



# 岸基 LNG 加注码头与 LNG 码头本质差异对比 及设计要点

陈武争<sup>1,2</sup>

(1. 中交水运规划设计院有限公司, 北京 100007; 2. 上海中交水运设计研究有限公司, 上海 200092)

**摘要:** 为系统研究分析岸基 LNG 加注码头和 LNG 码头的关键差异, 为设计提供针对性的理论依据, 采用规范分析、实践类比、逻辑推理等方法, 分析两种码头在代表船型、港址选择、作业工艺、作业量等方面的本质差异, 提出安全设计、消防设计方面的总体设计要点。结果表明, 岸基 LNG 加注码头有别于普通货类码头和危险货物码头, 是一种特殊性质的港口支持性码头; 码头火灾危险性及消防设计宜制定针对性的防火规范, 火灾危险性为甲 A 类, 消防设计按照扑灭码头自身初期火灾要求配置; 采用水上补给或水陆联合补给时, 不改变其加注码头主体性质, 合理参照 LNG 码头做法, 做好安全应急预案及现场安全管理。

**关键词:** 液化天然气; 码头; 岸基; 加注; 本质差异; 对比

中图分类号: U656.1

文献标志码: A

文章编号: 1002-4972(2024)04-0065-09

## Comparison of essential differences between shore-based LNG refueling terminals and LNG terminals and key points of design

CHEN Wuzheng<sup>1,2</sup>

(1. CCCC Water Transportation Consultants Co., Ltd., Beijing 100007, China;

2. Shanghai Communications Water Transportation Design and Research Co., Ltd., Shanghai 200092, China)

**Abstract:** To systematically study and analyze the key differences between shore-based LNG refueling terminals and LNG terminals, and provide targeted theoretical basis for design, the essential differences between the two terminals in terms of representative ship type, port site selection, operation process and operation volume are analyzed by means of normative analysis, practical analogy and logical reasoning, and the overall design points in terms of safety design and fire protection design are put forward. The results show that the shore-based LNG refueling terminal is different from the general cargo terminal and the dangerous cargo terminal, and it is a kind of port support terminal with special characteristics. Fire risk and fire control design of wharves should formulate targeted fire prevention codes. The fire risk of wharves is class A, and the fire control design should be configured according to the initial fire control requirements of wharves. When using water replenishment or combined water and land replenishment, the main nature of the refueling terminal should not be changed, and the safety emergency plan and on-site safety management should be made with reasonable reference to the practice of LNG terminals.

**Keywords:** liquefied natural gas; dock; bank base; refueling; essential difference; comparison

全球节能减排和绿色低碳的趋势已将航运业推到风口浪尖, 各国航运业纷纷探寻替代能源, 液化天然气(liquefied natural gas, LNG)作为清洁低

碳能源, 显然可以在能源替代方面赢得先机, 并在满足国际公约、国内标准要求的形势下迎来应用发展的新机遇<sup>[1]</sup>。

收稿日期: 2023-08-07

作者简介: 陈武争(1986—), 男, 高级工程师, 从事港航工程咨询设计工作。

LNG 是国家优先推广的清洁能源,水运行业推广应用 LNG 是发展绿色交通、建设生态文明的需要,也是实现水运行业节能减排、转型升级和优化用能结构的有效措施<sup>[2]</sup>。LNG 在我国的应用较为广泛,主要分为车用与船用 LNG,其中船用 LNG 又分为船舶运输 LNG 和燃料 LNG。

船舶运输 LNG 起步相对较早,LNG 运输船、LNG 码头、LNG 接收站、LNG 输送管道及装卸设备等产业链相对较为成熟,有完善的设计、建设和运营经验。LNG 作为船用燃料起步较晚,船舶 LNG 动力船、加注码头、加注储罐、加注设备 etc 设计、制造经验相对较为欠缺。LNG 加注码头又分为趸船加注、岸基加注、车船对接加注、加注船加注、海上浮式设施加注等形式,其中岸基加注码头与 LNG 装卸码头(简称“LNG 码头”)形式相似度较高,二者很容易混淆,给工程选址、论证、设计、评审等环节带来很多不便。

国内对于 LNG 加注码头和 LNG 码头也做了一些研究,潘海涛等<sup>[3]</sup>通过分析我国 LNG 动力船舶的燃料加注方式和加注站的规模,提出促进我国 LNG 动力船舶应用发展的建议及措施;王红尧等<sup>[4]</sup>通过对现有受注船型的燃料组成、LNG 燃料罐的位置及仓容、受注口分布、受注船型等级等要素的分析总结,提出岸基式加注码头建设规模的确定、加注点的布置、主尺度的确定、加注设备的确定、受注时间的控制、BOG (boll off gas, 闪蒸气体)的处理等设计要点;李恬<sup>[5]</sup>在分析船舶液化天然气岸基式加注站功能特点的基础上对船舶液化天然气岸基式加注站设计要点进行了分析阐述;刘堃等<sup>[6]</sup>结合几个 LNG 码头项目选址工作,系统性地论述 LNG 项目选址的整个过程,提出 LNG 项目选址的完整思路;周娜等<sup>[7]</sup>结合我国 LNG 码头布局现状以及相应工程选址的经验和教训,对其选址进行系统性分析,提出相应的 18 个筛选因素,形成选址评价体系。可以看出,以上研究大多单独针对 LNG 加注码头或 LNG 码头的其中一种进行分析,总结提出了很多有效技术措施

