

# LNG 在我国内河水运领域的应用探讨

周淑慧 沈鑫 刘晓娟 李广 杨义

中国石油天然气股份有限公司规划总院

周淑慧等. LNG 在我国内河水运领域的应用探讨. 天然气工业, 2013, 33(2): 81-89.

**摘要** 发展 LNG 动力船舶对于我国内河航运的节能减排具有十分重要的意义。为此, 在对我国水运行业发展趋势、燃料消费情况及需求潜力分析预测的基础上, 结合对 LNG 资源供应价格、LNG 替代燃油的经济性及水运气代油发展进程的分析判断, 对 LNG 在内河水运领域的应用前景进行了分析。结论认为: ①LNG 替代船用燃料油没有竞争力, 而替代柴油则具有较好的经济性; ②未来我国 LNG 资源供应可以满足水运气代油的需求, 船上供应价格也在航运企业承受范围之内; ③从技术经济角度考虑, 内河和沿海船舶气化应当首选货运船, 其次是工程船, 渔船由于吨位小、年行驶时间短且享受政府燃油补贴, 一般不适合改造; ④鉴于 LNG 动力船舶在法规、技术、LNG 水上供应等方面仍有许多问题待解决, 总体看水运气代油市场需要经过 2~3 年的试验示范期、2~3 年的启动期, 然后才能进入规模发展期; ⑤考虑替代的可能性及市场培育过程, 预测 2015 年较为现实的水运气代油最大市场需求量约为  $6 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 2020 年则接近  $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。最后建议政府主管部门及相关企业统筹规划, 合理把握项目推进的节奏。

**关键词** 中国 内河水运 液化天然气 船舶 燃料 经济性 市场潜力 发展建议

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.02.017

## Prospect of LNG application to inland water transportation in China

Zhou Shuhui, Shen Xin, Liu Xiaojuan, Li Guang, Yang Yi

(PetroChina Petroleum Planning & Engineering Institute, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 2, pp.81-89, 2/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** The development of LNG-powered vessels is of great significance to energy saving and emission reduction in inland waters shipping in China. In view of this, this paper first analyzes and predicts the shipping business trend, fuel consumption and LNG demand potential in China. Then, this paper makes an investigation into supply price of LNG resources, economical efficiency of LNG's being substitute for fuel oils, and the process of gas-powered vessels development. The following conclusions are drawn of the prospect of LNG as an alternative fuel for shipping vessels in China. (1) LNG is less competitive than fuel oils but more cost-effective than diesel. (2) In the future, LNG supply will satisfy the need of LNG as a vessel fuel and its price will be acceptable in the shipping business in China. (3) From both technical and economic points of view, LNG is a good alternative fuel for inland and offshore cargo ships and engineering ships, but not for fishing boats due to its small tonnage, short shipping time as well as fuel subsidies. (4) There are still many problems to solve in terms of legislation, technology, LNG supply on waters, etc. In general, the replacement of shipping vessel fuels by LNG will first go through a trial period of 2 - 3 years, then a start-up period of 2 - 3 years, and finally come into the business development. (5) With the possibility of this replacement and the process of market cultivation taken into account, it is predicted that the maximum demand volume of LNG as an alternative vessel fuel will be about 0.6 billion  $\text{m}^3$  in 2015 and nearly 4 billion  $\text{m}^3$  in 2020. In the end, this paper suggests that government departments in charge and the related enterprises should make overall plans and have a sense of ability to reasonably promote this project.

**Key words:** China, inland waters, LNG, vessel, fuel, economical efficiency, market potential, developing proposals

**作者简介:**周淑慧,女,1971年生,高级工程师;1999年毕业于原石油大学(北京)油气储运专业并获硕士学位;长期从事天然气市场、天然气下游业务及油气储运项目的前期研究、战略规划研究工作,现任中国石油规划总院管道所副所长。地址:(100083)北京市海淀区志新西路3号。电话:(010)82383292。E-mail:zhoushuhui@petrochina.com.cn

我国内河及长江航运普遍存在污染严重、船舶机型复杂、技术装备陈旧老化、能耗高等问题,发展 LNG 动力船舶对于我国内河航运的节能减排具有十分重要的意义。2011 年 1 月国务院《关于加快长江等内河水运发展的意见》提出,利用 10 年左右的时间,建成畅通、高效、平安、绿色的现代化内河水运体系。我国沿海现已建成投产 5 座 LNG 接收站,“十二五”期间还将有浙江、唐山、青岛等 6 座 LNG 接收站建成投用,总接收能力将达到  $4\ 800 \times 10^4\ \text{t}$ ,加上内陆正在建设一批大中型 LNG 液化厂,未来 LNG 资源供应将非常充分。同时,进口 LNG 资源价格偏高,LNG 全部气化进入管道与国产气、进口“西气”混合,销售价格将远低于成本价。因此,迫切需要开拓天然气高端市场,实现顺价销售。正是在这些大背景下,船用燃料油改用天然气近年来成为各方关注的热点,越来越多的企业投入这一行业,并已引起国家和地方主管部门的重视<sup>[1-4]</sup>。

