

中海油面向长江以北地区天然气产供储销新体系构建

付子航 单彤文 杨玉霞 黄洁馨 安东雨

中海石油气电集团有限责任公司

摘要：中国海洋石油集团有限公司（以下简称中海油）在长江以北地区的天然气产供储销体系建设尚处于起步阶段。为了加快进度，根据国家天然气产供储销体系建设的思路，基于中海油在该区产供储销体系的现状，构建了具有中海油特色的天然气产供储销体系。该体系具有以下特点：①布局框架由 7 大具有中海油典型特色的支柱支撑，体系量化分析结构由 12 项要素组成，可以系统化地评估企业建设天然气产供储销体系中的总体适应性，逐一有效地识别具体设施的冗余程度或“瓶颈”所在；②以有限度的预期市场目标为导向，以储气设施建设为突破点，以区域“自平衡”为体系核心，以具有一定富裕量的“资源—设施—市场”平衡为建设原则。结论认为：①在长江以北地区，通过“海气+LNG”资源统一协同和“四点、N 站、一网”的天然气基础设施布局，可以形成较大规模和互相支撑的天然气年周转、气化外输、储气和调峰能力；②依托于“资源池”的统筹调配和 LNG 接收站的小时级调峰能力，可以为高波动的用气需求量提供高弹性的供气保障；③在长江以南沿海地区产供储销体系的富裕能力能够直达或商业互换至长江以北地区，依托海上 LNG 资源的灵活调度和陆上外输管道气的流向调配，可以在更大范围内为长江以北地区天然气产供储销体系建设提供支撑和互济保障。

关键词：长江以北；中国海洋石油集团有限公司；天然气产供储销体系；布局框架；量化分析结构；LNG 接收站；储气调峰

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.06.015

Construction of CNOOC's new natural gas production-supply-storage-marketing system in the region north of the Yangtze River

FU Zihang, SHAN Tongwen, YANG Yuxia, HUANG Jiexin, AN Dongyu

(CNOOC Gas & Power Group, Beijing 100028, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 40, ISSUE 6, pp.141-148, 6/25/2020. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: China National Offshore Oil Co., Ltd. (CNOOC)'s natural gas production-supply-storage-marketing system in the region north of the Yangtze River is in its initial stage of construction. In order to speed up its construction, CNOOC established a natural gas production-supply-storage-marketing system with CNOOC's characteristics based on the current situation of CNOOC's production-supply-storage-marketing system in this region according to national construction ideas of production-supply-storage-marketing system. This system has the following characteristics. First, the layout framework is supported by seven pillars with CNOOC's typical characteristics, and the quantitative analysis structure is composed of 14 elements, which can systematically evaluate enterprises' overall adaptability to construct the natural gas production-supply-storage-marketing system and effectively identify redundancy degree or "bottleneck" of specific facilities one by one. Second, this system takes the limited expected market target as the orientation, the construction of gas storage facilities as the breakthrough point, the regional "self-balance" as the core of the system, and the "resource-facility-market" balance with a certain amount of margin as the construction principle. And the following conclusions were obtained. First, large-scale mutually supporting annual natural gas turn over, vaporization transportation, gas storage and peak shaving capacity can be built in the region north of the Yangtze River through unified coordination of "offshore gas + LNG" resources and the natural gas infrastructure layout of "four points, N stations, one network". Second, based on the integrated allocation of "resource pool" and the hour-level peak shaving capacity of LNG receiving terminals, the large-fluctuation gas demand can be guaranteed with high-elasticity gas supply. Third, the surplus capacity of the production-supply-storage-marketing system in the coastal areas south of the Yangtze River can reach directly or commercially exchanged to the areas north of the Yangtze River. And the flexible distribution of offshore LNG resources and the allocation of onshore transported pipeline gas in the transportation direction provide support and mutual guarantee in a larger range for the construction of the production-supply-storage-marketing system in the region north of the Yangtze River.

Keywords: North of the Yangtze River; CNOOC; Natural gas production-supply-storage-marketing system; Layout framework; Quantitative analysis structure; LNG receiving terminal; Gas storage and peak shaving

作者简介：付子航，1979 年生，高级工程师，硕士；主要从事 LNG、输气管道相关技术与工程设计工作。地址：（100028）北京市朝阳区太阳宫南街 6 号院 C 座 911 室。ORCID: 0000-0002-9132-7783。E-mail: fuzh@cnooc.com.cn