和建议,但针对两种码头的异同点和关键设计要素的实质性差异分析较少。

本文通过系统梳理 LNG 加注码头和 LNG 码头在功能定位、代表船型、港址条件、作业工艺、作业量等方面的本质差异,提出岸基式 LNG 加注码头性质、规范适用性、安全设计、消防设计等方面的关键技术问题和注意事项。

## 1 关键要素差异对比

### 1.1 功能定位

根据 JTS 165-5—2021《液化天然气码头设计规范》<sup>[8]</sup>,液化天然气码头是为运输散装液化天然气的专用船舶提供靠离泊和装卸作业的码头;根据 JTS 196-11—2016《内河液化天然气加注码头设计规范》<sup>[9]</sup>,液化天然气加注码头是为液化天然气受注船提供液化天然气加注服务的码头,其中液化天然气储罐位于码头陆域的加注码头为岸基式码头。

岸基式 LNG 加注码头与 LNG 码头储罐都在后方陆域。两种码头又均通过管线与后方储罐连线,比较容易混淆。但两者功能定位是不同的,主要体现在 LNG 码头是把 LNG 作为货物进行装卸和存储,靠泊船舶是 LNG 专用运输船(危险品船),码头性质是散装液体危险货物码头;而 LNG 加注码头是把 LNG 作为燃料为船舶进行服务的码头,靠泊船舶统称受注船,可以是各种可能类型的船舶,一般是普通船舶。

### 1.2 代表船型

LNG 码头与 LNG 加注码头代表船型的差异是其中最本质的差异之一。

1) LNG 码头代表船型主要是运输散装 LNG 的专用船舶,船舶构造主要遵守《国际散装运输液化气体船舶构造和设备规则》(IGC 规则),船舶航行主要遵守国际海事组织(International Maritime Organization, IMO)《国际海运危险货物规则》(IMDG)。我国 LNG 船内河船型与海船均有,海船居多。典型 LNG 船舶参数见表 1<sup>[10]</sup>。

表 1 典型 LNG 船舶参数

船舶吨级/t	总长 L/m	满载吃水 T/m	总仓容量/m <sup>3</sup>
3 000	99	4.8	2 801~5 000(平均 3 900)
5 000	120	5.9	5 001~9 000(平均 7 000)
1 万	128	6.0	9 001~15 400(平均 12 200)
3 万	230	12.7	38 001~79 000(平均 58 500)
5 万	230	13.6	79 001~84 300(平均 81 650)
1 万	298	12.3	14 0001~155 000(平均 147 500)
1 万	345	13.6	155 001~262 000(平均 208 500)

2) LNG 加注码头代表船型主要是液化天然气受注船, 类型比较广泛, 共同特点是把 LNG 作为单一或其中一种燃料使用。这类船舶本身不运输 LNG, 燃料舱内的 LNG 会随着运输距离的增加而不断消耗直至下一次加注补充。船舶航行主要遵循国际海事组织《使用气体或其他低闪点燃料船舶国际安全规则》(IGF)。我国 LNG 受注船主要以内河船为主, 吨级多数在 1 万吨级以内, 海船极少。3 000 吨级及以下 LNG 受注船燃料罐容量一般在 20 m<sup>3</sup> 以下, 5 000~1 万吨级 LNG 受注船燃料罐容量一般在 25~100 m<sup>3</sup>。1 万吨级以上船型相对较少。典型 LNG 受注船舶参数见表 2。

表 2 典型 LNG 受注船舶参数

船舶载质量/t	船名	总长 L/m	满载吃水 T/m	LNG 燃料罐容/m <sup>3</sup>
600	沪环运货 6005	55.60	2.50	10
865	鸿运 1026	50.05	2.75	3
1 400	红航货 888	61.00	3.36	5
1 500	苏徐州货 6096	62.90	3.40	5
1 693	鸿运 2002	57.71	3.30	5
2 500	北方货 166	67.90	3.83	5
5 000	港盛 1000	92.00	4.00	25
7 000	长航 26007	110.00	4.65	50
9 600	湘水运 26 号	118.90	6.00	89
2.5 万	扬子江 690FEU	192.00	8.20	1 265
21.3 万	达菲 23KTEU	399.90	12.50	18 629