## 1 LNG 动力船舶的发展

### 1.1 LNG 动力船舶的特点及其在国外的情况

船舶航行所用燃料主要为柴油和燃料油,其中柴油主要用于内河或近海中小型船舶,相对于燃料油来说柴油燃烧完全、排放少、船舶运营维护成本低,但燃料成本高。燃料油主要用于远洋大中型船舶,通常含有较多的硫、灰分等杂质,燃烧后大气污染物排放量多,船上相关设备要经常更换或清洗,维护成本高。LNG 作为船舶动力燃料,最初应用于 LNG 运输船,主要是基于 LNG 运输船长时间长距离航行会有少量 LNG 蒸发成气体(简称 BOG),BOG 与燃料油按一定比例混合,就可以成为传统蒸汽轮机推进系统主锅炉的燃料,这样既解决了 BOG 的安全排放问题,又节省了燃料消耗。而将 LNG 作为船舶动力燃料真正地应用于非 LNG 运输船,始于 2000 年的挪威。据挪威船级社(简称 DNV)资料,截至 2011 年 6 月,全球已经投入运营的 LNG 燃料动力船舶有 21 艘,船舶类型包括渡船、滚装船、平台供应船、集装箱船以及海岸警备船,全部入级 DNV;另外还有 19 艘已下订单正在建造中。已投入运营和在建的 LNG 动力船舶基本都在近海或内河运营,LNG 储罐容积都小于  $250\ \text{m}^3$ ,续航里程有限,通常 5~7 d 加注一次燃料。从欧洲国家的发展经验看,LNG 动力船舶的开发和应用由船东、船级社、设备厂商、船舶设计公司和船厂联合攻关,并且许多项目获得了政府的资助。尤其是挪威船级社在 LNG 补给基础设施、LNG 动力船舶制造、船舶水上航行等方面都形成了较为完善的技术标准和规范体系<sup>[5]</sup>。

LNG 作为船舶动力燃料,与燃油相比其优势在于排放更清洁,国外已经投入使用的 LNG—柴油双燃料船舶发动机硫化物排放量减少了 90%,氮氧化物排放量减少了 80%,二氧化碳排放量减少了 20%<sup>[6]</sup>。但是,从已投入运行的近海和内河 LNG 动力船舶数量来看,近 10 年来其发展相对缓慢,究其原因为:① LNG 动力船舶需要增加储气系统、混燃系统、安全与消防系统等更为复杂的设备装置;② LNG 燃料补给需要到特定港口或区域,这涉及天然气的液化、LNG 的运输、储存等诸多环节;③ 大多数国家尚未实行强制性排放标准,LNG 与燃料油相比经济上没有竞争性;④ 新船建造成本高于普通船舶,据挪威海事研究机构数据,LNG 动力船舶建造成本高出普通船舶建造成本的 8%~20%,维护成本也高。

### 1.2 我国 LNG 动力船舶发展情况

我国 LNG 动力船舶的研究和应用始于 2010 年,至 2011 年底先后改造了苏宿货 1260 号、长迅 3 号、芜湖红日 166 号、武汉轮渡 302 号这 4 艘柴油机船舶使用 LNG—柴油双燃料<sup>[7]</sup>,在京杭运河和长江航线进行了试验示范运行。改燃船型有散货和拖船两类,发动机功率覆盖 330、440、105 kW 这 3 种规格。开展船舶油改气业务的企业主要有昆仑能源有限公司、北京油陆商贸有限公司、湖北西蓝天然气有限公司、港华燃气有限公司、新奥燃气有限公司、中国长江航运集团公司、中国石油济柴动力总厂等,国家海事局、船级社及江苏、安徽、湖北等地方的海事、船检、交通等相关部门对试验示范项目也给予了较大关注和支持<sup>[8]</sup>。

LNG 动力船舶作为新生事物,在国内应用和推广还有不少问题亟待解决,除了技术层面有待深入研究和改进之外,政策法规层面的制约因素更值得研究和关注。

1) LNG 动力新船建造、运营船改装技术及改装后的检验与运行管理规范有待完善。船舶燃油舱体积虽大,但可以在船上见缝插针随机安放;而 LNG 储罐体积虽不大,但需配套气化、放散、阀门、管路等一系列设施,系统复杂、布局难,安装圆筒形 LNG 储罐也会损失部分货物运输的空间,这为船舶的设计和改造带来了难度<sup>[9]</sup>。现行适用于 LNG 燃料的《气体燃料动力船检验指南 2011》,一些条款执行起来难度较大,如中国船级社(简称 CCS)要求对混燃产品全部进行认证,运营船舶柴油机改为双燃料发动机需将图纸和相关资料提交 CCS 审查批准。从目前试点船舶来看,改装审批程序繁琐复杂、效率低,部分行业管理人员倾向于将使用 LNG 为动力的船舶视为危险品船进行管制更是

影响了其推广进程<sup>[10]</sup>。

2)关于水上或岸基 LNG 加注站的建设国内尚无规范,也存在技术难题。目前试验船所用 LNG 或者通过岸上临时加气设施(LNG 运输槽车)通过软管直接加注,或者直接采用更换 LNG 储罐方式的方式供给。LNG 输送管道均为低温管道,不易延展和伸缩。若在长江沿岸建设岸基 LNG 加注站,由于夏季丰水期和冬季枯水期水位落差大,向船舶加注 LNG 非常困难,且沿海建站还受涨潮落潮的影响。在水上建设 LNG 加注趸船,采用船对船加注 LNG 的模式也面临一些待攻克的技术问题。此外,沿江或沿海建设 LNG 加注站受港口、航道、海事、规划、消防、环保、安监等多个部门的管理,审批环节复杂耗时<sup>[11]</sup>。

3)国内中小型 LNG 运输船舶的建造及行驶都缺乏标准规范。大规模推广 LNG 动力船舶,LNG 燃料补给单纯依靠陆上运输远不能满足需要,必须打通 LNG 内河水运通道。目前中小型 LNG 运输船的设计、建造技术基本被北欧国家、韩国、日本等少数国家的船企垄断,国内中小型 LNG 运输船研究尚处于起步阶段,设计技术还不成熟。2012年4月,中国海洋石油总公司(以下简称中海油)委托上海船舶设计院设计一艘舱容为 30 000 m<sup>3</sup> 的 LNG 中小型运输船,船舶建造主要参考了国外的技术规范,需要船级社在船舶建造规范和检验指南上及时跟进<sup>[12]</sup>。同时,关于建造后船舶运营的国家海事法规和监管政策基本还是空白。如果小型 LNG 运输船照搬执行《液化天然气码头设计规范》和《船舶散装液化气体安全监督管理规定》(2011年11月征求意见稿),则 LNG 内河运输非常难以实现。