0 引言

天然气产供储销体系建设是保障天然气长期稳定供应的基础和关键,加快推进天然气产供储销体系建设,是我国天然气工业当前的重点任务^[1]。2018 年是我国天然气产业启动产供储销体系建设攻坚战的“元年”,随着 2018 年、2019 年国家连续颁布天然气产业发展的新政策、新要求,并在更高层面上加速推动天然气产业链整体的治理性改革,为中国海洋石油集团有限公司(以下简称中海油)从集中且局限于东南沿海、长江以南为发展重心的传统布局,跨过长江、在长江以北地区营造新布局、谱写新篇章提供了新的发展机遇。为了加快中海油在长江以北地区的天然气产供储销体系建设的步伐,根据国家天然气产供储销体系建设的思路,基于中海油在该区产供储销体系的现状,构建了具有中海油特色的天然气产供储销体系。

1 我国天然气产供储销体系建设思路

2017—2018 年冬季,我国北方部分地区一度出现天然气供应紧张的局面,暴露天然气产业链在生产、供应、储备及销售等环节还存在一些不足^[2-3]。比如,上游勘探开发投入不足,产能建设相对滞后;供应体系不够多元,面临可靠性不足风险;陆上输气管网互联互通程度不够,未能实现天然气资源在更大空间范围的高效统筹和输送分配;储气调峰能力不足,“削峰填谷”措施难以完全满足需求;供气合同尚未实现全覆盖,个别地方开发用气项目缺乏气源衔接、无序发展等。

以 2018 年颁布的国发(2018)31 号文件^[2]、国能发规划 2018(22)号文件^[4]、发改能源规 2018(637)号文件^[5]及发改办运行(2018)563 号文件^[6]和“两个 1 亿立方米调峰用户清单”^[7]“环渤海地区液化天然气储运体系建设”两项具体项目任务为标志^[8],我国天然气产供储销体系建设思路基本定型。

1.1 产供储销体系基本内容

建立天然气产供储销体系,全面覆盖“产、供、储、销”各环节,包括:加快国内天然气增储上产,全力推进天然气基础设施互联互通,完善天然气储备调峰体系,有序发展天然气分布式能源和天然气调峰电站,以气定改推进“煤改气”工程、推广天然气用户与气源方直接交易,落实天然气接收和储运设施公平开放等一揽子任务和措施。

1.2 生产环节“强基础”

加大国内气田勘探开发投资量和工作量、稳定进口气源、加快推进煤层气、页岩气、致密气等非常规天然气产能建设。

1.3 供应环节“一张网”

推进天然气管网互联互通,打通“南气北上”等反输和调运瓶颈,消除增量气源的入网瓶颈,加强气源间互供互保。“环渤海地区液化天然气储运体系建设”成为优先建设任务。

1.4 储气环节“筑关键”

建立以地下储气库和沿海 LNG 接收站储气为主,重点地区内陆集约、规模化 LNG 储罐应急为辅的储气调峰系统,积极引导各类投资主体通过参与沿海 LNG 储罐和地下储气库等储气设施来履行储气的责任,以“供气企业 10%”(近期又有所调整)“城燃企业 5%”及“地方政府 3 天”三项指标,构建储气辅助服务市场,储气服务和调峰气量市场化定价。

1.5 销售环节“健机制”

全面实行天然气购销合同管理,以购销合同为基础规范天然气调峰。供用气双方签订有量、有价、有价格浮动机制的中长期购销合同。创新用户调峰机制,建立国家和地方两个 $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$ 调峰用户清单,按照 50%、30%、20% 的比例进行分级,在高峰期根据需要启动压减措施等。

2 中海油在长江以北地区天然气产供储销体系现状

2.1 海域天然气生产与供应

中海油在长江以北地区有一个综合型油气开发生产基地——渤海油气开发区,2019 年商品气销售量约为 $16 \times 10^8 \text{ m}^3$,通过海底生产系统和登陆设施分别覆盖京津冀地区、山东及辽宁,气量主要供应烟台、营口等地;渤海海域天然气主要包括 4 个终端:葫芦岛终端、营口终端、渤西终端和渤南终端,总计供气能力 $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。随着新增海域天然气(以下简称海气)的开发和增产,葫芦岛锦州 20-2 终端、渤南终端和渤中 19-6 气田的登陆设施都将进一步扩建。

2.2 进口 LNG 供应、存储和天然气管输

中海油在长江以北地区已投产的 LNG 接收站仅有天津 LNG 接收站,原核准接卸能力约 $32 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,存储设施包括 1 座 $16 \times 10^4 \text{ m}^3$ LNG 储罐、2 座 3×10^4

m^3 LNG 储罐以及一艘长期商业租用的 $16 \times 10^4 \text{ m}^3$ FSRU（浮式 LNG 储存和再气化装置），2019 年天然气销售量约 $48 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