根据国内调研资料及表 1、2 可以看出, 我国现有 LNG 受注船一般为载质量 5 000 t 以下的小型船舶, 其船上的液化天然气罐容积一般在 3~25 m<sup>3</sup>, 船舶类型及其运载的货物多种多样, 多以载质量

或吨级(DWT)进行标识; LNG 船多以大吨位海船为主, 主要用于 LNG 进口运输, 靠泊于接收站码头, 船舶多以总吨(GT)或者总仓容量进行标识; 以同等吨级船舶进行模糊对比, 5 000 吨级或总吨以下船舶中, LNG 船运输的 LNG 总仓容量一般是 LNG 受注船燃料罐容内 LNG 容量的 200 倍以上, LNG 容量不在一个数量级; 5 000 吨级或总吨以上船舶中, LNG 船运输的总仓容量一般是 LNG 受注船燃料罐容的 10~200 倍, 吨级越大, 相差越小。

从以上分析可知, LNG 船以海船为主, 主要进行 LNG 进口运输; LNG 受注船以内河船为主, 仅仅是采用 LNG 作为动力燃料, 船舶制造和航行规则也不同。因此, LNG 码头与 LNG 加注码头的主力船型有着本质差别。

目前国内的岸基式 LNG 加注码头规范适用范围仅限内河船, 尚未有适用海船的规范<sup>[11-12]</sup>。

### 1.3 港址条件

#### 1.3.1 区域位置

我国 LNG 码头主要分布于东部沿海地区<sup>[13]</sup>, 集中于资源普遍匮乏、对天然气需求旺盛的南海、东海、渤海区域, 能够充分利用海岸线长的优势和良好的港口设施条件, 有利于 LNG 码头相关设施的建设。国内主要 LNG 码头分布见表 3。

表 3 国内主要 LNG 码头分布

位置	数量/座	能力/(万 t·a <sup>-1</sup> )
渤海区域(天津、河北、辽宁、山东)	9	2 420
长三角及东海区域(福建、浙江、江苏、上海、安徽)	15	3 520
南海区域(广东、海南、广西)	13	3 270

我国 LNG 加注码头主要分布于长江、珠江以及京杭运河等江、河、湖网区域, 主要集中在内河通航条件好、船流密度大、附近有 LNG 补给条件、过往船舶必经之地, 能够利用水域靠泊条件和陆域补给条件建设岸基 LNG 加注码头。国内主要 LNG 加注码头分布见表 4。

表 4 国内主要 LNG 加注码头分布

地点	所处航道	建站企业	建站类型	工程状态
湖北鄂州市	长江	中海油	趸船加注站	竣工
江苏淮安市	京杭运河	中集安瑞科“宏图”	岸基式 LNG 加注站	竣工
湖北省宜都市	长江	西蓝天然气	天然气“四合一”调峰站	营运
重庆市巴南区麻柳嘴镇	长江	重庆富江能源科技有限公司	LNG 加注站	营运
广西梧州扶典	珠江水系西江干线	新奥	趸船加注站	营运
芜湖新沟黄兴圩	长江	中长燃	趸船加注站	营运
广东中山	珠江水系西江干线	中海油	岸基站	在建
江苏镇江	京杭运河水系	-	趸船加注站	在建
江苏南京	长江	港华燃气	趸船加注站	营运
上海浦东	清运河	上海港口能源	岸基式 LNG 加注站	营运
芜湖	长江	淮河能源	岸基式 LNG 加注站	营运
广州近洋码头	珠江水系西江干线	中海油	岸基式 LNG 加注站	营运
上海崇明	长江	-	岸基式 LNG 加注站	竣工

1.3.2 航道条件

LNG 码头多分布于沿海开阔海域，依托深水航道建设，根据码头船型不同，航道条件要求不同。LNG 船舶在进出港航道航行时，除护航船舶外，其前后 1 n mile 范围内不得有其他船舶航行；LNG 船舶锚地与进出港航道和其他非危险品船舶锚地的安全净距不应小于 1 000 m；LNG 码头宜选在不乘潮通航水域。

LNG 加注码头多分布于内河通航水域，依托内河水网建设，LNG 受注船不同于 LNG 船，其性质由其运载货物性质决定而不是由其燃料类型决定，除运载货物有特殊规定外，例如 LNG 船、LPG(liquefied petroleum gas，液化石油气)船或其他液体危化品船作为受注船，一般的 LNG 受注船对航道没有特殊要求，遵守一般的通航管理规定。

1.3.3 岸线性质

根据功能定位不同，LNG 码头与 LNG 加注码头所处岸线性质也不同，虽然都属于港口岸线，但是 LNG 码头根据功能属于货运码头中的液体散货码头，主要进行 LNG 装卸生产，其船舶为危险品船，其所处岸线一般为危险品岸线。LNG 加注码头所处岸线一般为港口支持系统岸线或其它非油气化工码头岸线。