## 2 水运 LNG 资源供应及价格分析

### 2.1 可利用的 LNG 资源

船用 LNG 资源可来自沿海 LNG 接收站和内地 LNG 工厂这两个渠道,从节省物流成本角度考虑沿海省份利用 LNG 接收站进口国外 LNG 资源、内陆省份就近利用 LNG 工厂生产的 LNG 较为合理。截至 2012 年底,全国有大约有 50 座 LNG 液化工厂投入运营,总产能接近 3 000×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,产能全部利用的话全年可液化标准状态下的天然气 100×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> 左右。从区域分布看,LNG 工厂主要集中在华北地区的陕西、内蒙古、山西,西北地区的宁夏、新疆、甘肃、青海,以及西南地区的四川。其中,昆仑能源有限公司下属各企业已建和在建 LNG 工厂 20 座,最令人瞩目的是正在建设中的湖北黄冈 LNG 工厂,作为国产化示范

项目,其设计液化能力高达 500×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,建成后可为气化长江提供充足的资源保障。沿海 LNG 接收站方面,中国石油已建成投产江苏如东、辽宁大连两座 LNG 接收站,均配套建有 LNG 槽车装车平台,一期各建成 10 个装车台,年装车能力约 40×10<sup>4</sup> t;唐山 LNG 接收站正在建设之中,“十二五”期间还规划建设深圳 LNG 接收站。中海油已建成深圳、福建、上海 3 座 LNG 接收站,浙江 LNG 也已接气试运转,其中深圳 LNG 接收站槽车灌装站一期设有 10 个装车台,年装车能力约 40×10<sup>4</sup> t;福建 LNG 接收站槽车灌装站一期设有 6 个装车台,年装车能力约 20×10<sup>4</sup> t。上述项目均可向市场供应液态 LNG,用作船舶燃料。

### 2.2 LNG 价格走势分析

#### 2.2.1 国际进口 LNG 到岸价

根据国际能源署的研究报告,长期来看全球天然气供应仍然较为宽松<sup>[13]</sup>。剑桥能源、麦肯锡等国际知名机构预测,2015 年美国 Henry Hub 天然气价格为 6~8 美元/MMBtu(1 MMBtu=1 055.056 J),折合为 1.39~1.86 元/m<sup>3</sup>;欧洲天然气价格为 8~10 美元/MMBtu,折合为 1.86~2.32 元/m<sup>3</sup>;日本 LNG 到岸价为 10~12 美元/MMBtu,折合为 2.32~2.79 元/m<sup>3</sup>。

我国沿海的进口 LNG 价格,长贸合同与现货存在较大价格区别,资源国不同也有较大价格差异。2010 年我国进口 LNG 共计 935×10<sup>4</sup> t,加权平均到岸价格约合 1.45 元/m<sup>3</sup>。2011 年进口量增加到 1 221×10<sup>4</sup> t,加权平均到岸价格约合 2.17 元/m<sup>3</sup>,与 2010 年相比大幅上升,主要是由于在进口量翻番的带动下,深圳 LNG 接收站进口的低价澳大利亚资源所占份额下降,而进口卡塔尔、尼日利亚等国资源价格都非常高,最高时到岸价已接近 4.3 元/m<sup>3</sup>。

近几年,中国石油、中国石化、中海油三大石油公司签订的 LNG 进口长贸合同资源主要来自卡塔尔、澳大利亚、巴布亚新几内亚,在油价为 80 美元/桶时,到岸价介于 2.9~3.15 元/m<sup>3</sup>,若考虑 13% 增值税后完税价为 3.28~3.55 元/m<sup>3</sup>。由此可以看出,2015 年我国进口 LNG 价格将远高于 2011 年平均进口气价,也高于日本进口 LNG 价格。

#### 2.2.2 国内 LNG 出厂价

现阶段,国内液态 LNG 销售属于市场行为,政府没有管制价或指导价,也没有相关的文件法规约束,交易价格由供需双方商定。近几年 LNG 市场交易非常活跃,价格主要取决于供气成本和替代能源燃料油或 LPG 的价格。根据资源渠道的不同,形成了沿海 LNG 接收站挂牌价、内地 LNG 工厂出厂价两个价格。

随着全国性天然气管网不断完善和资源供应紧张局面的缓和,在天然气主要消费区域长三角、东南沿海槽车送到用户的天然气价格呈现出趋同之势,两类气的价格互相制约。根据息旺能源统计数据,2011年初至2012年8月,深圳大鹏 LNG 接收站挂牌价介于 5 100~5 700 元/t,折合 3.4~4.2 元/m<sup>3</sup>,在冬季用气高峰期相对高一些;莆田 LNG 接收站挂牌价通常略低于大鹏 LNG 接收站挂牌价 0.1 元/m<sup>3</sup> 左右。内地 LNG 工厂多位于中西部的陕西、内蒙古、山西,而消费地以华东、华南为主,LNG 出厂价主要取决于消费地的行情,2011年以来上述地区 LNG 出厂价介于 3 100~4 000 元/t,折合 2.14~2.76 元/m<sup>3</sup>。

目前国内已建成并仍有一批 LNG 液化厂正在建设之中,到 2015 年天然气总液化能力将超过 130×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/a,所加工的天然气大部分来自于天然气长输管道。2011年12月26日,国家在广东、广西两省推出天然气价格改革试点,确定“西气东输”二线供应这两个省的天然气门站价格分别为 2.74、2.57 元/m<sup>3</sup>。未来我国各省天然气门站价格将实行一省一价,如果 2015 年各省天然气门站价格到位,预计距离气源比较近的内蒙古、陕西等中西部省份天然气门站价格为 2.0 元/m<sup>3</sup> 左右,主要通过天然气长输管道供气的中南地区气价为 2.6 元/m<sup>3</sup> 左右,本地气田、天然气长输管道联合供气的西南地区气价为 2.2 元/m<sup>3</sup> 左右,天然气长输管道和 LNG 联合供气的长三角和东南沿海地区气价水平与“西气东输”二线广东省试点价格一致,即为 2.74 元/m<sup>3</sup> 左右。据此分析,若在中西部的陕西、中南地区的湖北、西南地区的四川建设 LNG 液化厂,再加上液化环节的费用约 0.7 元/m<sup>3</sup>,LNG 出厂价将达 2.7~3.3 元/m<sup>3</sup>,高限价格将逼近沿海进口 LNG 到岸价。