截至 2019 年底，中海油在京津冀地区投运天然气管道约 50 km，输气能力约 $66 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ；在山东省参股天然气管道 660 km，输气能力约 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ；在辽宁省投运天然气管道 96 km，输气能力约 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

2.3 现状小结

总体来看，中海油在长江以北地区的天然气产供储销体系建设尚处于起步期，气源、供气设施和管输设施零散且相互孤立，天然气存储能力主要依赖 LNG 储罐，整体上依托周转能力较高的 LNG 接收站形成以“点对点”方式供应当地市场的保障能力。

3 天然气产供储销体系布局框架七大支柱

笔者提出的在长江以北地区发展和建设一套天然气产供储销体系的布局框架，具体由 7 个具有中海油典型特色的支柱构成（图 1）。

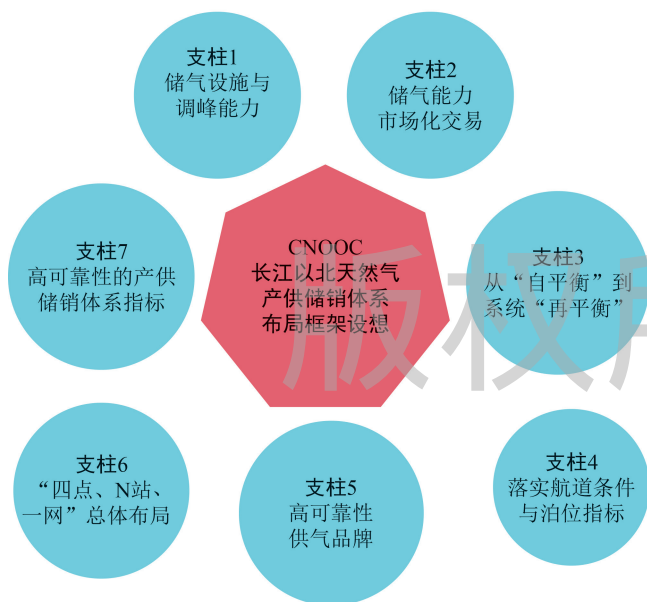


图 1 中海油面向长江以北地区天然气产供储销体系建设布局框架示意图

3.1 储气设施与调峰能力为关键物理基础

结合国能发规划 2018（22）号文件^[4]、发改能源规 2018（637）号文件^[5]以及“环渤海地区液化天然气储运体系建设”^[8]的相关要求，储气设施和调峰能力有必要成为中海油在长江以北地区发展的关键

物理基础。在长江以北地区，依托中海油就近供应海气的资源禀赋条件和进口 LNG “资源池”灵活统筹配置优势，进一步复制在东南沿海地区运作良好的“海气+LNG”双气源高保障型供气模式，充分发挥可高效物理存储的大型 LNG 储罐群的高周转率优势和 LNG 接收站小时级的灵活调峰能力^[9]，促进海气与 LNG 资源的协调配置和发展。

3.2 储气能力市场化交易

我国集约化的大规模储气设施资源稀缺，尤以地下储气库为甚，但其分布地区并不与储气需求程度高的市场所在地区一致。大型 LNG 储罐是另一种选择，但在内陆建设大型 LNG 储罐或者在沿海岸线地区单纯以储气能力指标为目的建设 LNG 储罐基本是不经济和难以持续的，只会抬高天然气储气调峰服务的成本。

依托于 LNG 接收站常规运营服务，以储气能力为指标新建 LNG 储罐，是最可能取得经济性和可持续发展的方式。发改能源规 2018（637）号文件明确提出“支持企业通过自建共建储气设施、租赁购买储气设施或者购买储气服务等方式，履行储气责任”，中海油已率先在南方沿海 LNG 接收站依托 LNG 储罐启动储气能力合作的“河南模式”。在长江以北地区，天然气管网密度相对更高、互联互通条件相对成熟、岸线资源更加稀缺、中部省份尤其是长江经济带省份储气能力匮乏而储气需求更加迫切，推行依托于 LNG 接收站内大型储罐和外部互联互通管网条件的储气能力市场化交易与商业服务，有望成为长江以北地区产供储销体系建设的一个重要特色。

3.3 从“自平衡”到系统“再平衡”

中海油在东南沿海地区多年建设的天然气产供储销体系具备省级“自平衡”的特征和保障优势，成功的实践经验包括：①“LNG+海气”有效协同；②LNG 接收站与配套管道的站线一体化；③天然气基础设施与下游利用项目同步一体。通过近年来的“南气北送”工程和长江以北地区初步营造的天然气供销体系，中海油将逐渐把“自平衡”体系延展和融入全国天然气产供储销体系，将参与并有效促进长江以北地区的天然气产供储销体系从不平衡走向“再平衡”的格局。