1.3.4 陆域主干管线配套

我国 LNG 码头一般为大型 LNG 接收站配套码头，后方一般都需配套大型 LNG 储罐等配套设施，储罐与城市天然气管网相连，起到城镇燃气供应、调峰、工业应用等作用。

根据规范，LNG 加注码头只能通过陆上进行补给，岸基 LNG 加注码头储罐布置在陆域，通过 LNG 罐车或者 LNG 管道进行补给，既可以就近布置在接收站附近通过管道连通接收站，也可以通过 LNG 罐车往返气源地与加注站之间。LNG 码头比 LNG 加注码头对陆域主管网配套要求更高。

1.4 作业工艺

LNG 码头主要进行 LNG 接卸或发运，也称为装卸工艺；岸基 LNG 加注码头主要进行 LNG 燃料加注，不进行接卸，也称加注工艺；两者工艺均在码头作业，统一称为作业工艺。

1.4.1 LNG 码头作业工艺

LNG 码头为液体散货码头，工艺特点是连续、密闭、运量大、高效。工艺系统设计需要考虑货物的凝点、闪点、易挥发、防静电、运输温度与压力等。液化天然气储运温度为-163 ℃，属于深冷货物，其码头工艺流程、工艺系统设计复杂，技术含量高，工艺管道、装卸设备等均需满足-165 ℃的条件下装卸 LNG 的要求，国内现已建多



座 26.6 万  $\text{m}^3$  LNG 船停靠作业专用 LNG 泊位及接收站,工艺相对较为成熟。

典型 LNG 码头工艺流程包括装船液相流程、装船气相流程、卸船液相流程、卸船气相流程、装卸臂卸空流程、软管卸空流程、工艺干管卸空流程、装船时油气回收流程及管道保冷循环流程。

典型装卸船设备主要包括装船泵、装卸臂或装卸软管;配套设备主要包括卸空泵、卸空罐、中转泵、中转罐和管线及管件、有毒气体密闭作业回收系统、油气回收系统等;辅助设备包括软管吊、登船梯。

由于船型及运营条件等因素,LNG 码头装卸工艺一般为连续作业,船内货物卸至后方储罐或者反向装船,时间一般比较长,以 8 万  $\text{m}^3$  仓容船舶卸船为例,装卸作业时间与辅助作业时间之和一般都超过 24 h。

#### 1.4.2 岸基 LNG 加注码头作业工艺

岸基 LNG 加注码头为非货运服务性码头,工艺特点是非连续、密闭、运量小、频次高。工艺系统设计同样需要考虑货物的凝点、闪点、易挥发、防静电、运输温度与压力等因素。国内目前岸基 LNG 加注站数量不多,投产运营的更是屈指可数,相关经验还有待进一步积累。

根据部分已建岸基 LNG 加注码头经验,典型岸基 LNG 加注码头工艺流程包括加注液相流程、加注气相流程、软管卸空流程、工艺干管卸空流程、加注时油气回收流程及管道保冷循环流程。

典型工艺设备主要包括加注泵、装卸臂或装卸软管(以软管为主,内河船基本不用装卸臂);配套设备主要包括计量撬、卸车泵、加注储罐、放散管和管线及管件、油气回收系统等;辅助设备包括软管吊。

由于船型及运营条件等因素,岸基 LNG 加注码头加注工艺一般为非连续作业,只在码头提供加注服务,无反向卸船流程,一般加注一艘船时间较短,以一艘罐容 10  $\text{m}^3$  的内河 LNG 燃料动力船为例,加注作业时间与辅助作业时间之和一般在 1 h 以内,由于作业不连续,每次加注量比较小且需要辅助作业时间,因此,综合加注效率不高。

#### 1.5 作业量

作业量与码头功能定位、船型、作业工艺高度相关,LNG 码头主要进行 LNG 接卸,需要尽快完成 LNG 卸船或装船作业,单次作业量一般略小于总仓容量,而 LNG 加注码头主要进行燃料加注服务,单次作业量一般略小于燃料舱仓容量。为方便对比,均取总仓容的 80%。

作业量大小与作业时间主要影响码头危险源识别与消防设施设计。以 1 万吨级 LNG 码头和 LNG 加注码头为例进行对比,选取表 1 中的 1 万吨级 LNG 船和表 2 中的 9 600 t LNG 受注船为代表船型,单次作业量对比见表 5。由表可知,同等吨位的 LNG 加注码头作业量约是 LNG 码头的 1%左右,且停留时间短,因此设计时不能将两者作为同类型码头考虑。