## 2.3 内河水运 LNG 供应价格

内河船舶所用 LNG 资源来自沿海 LNG 接收站和内陆 LNG 工厂两个渠道,其物流通道和价格链略有不同,供到船上的价格因上游购气价格的差异也会有所区别。

### 2.3.1 进口 LNG 供应价格

由于 LNG 内河水运上运输近两年还难以实现,在 LNG 动力船舶发展初期,利用沿海进口 LNG 作为资源只能通过陆上槽车运送。此时,船用 LNG 供应价格=LNG 到岸完税价+装车费+陆上运费+船舶加注费。陆运由于一次运量小、运输成本更高,参考目前市场上平均运费水平取每百公里 0.06 元/m<sup>3</sup>。如果 LNG 到岸价取 3.15 元/m<sup>3</sup> 计算(油价为 80 美元/桶,

进口环节增值税全部减免),LNG 接收站装船费取 0.2 元/m<sup>3</sup>,趸船 LNG 加注费取 0.5 元/m<sup>3</sup>。按照上述价格链,以供应价不高于可承受价 4.6 元/m<sup>3</sup> 为基础测算,陆运经济半径为 1 300 km,即华东地区进口 LNG 最远只能覆盖到湖北武汉,运至武汉以西地区则不经济。

LNG 水上运输相对陆上槽车运输量大、经济,也是今后我国 LNG 动力船舶规模发展、可持续发展必不可少的输送方式,相关部门正在开展这方面的研究工作。进口 LNG 水运供应是指在沿海某大型接收站将 LNG 转至小型 LNG 运输船,然后通过内河或近海运输,给水上加注趸船补给 LNG。其价格链为:船用 LNG 供应价格=LNG 到岸完税价+装船费+水上运费+水上加注费。水上运输与陆运的区别主要在于运输费用不同,其他如 LNG 到岸完税价、终端承受气价、LNG 接收站装船费、LNG 加注费与陆运费用相同。如果水上运费取每百公里 0.02 元/m<sup>3</sup>,按照上述价格链,水运经济半径可达 3 800 km,即从华东地区沿海 LNG 接收站出发沿长江可以到达重庆。

### 2.3.2 国产 LNG 供应价格

国产 LNG 外运一般只能通过陆上槽车运输,火车运输还处于探索阶段,短期内较难实现,因此,供船用 LNG 价格=管道天然气所在省门站价格+LNG 液化费+陆上运费+船舶加注费。其中,LNG 液化费取 0.7 元/m<sup>3</sup>,陆上运输每百公里运费取 0.06 元/m<sup>3</sup>,LNG 船舶加注费取 0.5 元/m<sup>3</sup>;2015 年管道天然气供各省门站价按新的定价考虑。测算结果表明,陕西、湖北、四川的 LNG 工厂接收天然气长输管道来气,液化生产的 LNG 供船舶按 4.6 元/m<sup>3</sup> 销售的话,其经济运距分别为 2 300 km、1 300 km 和 2 000 km,供应长江上的船舶均在经济运距内。

## 2.4 水运 LNG 替代燃油的经济性

LNG 替代船用燃料油或柴油,其价格应不高于航运企业的承受能力<sup>[4]</sup>。根据长江和京杭运河上试验示范船舶的市场反应,并参考天然气汽车用气价格,分析认为船舶供气价格不宜高于 0 号柴油价格的 70%。在国际原油价格为 80 美元/桶时,测算船舶可承受气价大致为 4.6 元/m<sup>3</sup>,在这一价格水平下航运企业才有改造的积极性,否则 LNG 供应价格过高则难以撬动 LNG 动力船舶市场。

### 2.4.1 LNG 替代燃料油

目前,我国长江、运河和近海航行的 5 000 t 级以下船舶所用燃料以柴油为主,5 000 t 级以上船舶有柴油和燃料油两类。2010 年以来我国华东及华南地区

LNG 与燃料油价格显示,在热值相同的情况下,LNG 与燃料油的价格比为 0.9~1.2。因此,从价格看 LNG 与燃料油相比基本没有竞争优势。LNG 与燃料油相比,其优势在于排放更加清洁,船舶发动机硫化物排放量可减少 90%,氮氧化物排放量可减少 80%,二氧化碳排放量可减少 20%。鉴于交通部发布的《公路水路交通运输节能减排“十二五”规划》及《“十二五”水运节能减排总体推进实施方案》对内河和近海船舶二氧化硫、氮氧化物等废气排放都没有提出新的具体要求,只对单位货物周转量二氧化碳排放提出了减排 16% 的目标。因此认为,在国家出台强制性减排措施以前,航运企业燃料油改 LNG 的积极性不高。

#### 2.4.2 LNG 替代柴油

国内长江、京杭运河已经投入试验和示范运营的 LNG 动力船舶均为柴油—LNG 双燃料驱动,启动和靠泊时仍然使用柴油,平稳行驶时利用天然气、柴油混燃驱动,综合替代率一般可以达到 70%。另外,从实船测试及发动机台架试验数据看,替代 1 kg 柴油需 1.25~1.3 m<sup>3</sup> 天然气,在此,按 1 kg 柴油折合 1.3 m<sup>3</sup> 天然气考虑。

以一艘常年航行于武汉至上海的 3 000 t 级货船为例进行分析,选取参数如下:单次往返航程 2 000 km,每年往返次数 12 个航次(参考某大型航运企业实际运营情况),耗油 3.5 kg/(10<sup>3</sup> t·km),柴油价格 8 500 元/t,LNG 价格 4.6 元/m<sup>3</sup>。计算结果见表 1,可以看出改用 LNG—柴油双燃料后每年可节省燃料费用 44.5 万元。3 000 t 级的货船双燃料动力系统改造费用超过 50 万元,1 年多时间即可收回成本。通常

