比一般在 80% 以内,每次加注量在 $1\text{ t} \sim 7\text{ t}$ 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,见表 6-1:

表 6-1 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 (m^3)	5 ~ 15	15 ~ 20	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

6.3.1 本条参照美国国家标准《压缩天然气 (CNG) 车辆燃料系统标准》(NFPA 52),加注软管的长度规定为 15 m 。

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,同时考虑到加注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 7 m/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 为保证放散气体迅速排出系统外,不应有阻碍气体放散的设施,譬如防雨罩、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°C 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

6.4.10 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注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 内河液化天然气加注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。本节规定是参照现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140—2010)和《汽车加油加气站设计与施工规范》(GB 50156—2012),并参考国外液化天然气加注码头的灭火器材配置情况而制定的。

7.2.4 内河液化天然气加注码头发生天然气泄漏等事故时,可使用雾状水对天然气蒸气云进行稀释,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。因此规定加注码头应设有消防给水系统。但位于市政消火栓保护范围内的加注码头可以不设消防给水系统。

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。现行行业标准《民用建筑电气设计规范》(JGJ 16—2008)规定应急照明连续供电时间不应小于 180min。加注码头人员较少,疏散时间较短,因此规定应急照明时间不少于 2h。

7.4.5 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。

7.4.9 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。

7.4.13 现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)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、气体或蒸气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。

7.4.14 现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)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。

7.4.15 为了尽早发现火灾情况,及时消除火灾安全隐患,制定本规定。

7.4.16 为了尽早发现可燃气体或低温液体泄漏情况,及时消除泄漏安全隐患,制定本规定。

7.4.22 本条规定是参照《汽车加油加气站设计与施工规范》(GB 50156—2012)的有关规定制定。



ISBN 978-7-114-13384-8



9 787114 133848 >

网上购书 / www.chinasybook.com

定 价：40.00元