表 5 1 万吨级 LNG 码头与 LNG 加注码头作业量对比

码头类型	船型	仓容/ $\text{m}^3$	平均仓容/ $\text{m}^3$	载质量/t	单次作业量/ $\text{m}^3$
LNG 码头	1 万吨级标准船型	9 001~15 400	12 200.5	5 158	10 980.45
LNG 加注码头	9 600 t 实船	89	89.0	9 600	80.10

## 2 岸基 LNG 加注码头总体设计要点

### 2.1 规范适用性

岸基 LNG 加注码头设计阶段涉及水文、航道、总体、工艺、水电配套、结构、安全、消防等诸多专业。根据实践,在设计阶段比较关键的是消防和安全两个专业内容,现有港航类规范基

本都能满足其他专业设计需求。

国内已经实施的有关岸基 LNG 加注码头的规范主要有 GB/T 51312—2018《船舶液化天然气加注站设计标准》、JTS 196-11—2016《内河液化天然气加注码头设计规范(试行)》以及个别地方标准如上海市发布的工程建设标准 DG/TJ 08-2258—2018

《岸基式船舶液化天然气加注站设计规程》，规范中均涉及有关 LNG 加注码头特别是岸基 LNG 加注码头设计的关键内容。而实践中在设计审查、消防审查、安全审查等阶段比较容易混淆的规范是 JTS 158—2019《油气化工码头设计防火规范》<sup>[14]</sup>，该规范主要适用范围为散装油品、液体化工及液化天然气码头，根据该规范总则 1.0.2 条规定，该规范不适用于装卸植物油、装卸桶装或罐装液体危险品码头和水上加油或加气站。

因此，根据码头性质、船型特点、工艺特点，岸基 LNG 加注码头宜选用适合的国家、行业或者地方标准。

## 2.2 安全设计

### 2.2.1 补给方式及安全性

LNG 运输船舱容远远大于 LNG 罐车，其水上补给的危险性远远大于采用 LNG 罐车陆上补给，结合码头功能性质、船型、工艺、作业量等特点，为了保持加注码头各环节设备、设施的匹配性，相关规范只允许岸基 LNG 加注码头陆上补给。

目前国际上的岸基 LNG 加注泊位也均采用陆上补给，尚无采用水上补给的先例。水上补给方便、成本低，有很大的市场需求，在采取一定安全措施的前提下允许岸基 LNG 加注码头水上补给也是十分必要的，但要处理好水上补给时的码头性质定性、适用规范及安全设施设置条件等关键要素。

2023 年 8 月 1 日实施的 JTS 196-11—2023《内河液化天然气加气站码头设计规程》<sup>[15]</sup>对这些难点给出了相对明确的指导。根据该规范 3.0.1 条，允许岸基 LNG 加注码头水上补给方式的存在，但采用水上补给时应满足 JTS 165-5—2021《液化天然气码头设计规程》的有关规定，条件受限时应制定相应的应急预案。实际工程的建设条件通常不能满足 JTS 165-5—2021 的各项要求，主要原因有：1) 根据本文对船型、作业量、码头性质的分析以及新规范 JTS 196-11—2023 第 4.0.9 条的规定，岸基 LNG 加注码头在选址阶段即决定了其宜

选在非油气化工码头岸线的先天条件，在内外部安全距离等方面很难再适应油气化工码头的要求；2) 码头性质是为港口提供支持，主要进行加注服务，水上补给是短暂的作业行为，补给频次低，如果完全按照 LNG 码头的要求去执行，无论经济上还是实施可行性上都很难实现；3) 对 LNG 码头来说，LNG 船装卸作业是长期行为，是主责主业，码头设计和建设属于危险货物港口建设；而对岸基 LNG 加注码头来说，LNG 水上补给是短期行为，是主责主业的补充措施，属于低频次危险货物港口作业，不宜作为危险货物港口建设。

综合以上分析，岸基 LNG 加注码头可以通过陆上、水上、水陆联合等方式进行补给，但进行水上补给时由于安全风险发生了变化，有条件的情况下应该按照 JTS 165-5 的要求进行安全设施配置，条件受限的情况下应该联合相邻码头共同制定相应的安全应急预案，弥补安全设施的不足，既符合实际情况、有一定操作性，又能降低安全风险且风险发生时有针对性的应对方案。

### 2.2.2 内外安全距离

岸基 LNG 加注码头的危险性主要来自于加注过程中船舶燃料储罐内的 LNG 以及陆域储罐通过管道输送至前沿加注口的 LNG，根据 GB/T 51312、JTS 165 中的相关规定，岸基 LNG 码头与相邻码头的安全间距由相邻码头的性质确定，但不应小于 50 m。即如相邻码头是油气化工等有特殊规定的码头，则按其相应规范规定的安全距离执行；如相邻码头是普通货运码头或者客运等非危险品码头，则按不小于 50 m 执行。