表 1 3 000 t 级货船年消耗的 LNG 与柴油燃料经济性对比表

项 目	柴油单燃料	双燃料 (30% 柴油+70% LNG)
燃油单耗/[kg·(10 <sup>3</sup> t·km) <sup>-1</sup> ]	3.5	/
运行里程/(km·航次 <sup>-1</sup> )	2 000	/
航次/(次·a <sup>-1</sup> )	12	/
柴油消耗/(t·a <sup>-1</sup> )	252	/
柴油价格/(元·t <sup>-1</sup> )	8 500	/
替代柴油量/(t·a <sup>-1</sup> )	/	176.4
折合天然气/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	/	22.9
天然气价格/(元·m <sup>-3</sup> )	/	4.6
天然气年消费/万元	/	105.5
柴油年消费/万元	/	64.3
年燃料费/万元	214.2	169.7
节约费用/万元	44.5	

船舶寿命超过 15 年。因此,改用 LNG 作为船舶动力燃料,与柴油相比具有较好的经济性。

## 3 水运燃料气代油市场潜力分析

### 3.1 适宜气化船舶范围分析

水上行驶船舶类型包括客运船、货运船、工程船、滚装船、渔船等,从技术经济角度考虑,适合气化的船舶主要为内河和近海货运船舶,渔船气化需要政府继续提供燃油补贴。主要是基于以下几方面考虑。

1) 客运船。我国水上客运量少,2010 年仅为 2.2 万人,还不到全国旅客运量的 1%,因此,水上客运消耗燃料量较少。同时,由于客船运送大量的乘客,船舶停靠码头人口和建筑密度大,无论是对船舶本身还是码头的安全性要求都非常高,因此,较难满足气化条件。

2) 货运船。按照船舶航行的水域,货运船舶可分为内河运输、近海运输和远洋运输 3 类。其中远洋运输基本为万吨以上大型船舶,以燃料油为动力,用 LNG 替代不经济,只有燃用柴油的内河和近海货运船舶用 LNG 替代才比较现实。远期有可能类似欧盟国家因受环境因素制约而采取远洋船舶在轮船靠岸时临时改烧 LNG 的方式来满足排放要求。

3) 工程船。是指装有特种机械,在港区或航道从事码头修筑、航道疏通等工程的专用船舶,如挖泥船、打桩船、起重船。这类船舶通常在某一固定区域作业,部分适合气化,但船舶保有量有限,潜力预测暂不考虑。

4) 渔船。我国海船总保有量已超过 100 万艘,但 95% 以上船身长度不到 24 m,尤其是内河渔船其长度一般不到 12 m,吨位小、装机功率低。若用 LNG 作动力,需要增加储气罐、气化器、供气管道以及其他操控设施,改造后作业空间将大受影响,因此,从数量上看大部分不适宜改装。另一方面,自 2006 年起农业部对渔船实施燃油补贴政策,即当汽油出厂价格高于 4 400 元/t、柴油价格高于 3 870 元/t 时,启动补贴机制,补贴额度主要根据渔船的装机功率和类型来确定,即渔船年油价补贴=主机总功率(kW)×补助用油系数(元/kW·a)。目前各地补贴标准有所不同,以 2010 年度山东荣成为例,政府公布的渔业油价补贴标准为:拖网船 1 266.80 元/kW,围网船 1 298.47 元/kW,刺网船 1 190.27 元/kW,张网船 865.65 元/kW。据此测算,一艘 441 kW 拖网渔船年补贴总额为 55.8 万元,相当于全年燃油成本的 1/3。若用天然气替代,按 70% 的柴油替代率、天然气价格取 4.5 元/m<sup>3</sup> 计算,全

年节省燃料费 51 万元,低于前文测算的燃油补贴55.8 万元。因此,渔船改烧 LNG 后若不能享受燃油补贴,气化的可能性不大,本文需求潜力测算没有包括这部分。

### 3.2 我国水运气代油项目发展阶段判断

综合考虑技术研发、法规建立、市场培育、资源运输等方面因素,分析认为水运气代油市场发展需要 2~3 年的试验示范期、2~3 年的启动期,然后才能进入规模发展期。

2010—2012 年为水运气代油项目试验示范阶段。目前只有少数船型做了试验,加气基础设施、动力系统改造技术不成熟,尤其是国内缺乏相关标准规划,因此,认为 2012 年前船舶气化仍将处于试验、示范阶段。

2013—2015 年为水运气代油项目启动阶段。在这一阶段,LNG 动力船舶制造、LNG 内河运输及安全管理等标准规范相继制订或颁布,国家对 LNG 动力船舶运输将逐步放开,如果 LNG 价格比柴油具有明显竞争优势,船舶企业对柴油动力船舶进行改造的积极性将快速提高,但在国家颁布船舶排放强制标准之前,燃料油动力船舶的改造积极性不高。

2016—2020 年为水运气代油项目规模发展阶段。随着节能减排、绿色发展的概念逐渐深入,如果国家对船舶排放出台强制性标准,LNG 替代燃料油将得到发展,全国水运气代油项目将进入规模发展阶段。

### 3.3 我国水运气代油市场潜力分析

#### 3.3.1 全国水运市场发展

水上运输在我国货物运输体系中发挥着越来越重要的作用。据交通运输部统计数据,截至2010年底,

全国拥有水上运输船舶 17.84 万艘,共计  $1.8 \times 10^8$  t 净载重。2010 年,全国完成水路货运量  $37.9 \times 10^8$  t,货物周转量  $68\,427 \times 10^8$  t·km,平均运距 1 806 km。水路货运量、货物周转量在我国货物综合运输体系中所占比例分别为 11.7%、48.2%<sup>[15]</sup>。2010 年全国分水域货物运输完成情况见图 1。