岸基 LNG 加注码头(泊位)与 LNG 码头(泊位)内外安全距离对比见表 6。由表可知，岸基 LNG 加注泊位与内外安全距离除与油气化工泊位的距离大于 LNG 泊位要求外，与其余性质泊位的最小要求均大幅度小于 LNG 泊位，也从另一个方面印证了岸基 LNG 加注泊位与 LNG 泊位或者油气化工泊位性质不同。

表 6 岸基 LNG 加注码头与 LNG 码头内外部最小安全距离对比								m
码头(泊位)类型	普通货运泊位	客运泊位	油气化工泊位(甲、乙类)	油气化工泊位(丙类)	非本码头同类泊位	航道边线	同码头相邻同类泊位	后方储罐
岸基 LNG 加注	50	50	150	50	50	25 或 $B^{①}$	25	$4\sim 55^{②}$
LNG	$200/150^{③}$	$300/3\ 000^{④}$	$0.3L_{\max}$ 且 $\geq 35(45^{⑤})$	$0.3L_{\max}$ 且 $\geq 45$	$0.3L_{\max}$ 且 $\geq 35$	$100/50^{⑥}$	$0.3L_{\max}$ 且 $\geq 35$	$55\sim 150$

注：①条件不受限时岸基 LNG 加注泊位受注船距离航道边线不小于 25 m，条件受限时经论证可以适当缩小，但不应小于 1 倍受注船船宽， $B$  为受注船船宽；

②岸基 LNG 加注泊位加注设备与后方储罐距离根据储罐容量规模和型式确定，范围在 4~55 m，JTS 1196-11—2016 规定的范围为 16~65 m，新版规范 JTS 1196-11—2023 对此进行了修正，范围变为 4~55 m，如果是埋地储罐或者坑式储罐，还可以根据具体条文进行适当缩减；

③LNG 泊位与液化石油气泊位以外的其他货类泊位的船舶净距不小于 200 m，与工作船泊位的船舶净距不小于 150 m；

④LNG 泊位在河港客运泊位上游时，安全距离不小于 3 000 m，除此之外的情况下两者距离不小于 300 m；

⑤LNG 泊位与相邻的 LNG 泊位或液化烃泊位安全距离不小于 0.3 倍最大设计船长  $L_{\max}$  且不小于 35 m，LNG 泊位与相邻油品或液体化学品泊位的最小安全距离不小于 0.3 倍最大设计船长  $L_{\max}$  且不小于 45 m；

⑥LNG 泊位海港航道边线距离不小于 100 m，与河港航道边线不小于 50 m。

2.2.3 安全设施

岸基 LNG 加注码头的安全设施包括导助航、码头系靠设施、水幕和消火栓等消防设施、可燃气体探测等预警设施、紧急拉断设施、标志标识等警示标志，以及防静电、防冻伤等设施。安全设施需要根据岸基 LNG 加注码头特点进行配置，既要确保安全，又要考虑适度。岸基 LNG 加注码头与 LNG 码头安全设施配置要求对比见表 7。

表 7 岸基 LNG 加注码头与 LNG 码头安全设施最低配置要求对比						
码头(泊位)类型	结构安全等级	拖轮协助	人员防护	消防给水		
岸基 LNG 加注	二级	无要求	应设置人员防护器材,例如防冻服、自给式呼吸机、洗眼器、淋浴器、应急医疗包等	符合条件的可不设消防给水系统。设置的消防给水系统由储罐固定冷却水系统、室外消火栓系统和加注区设备前沿隔离水幕系统组成,流量按同时开启之和确定		
LNG	一级	宜按 JTS 165 配置全回转型拖轮协助	应设置个人防护用品和医疗紧急救助设施,例如安全帽、工作服、防护手套、安全带、防护镜、耳塞和耳罩等	规范未明确提出,但根据内容推算必须设置消防给水系统,用水量为消防水炮、水幕、水喷雾设备和移动消防设备同时工作最大用水量总和。条件无法满足时采用水上陆上联合消防保护,按规范配置水上消防船或拖拖两用船		
码头(泊位)类型	消防设施设备或器材		监控	火灾报警	导助航	紧急切断系统
岸基 LNG 加注	满足扑救码头火灾要求,不考虑设计船型火灾要求。主要是移动式消防设施,按规定配置一定数量和规格的手提式干粉灭火器、推车式干粉灭火器		应设置视频监控系统,其中受注船和加注口周边 25 m 范围应在监控覆盖范围且视频保存时长不小于 90 d	应设置火焰探测报警系统,按规定配置的便携式可燃气体探测仪器不宜少于 3 个	码头设置甚高频无线电话、警示灯等	按规定设置紧急切断系统
LNG	满足扑救码头火灾和辅助扑救设计船型火灾要求。应配置远控消防水炮、水幕系统、水喷雾系统、干粉灭火系统、高倍数泡沫没活系统等固定式消防设施		设置工业电视系统,且按消防负荷供电	应设置声光自动火灾报警系统,设置固定式及便携式可燃气体探测报警仪	应按规定设置专有线通信系统、甚高频防爆型无线电话、应急广播对讲系统等	应规定设置船岸紧急切断、装卸臂紧急脱离、靠泊辅助、缆绳张力监测和作业环境监测系统