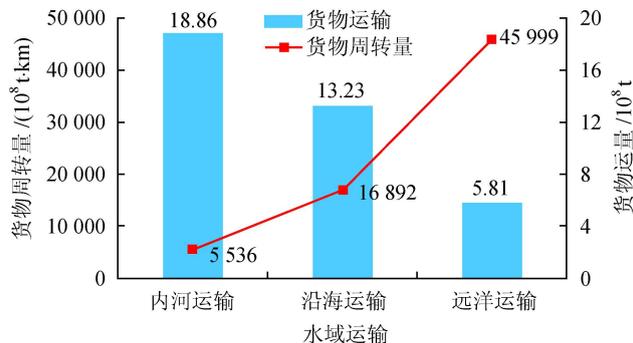


图 1 2010 年全国分水域货物运输完成情况图

“十一五”以来,国内水上运力持续增加。2005—2010 年水上运力平均每年增加 12.1%,货物运量年均增长 11.5%,其中内河货物运量年均增幅 12.3%;水运货物周转量年均增长 6.9%,其中内河货物周转量年均增长 16%。同时,船舶结构不断优化,向着大型化方向发展,单船平均净载重由 2005 年的 491 t 升至 1 011 t(表 2)。

2011 年 1 月,国务院国发[2011]2 号文《关于加快长江等内河水运发展的意见》提出,到 2020 年全国内河水运的货运量要超过  $30 \times 10^8$  t,建成  $1.9 \times 10^4$  km “两横一纵两网十八线”国家高等级航道;内河船舶平

表 2 “十一五”期间全国水上运力结构及运量变化情况统计表

船舶保有和货运情况	2005 年	2010 年	增减	增减率
船舶数量/万艘	20.7	17.8	-2.90	-14.00%
内河船舶数量/万艘	19.58	16.57	-3.01	-15.40%
沿海船舶数量/万艘	0.94	1.05	0.11	11.70%
平均净载重/t	491	1 011	520	105.90%
内河船舶载重/t	229	449	220	96.10%
沿海船舶载重/t	2 179	4 754	2 575	118.20%
货物运量/ $10^8$ t	21.96	37.89	15.93	72.50%
内河船舶货物运量/ $10^8$ t	10.57	18.86	8.29	78.40%
沿海船舶货物运量/ $10^8$ t	6.54	13.23	6.69	102.30%
货物周转量/ $(10^8$ t·km)	48 962	68 427	18 755	37.80%
内河船舶货物周转量/ $(10^8$ t·km)	2 626	5 536	2 910	110.80%
沿海船舶货物周转量/ $(10^8$ t·km)	8 495	16 892	8 397	98.80%

均吨位达到 1 200 t,其中长江干线船舶平均吨位超过 2 000 t(2010 年上述数据分别为  $18.86 \times 10^8$  t、9 085 km、449 t、488 t)。2011 年 3 月,交通运输部发布《关于贯彻落实〈国务院关于长江等内河水运发展的意见〉的实施意见》提出,到“十二五”末全国规划的“两横一纵两网十八线” $1.9 \times 10^4$  km 高级航道 70% 达到规划标准,高等级航道里程达到  $1.3 \times 10^4$  km;内河水运得到较快发展,运输优势进一步发挥;内河船舶平均吨位提升到 800 t,长江干线船舶平均吨位达到 1 600 t。我国内河水运迎来了发展的黄金期。

### 3.3.2 全国水运市场气代油潜力分析

分析水运市场天然气替代燃料油或柴油的潜力,首先需要预测该行业未来燃料消费需求情况,而这要基于该行业近年来燃料实际消费情况。遗憾的是,无论是《中国交通运输统计年鉴》还是《中国能源统计年鉴》都没有这方面的统计数据,交通统计年鉴前些年曾经公布全行业船舶燃料平均单耗数据,但 2008 年以来也不再公布。因此,只能根据更早时期历史数据、相关研究机构或论文披露的数据或一些大型航运企业燃料消耗情况进行估算。据国家发展与改革委员会综合运输研究所资料,2005 年全国营业性船舶燃油消耗量为  $1.356 \times 10^4$  t,船舶燃油单耗大致为  $6.6 \text{ kg}/(10^3 \text{ t} \cdot \text{km})$ 。交通部公路水路交通“十一五”发展规划提出,2010 年、2015 年营运性船舶单位能耗分别比 2005 年下降 10%、20%,“十一五”期间上述指标已全面完成(但交通部没有公布具体数据),由此推测 2010 年营运船舶单耗平均为  $5.9 \text{ kg}/(10^3 \text{ t} \cdot \text{km})$ 。参考上述单耗指标,再根据 2011 年中国交通统计年鉴的货物周转量数据,测算得到 2010 年全国内河和沿海水运营业性货运船舶燃油消耗量大致为  $1.300 \times 10^4$  t(不包括远洋运输船舶约  $900 \times 10^4$  t 的燃油消耗量)。另外,根据对全国成品油消费行业结构的调查,2010 年我国水运行业柴油消费量大致为  $604 \times 10^4$  t,燃料油消费量大致为  $625 \times 10^4$  t,两类燃料合计为  $1.229 \times 10^4$  t,这也从另一个方面佐证了水运行业燃料消耗情况。

对于水运行业未来燃料消费情况分析,采用交通运输部规划的 2015 年水运单耗比 2005 年下降 20% 指标,2015 年全国船舶燃油单耗水平大致为  $5.28 \text{ kg}/(10^3 \text{ t} \cdot \text{km})$ 。再参考历年内河及沿海船用燃油年均增长  $(100 \sim 200) \times 10^4$  t 及相关发展规划,预测 2015 年全国内河和沿海营运性船舶燃油消费量大致为  $2.000 \times 10^4$  t,2020 年将增至  $2.600 \times 10^4$  t;若全部改用以 LNG 为燃料,2015 年 LNG 最大需求潜力为  $260 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,2020 年最大 LNG 需求潜力为  $340 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

同时,预测 2015 年和 2020 年内河水运燃油需求量大致为  $500 \times 10^4$  t 和  $700 \times 10^4$  t;如果全部改用以 LNG 为燃料,则 2015 年 LNG 最大需求潜力为  $65 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,2020 年 LNG 最大需求潜力为  $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