2.3 消防设计

2.3.1 码头的火灾危险性

火灾危险性是指火灾发生的可能性与暴露于火灾或燃烧产物中而产生的预期有害程度的综合反应<sup>[16]</sup>。火灾危险性根据物质特性及数量综合确定，一般可分为生产的火灾危险性、存储物品的火灾危险性和其他火灾危险性。岸基 LNG 加注码头既不生产 LNG，也不存储 LNG，仅将 LNG 介质作为燃料给船舶提供加注服务，因此，现有的规范不能严格准确地定义其火灾危险性的类别。



根据 LNG 特性及《易燃易爆危险品火灾危险性分级及试验方法第 1 部分：火灾危险性分级》<sup>[17]</sup>，LNG 的火灾危险性属 I 级，参考 GB 50016—2018《建筑设计防火规范》<sup>[18]</sup> 中的火灾危险性分类方法，LNG 的火灾危险性都是甲类。新发布的 JTS/T 196-11—2023 条文解释中明确提出 LNG 火灾危险性类别为甲 A 类，但未对岸基 LNG 加注码头作出明确的火灾危险性规定。

针对码头这一特殊场所，目前对码头的火灾危险性判定主要依据 JTS 158—2019《油气化工码头设计防火规范》，对装卸液体危险货物码头给出了明确分类，既根据装卸介质的火灾危险性划分了甲、乙、丙 3 类，也根据码头等级和类型分别对海港和内河划分了特级、一级、二级、三级 4 个防火等级，并针对防火等级和火灾危险性给出针对性规定。根据表 6、7 对比内容，从火灾发生概率分析，LNG 加注码头特性与甲 A 类 LNG 码头类似，但从预期有害程度分析，通过规范中安全设施配置要求、与相邻泊位安全距离推断，其预期危害程度更接近油气化工码头中的丙类码头。

为了与其他规范释义习惯相统一且兼顾岸基 LNG 加注码头特殊性，宜制定针对性的防火规范进行火灾危险性定性，按甲 A 类定性火灾危险性，消防设计根据其扑灭码头初期火灾要求进行配置。

### 2.3.2 主要消防设施

根据表 7 中岸基 LNG 加注码头与 LNG 码头消防设置配置的要求对比可以看出，岸基 LNG 加注码头消防设施配置主要针对码头本身火灾，由于受注船一般为各类非油气化工船，本身火灾危险性小且船上有相应的消防自救能力，因此不考虑扑灭受注船，而且 LNG 码头不仅要考虑扑灭码头本身火灾还要考虑辅助扑灭靠泊船型火灾，而 LNG 码头靠泊船型一旦起火，由于其仓容较大，预期危害远远高于码头本身。因此，岸基 LNG 加注码头消防设置的配置要求远远低于 LNG 码头。

岸基 LNG 加注码头的火灾危险性主要集中在加注口与船舶燃料罐附近、储罐区及卸车区，加

注口与船舶燃料罐附近处于水域码头处，需要在火灾的初期阶段进行灭火及船舶逃离操作，以免引发船舶燃料罐次生灾害，因此需要在码头前沿设置水幕进行隔热，给船舶以操作和逃离条件，在加注口附近设置手提式干粉灭火器用于初期火灾的灭火。

根据实践，配置固定泡沫炮或水炮进行灭火不适用于岸基 LNG 加注码头，主要原因为：一是岸基 LNG 加注码头储罐距离加注口位置比较近，固定炮有一定的射程要求，不能发挥规定炮的效果；二是受注船燃料罐比较小，体量远远小于 LNG 船储料仓，而固定炮主要用于液体散货船储料仓处大面积着火时的灭火。

## 3 结论

1) 岸基 LNG 加注码头靠泊多类船舶，并不进行自身装载货物的装卸作业，而只进行 LNG 燃料加注作业，因此以受注船装载的货物类型或燃料类型定义码头性质都是不合适的。岸基 LNG 加注码头既不是常规的普通货类码头、客运码头、公务码头，也不是危险货物码头。岸基 LNG 加注码头是一种特殊的码头，岸线性质宜选择在规划 LNG 加注码头岸线、港口支持系统岸线或非油气化工码头岸线。

2) 岸基 LNG 加注码头从火灾发生概率分析，其特性与甲 A 类 LNG 码头类似，但从预期有害程度及相关规范推断，其预期危害程度更接近油气化工码头中的丙类码头。建议尽快制定针对 LNG 加注码头的防火规范进行码头火灾危险性定性，按甲 A 类定性码头火灾危险性，消防设计根据扑灭码头初期火灾要求进行配置。

3) 岸基 LNG 加注码头宜参照港口危险货物作业进行管理，不宜按照港口危险货物码头建设进行管理。主要由于港口危险货物作业属于有风险的作业过程和作业行为，但码头并没有要求必须按照危险货物码头建设和管理，只要满足相关安全设施要求并制定相关安全预案，在港口经营



许可证中明确作业类型即可。

4) 岸基 LNG 加注码头采用水上补给或水路联合补给时, 参照 LNG 码头进行设计可行性比较低, 建议不改变其加注服务码头本质特性, 仅将补给作业作为一个低频次、小概率、高风险作业行为的临时措施进行管理, 参照 LNG 码头一些做法, 做好应急预案并加强现场管理。

参考文献:

[1] 罗明汉, 莫斌珍, 黄钦文. LNG 燃料动力船舶发展前景[J]. 中国船检, 2019(1): 58-62.

[2] 杜安民, 张勇. 船舶液化天然气加注站现状与发展趋势[J]. 中国港湾建设, 2015, 35(12): 77-81.

[3] 潘海涛, 何正榜, 魏红彤. 我国 LNG 动力船舶燃料加注技术[J]. 水运工程, 2016(10): 46-49.

[4] 王红尧, 覃杰, 陈良志. 内河液化天然气岸基式加注码头设计要素及要点[J]. 中国港湾建设, 2022, 42(11): 46-49.

[5] 李恬. 船舶液化天然气岸基式加注站设计要点[J]. 科技创新与应用, 2018(24): 78-79.

[6] 刘堃, 覃杰, 宓宝勇. LNG 码头选址探讨[J]. 水运工程, 2012(7): 77-81.

[7] 周娜, 于传见, 沈斌, 等. 液化天然气 LNG 接收站选址要点[J]. 水运工程, 2018(6): 83-86.

[8] 中交第四航务工程勘察设计院有限公司. 液化天然气码头设计规范: JTS 165-5—2021[S]. 北京: 人民交通出版社股份有限公司, 2021.

[9] 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): JTS 196-11—2016[S]. 北京: 人民交通出版社股份有限公司, 2016.

[10] 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. 海港总体设计规范: JTS 165—2013[S]. 北京: 人民交通出版社股份有限公司, 2014.

[11] 陕西省燃气设计院有限公司, 中交第四航务工程勘察设计院有限公司. 船舶液化天然气加注站设计标准: GB/T 51312—2018[S]. 北京: 中国计划出版社, 2018.

[12] 上海燃气工程设计研究有限公司, 上海中交水运设计研究有限公司. 岸基式船舶液化天然气加注站设计规程: DG/TJ 08-2258—2018[S]. 上海: 同济大学出版社, 2018.

[13] 孙家庆, 孙倩雯, 李沛泽. 我国 LNG 码头建设现状与对策建议[J]. 中国港口, 2016(3): 5-8.

[14] 中交水运规划设计院有限公司, 交通运输部公安局. 油气化工码头设计防火规范: JTS 158—2019[S]. 北京: 人民交通出版社股份有限公司, 2019.

[15] 中交第四航务工程勘察设计院有限公司. 内河液化天然气加气站码头设计规范: JTS 196-11—2023[S]. 北京: 人民交通出版社股份有限公司, 2023.

[16] 张立新. 危险物品火灾危险性分类探讨[J]. 化工管理, 2019(25): 136-137.

[17] 公安部天津消防研究所. 易燃易爆危险品火灾危险性分级及试验方法第 1 部分: 火灾危险性分级: XF/T 536. 1—2013[S]. 北京: 中华人民共和国应急管理部, 2013.

[18] 公安部天津消防研究所, 公安部四川消防研究所. 建筑设计防火规范: GB 50016—2018[S]. 北京: 中国计划出版社, 2018.

(本文编辑 王传瑜)

· 消 息 ·

广东阳江储气库配套码头项目竣工验收

近日, 由中交四航局参建的广东阳江液化天然气调峰储气库配套码头项目通过竣工验收。该项目主要建设 1 个库容为 17.5 万 m<sup>3</sup> 的液化天然气泊位和 1 个工作船舶泊位, 年设计吞吐量为近期 210 万 t、远期 600 万 t。

该项目投用后, 将提升粤西及周边地区的天然气供应和储备能力, 缓解粤西地区能源供应压力, 促进阳江沿海开发和绿色产业发展。

[https://www.ccccltd.cn/news/jcxw/jx/202404/t20240402\\_213610.html](https://www.ccccltd.cn/news/jcxw/jx/202404/t20240402_213610.html) (2024-04-02)