### 3.3.3 重点水域气代油潜力

我国内河运输主要集中在长江、珠江、京杭大运河三大水系,其货船数量、货运量和货物周转量在全国居前三位,也是我国内河高等级航道建设的重点,航道行驶船型较大,适合气代油改造。其余较大的河流如黑龙江、松花江,尽管其通航里程尽管已超过 3 000 km,但全年有 5~6 个月的冰封期,货物运量、周转量在全国所占比例不高,船舶平均载重吨位仅为 114.6 t。因此,不是利用的重点。三大水系 2010 年货物周转量及占比参见图 2。

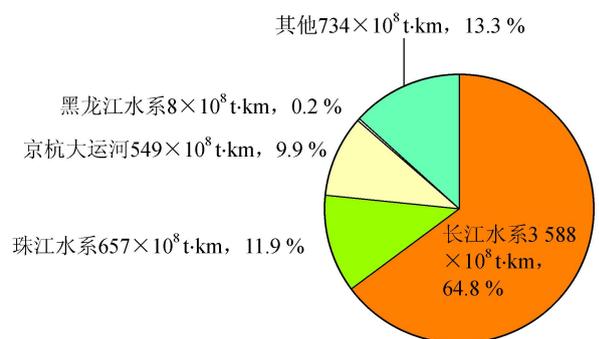


图 2 2010 年内河三大水系货物周转量及在全国的占比表

长江水系 2010 年底拥有船舶 11.54 万艘、 $5.635.8 \times 10^4$  t 载重,在全国内河船舶中分别占 69.6% 和 75.8%;船舶平均载重 488 t,高于全国平均值 449 t。长江上货物运输主要是煤炭、铁矿石、建材、油品,2010 年完成货物运输量  $11.47 \times 10^8$  t,货物周转量  $3.922 \times 10^8 \text{ t} \cdot \text{km}$ ,占全国内河船舶数量货运量和周转量的 47%、65%。2005 年以来,长江水系货物运量年均增长 15%,货物周转量年均增长 16%<sup>[16]</sup>。江苏和安徽两省船舶保有量占长江水系沿线 9 省市船舶总保有量的 68%,货物运输量占 57.6%,货物周转量占 41.9%。

珠江水系地跨滇、黔、桂、粤、湘、赣 6 省,2010 年底拥有营运船舶 1.51 万艘、 $680.58 \times 10^4$  t 载重,在全国内河船舶中分别占 9% 和 9.25%,平均载重为 449 t。珠江水系货物运输以煤炭、水泥、矿建材料为主,主要是西江干线和北江干线煤炭、水泥资源丰富,港澳地区需求旺盛。2010 年,货运量、货物周转量分别完成  $3.19 \times 10^8$  t、 $656.72 \times 10^8 \text{ t} \cdot \text{km}$ ,占全国的 17% 和 12%。

京杭大运河沿线是中国最富庶的农业区之一,工业生产也非常发达,因此,成为中国内河运输中最为繁忙的河道之一。2010年,货运量和货物周转量分别完成 $3.04 \times 10^8$  t、 $548.78 \times 10^8$  t·km,较上年增长61.7%和62.2%;占全国内河船舶货运量和周转量的16%和10%。

参考历年几大水系货物周转增长情况、船型标准化和大型化发展趋势、国家内河水运相关规划,预测得到

2015年和2020年水运燃料需求量。然后根据对船舶LNG气化发展速度的判断,假定2015年气化率为10%~25%,2020年增加到50%~60%,同时考虑双燃料动力船舶LNG和柴油70%替代比例,预测得到2015年和2020年内河水运LNG需求潜力,结果见表3。“气化水运”在内河经过几年的发展,积累了一定的经验,远期到“十三五”期间可考虑气化部分沿海船舶,重点为上海、浙江、福建、广东等省市,整体气化率按10%考虑。

表3 我国重点水域LNG替代燃油需求潜力汇总表

水系	2015年			2020年			
	燃油消耗量/ 10 <sup>4</sup> t	船舶 气化率	LNG需求量/ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	燃油消耗量/ 10 <sup>4</sup> t	船舶 气化率	LNG需求量/ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	最大需求潜力/ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>
长江水运	336	15%	4.6	402	50%	18.3	36.6
珠江水运	70	10%	0.6	106	50%	4.8	9.7
京杭大运河	48	25%	1.1	68	60%	3.7	6.1
东部近海	/	/	/	1 417	10%	12.9	129.0
合计	455	/	6.3	1 993	/	39.7	181.4

综合各水域,2015年在规范完善、政策鼓励情况下,预测3大内河水运气代油LNG需求量超过 $6 \times 10^8$  m<sup>3</sup>。2020年,若国家对船舶排放的硫化物要求严格,近海船舶也有改用天然气的需求,届时全国水运天然气总需求量接近 $40 \times 10^8$  m<sup>3</sup>。如果内河3大水域及东部沿海船舶燃油全部改为双燃料驱动,则天然气需求潜力最大为 $181 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,其中3大内河需求潜力约为 $52 \times 10^8$  m<sup>3</sup>。

## 4 结束语

低碳、环保已成为全球航运业发展的方向,天然气作为船舶动力燃料可以达到国际海事组织“船舶污染防治公约”2020年第三阶段排放标准要求。因此,日益受到国内外航运企业的关注。我国正在建设高效、绿色的现代化内河水运体系,发展LNG动力船舶是实现这一目标较为现实的选择。分析认为,LNG替代船用燃料油没有竞争力,而替代柴油则具有较好经济性;未来我国LNG资源供应可以满足水运气代油的需求,船上供应价格也在航运企业承受范围之内。从技术经济角度考虑,现阶段适宜改装成LNG动力的船舶吨位不宜低于1 000 t级,不宜高于8 000 t级,以3 000~5 000 t级最为理想,随着船舶设备制造水平的提高和环保压力的增大,船舶气化范围将进一步拓展。内河和沿海船舶气化应当首选货运船,其次是工程船,渔船由于吨位小、年行驶时间短且享受政府燃油补贴,

改装后如果政府不继续提供燃油补贴则没有改装的积极性。

国内以昆仑能源为代表在长江、京杭大运河开展试验示范工作,取得了初步成效,但还存在LNG动力船舶及LNG加注站建造标准规范缺乏、配套基础设施严重不足、双燃料和单燃料气体发动机及配套技术待改进等一系列问题。有鉴于此,迫切希望得到国家及地方政府相关主管部门给予更大的关注,并提供财政、税收等方面扶持。我国水运气代油市场发展需要经过2~3年的试验示范期、2~3年的启动期,然后才能进入规模发展期。船舶气化的重点水域是长江、珠江和京杭运河,积累了一定的经验,远期到“十三五”期间考虑气化近海船舶大型船舶。根据对全国水运行业燃料消费情况及发展潜力的分析,预测2015年内河及沿海营运船舶气代油天然气最大市场潜力为 $260 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,2020年天然气最大市场潜力为 $340 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,考虑替代的可能性及市场培育过程,预测2015年较为现实的天然气需求量约为 $6 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,2020年接近 $40 \times 10^8$  m<sup>3</sup>。目前,国内以昆仑能源有限公司为代表,中国海洋石油总公司、中国石油化工集团公司、北京油陆商贸有限公司、湖北西蓝天然气有限公司、港华燃气有限公司、新奥燃气有限公司等一大批燃气供应企业对船舶油改气业务表现出浓厚的兴趣,纷纷进行市场布局。基于这一市场规模的预测,建议政府主管部门及相关企业统筹安排,合理把握项目推进的节奏,避免一

拥而上造成过度竞争,出现类似新能源产业发展的情形,影响行业的良性健康发展。

## 参 考 文 献

- [1] 华贲,李亚军.从战略高度认识和推进天然气替代交通运输燃料[J].天然气工业,2012,32(4):83-88.  
HUA Ben, LI Yajun. Recognition and promotion of natural gas as an alternative vehicle fuel in China from strategic perspective[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 83-88.
- [2] 张涛,高彩魁,罗明星.LNG船国产化研究[J].天然气工业,2010,30(7):76-79.  
ZHANG Tao, GAO Caikui, LUO Mingxing. Possibility and difficulties of China-made LNG carriers [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(7): 76-79.
- [3] 何春蕾,肖学兰.中国天然气行业政策研究进展及框架构建[J].天然气工业,2012,32(6):85-88.  
HE Chunlei, XIAO Xuelan. Research progress in and framework construction of natural gas policies in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 85-88.
- [4] 华贲.天然气在中国向低碳能源过渡时期的关键作用[J].天然气工业,2011,31(12):94-98.  
HUA Ben. The key role of natural gas at China's historical period of transition toward a low carbon era [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 94-98.
- [5] 赖鹏博,黄今.船舶未来新燃料——LNG[J].中国远洋航务,2011(11):32-33.  
LAI Pengbo, HUANG Jin. The development of LNG as a maritime fuel[J]. Maritime China, 2011(11): 32-33.
- [6] 吴明华.LNG船用燃料突破路径依赖的选择[J].中国远洋航务,2010(12):46-47.  
WU Minghua. LNG is another choice of maritime fuel[J]. Maritime China, 2010(12): 46-47.
- [7] 桂慧樵.我国内河柴油—LNG混合动力第一船投入营运[EB/OL].中国水运报.(2008-08-25)[2010-08-25].http://epaper.zgsgy.com/html/2010-08/25/content\_14863.htm.  
GUI Huiqiao. The first hybrid diesel—LNG inland vessel was put into operation [EB/OL]. China Water Transport [2008-08-25]. http://epaper.zgsgy.com/html/2010-08/25/content\_14863.htm.
- [8] 王世荣.我国内河柴油—LNG双燃料动力船舶的现状分析与建议[J].中国水运,2011,11(7):11-13.  
WANG Shirong. Current situation and recommendation of hybrid diesel—LNG inland vessel in China[J]. China Water Transport, 2011, 11(7): 11-13.
- [9] 陈家旺.柴油—LNG内河散货船风险识别[J].中国水运,2012,12(10):46-47.  
CHEN Jiawang. Risk identification of diesel—LNG inland bulk cargo [J]. China Water Transport, 2012, 12(10): 46-47.
- [10] 高荃,译.LNG和LPG船用燃料的开发和应用[J].柴油机,2011,33(3):67-69.  
GAO Quan. Development and application of LNG and LPG ship [J]. Diesel, 2011, 33(3): 67-69.
- [11] 洪汇勇,郭秀斌.液化天然气(LNG)船舶有效监管的思考[J].中国水运,2007,7(7):32-33.  
HONG Huiyong, GUO Xiubin. Thoughts on the effective supervision of the LNG ships [J]. China Water Transport, 2007, 7(7): 32-33.
- [12] 谢治国.关于进一步推动我国LNG船舶建造工作的思考[J].国际石油经济,2012,20(6):41-44.  
XIE Zhiguo. Thinking further promote China's LNG ship construction works [J]. International Petroleum Economics, 2012, 20(6): 41-44.
- [13] 罗伟中,郑洪毅,孟勤.美国出口LNG及对世界LNG市场的影响分析[J].天然气工业,2012,32(6):93-98.  
LUO Weizhong, ZHENG Hongtao, MENG Meng. LNG exports from the United States and their impact on the global LNG market [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 93-98.
- [14] 罗东晓.柴油汽车改用LNG燃料的实用技术及其经济性分析[J].天然气工业,2012,32(9):92-97.  
LUO Dongxiao. Practical techniques and economic analysis of converting diesel-fueled into LNG-fueled vehicles [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 92-97.
- [15] 交通运输部.2010年中国航运发展报告[M].北京:人民交通出版社,2011.  
Ministry of Transport. Report on China shipping development 2010 [M]. Beijing: China Communication Press, 2011.
- [16] 交通运输部长江航运管理局.2010长江航运发展报告[M].北京:人民交通出版社,2011.  
Changjiang River Administration of Navigational Affairs, MOT. Yangtze River shipping development report 2010 [M]. Beijing: China Communication Press, 2011.

(修改回稿日期 2012-12-14 编辑 何明)