通过有效复制成功经验，充分研究和适应新环境下的市场格局，在长江以北地区可以考虑以下 3 项新措施：①针对更加紧张的岸线资源，集约性规模化发展 LNG 接收站及储罐群；②充分依托天然气基

基础设施互联互通建设和更加独立、统一的输气管网平台^[10]；③发挥 LNG “资源池” 与国际供应链保障的灵活优势^[11]，放大 LNG 储罐存储的“削峰”功能，协同其他气态天然气资源挖掘开发 LNG 储罐存储的“填谷”作用。

3.4 积极论证航道条件与泊位指标

在长江以北地区的岸线资源、港口码头和泊位资源以及航道条件约束都可能成为发展瓶颈。根据交办规划（2018）92号文件^[12]提出的总计“7处港址、16个泊位、其中新增11个泊位”的规划结论，即使时间轴进一步延伸至2030年，在环渤海地区的码头和泊位资源仍非常有限，且部分码头的进港航道存在较大的交通组织因素的限制，也制约了LNG接收站可实现的周转能力。在长江以北地区，条件相对较好的码头泊位资源集中在唐山港、烟台港及江苏省的盐城港。

3.5 高可靠性供气品牌

尽管市场条件存在较大差异，中海油在长江以北地区更有必要通过资源组合的差异化和高供气可靠性，强化市场开发与市场引领作用，以资源保障能力、调峰灵活性、商业合同100%全覆盖三要素为特点，复制在东南沿海地区建立的供气高可靠性的品牌。

3.6 “四点、N站、一网”基础设施总体布局

通过上下游一体化建设，上游增储上产并完善4~5座海气登陆终端，根据条件合作建设或商业租用数个LNG接收站，建设和（或）有效依托互联互通的天然气管网、统一的输气管网平台，形成以10%存储能力为重要指标之一的“四点、N站、一网”的天然气管网基础设施布局。

3.7 高可靠性的产供储销体系指标

通过“海气+LNG”资源统一协同和天然气基础设施布局，突出天然气供应链体系的成本控制，形成较大规模的天然气年周转能力、气化外输能力、储气能力和调峰能力的体系指标，与其他供气企业共同形成在长江以北地区针对重点城市、重点区域的“N-1”高可靠性供气保障能力。

4 中海油在长江以北地区天然气产供储销体系布局

基于前述面向长江以北地区的天然气产供储销体系建设布局框架，有必要就体系中的设施布局关系、能力指标等进行量化分析，具体涉及外输系统则还需要进一步进行水力仿真分析^[13]。总体量化分析结构见图2。

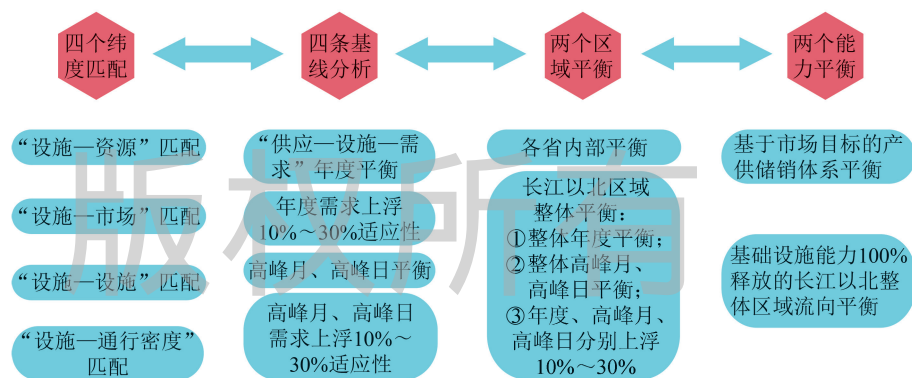


图2 长江以北地区天然气产供储销体系量化分析结构示意图

4.1 分析结构说明

中海油在长江以北地区的天然气产供储销体系量化分析结构，由12项要素构成，总体上包括4个维度上匹配关系的量化分析、4条基线基准的量化分析、两个区域层面的流向和气量平衡量化分析以及两个能力的量化平衡分析。需要说明的是，这里的市场需求仅为企业自身的预期销售市场需求。

4个维度的匹配关系量化分析，包括海气登陆终端、LNG接收站及输气管网构成的天然气基础设施

与海气资源、LNG资源、陆上煤层气资源之间的“设施—资源”匹配；天然气基础设施与气态用气市场和LNG槽车运输市场的“设施—市场”匹配；LNG接收站与配套输气管网（如有）、LNG接收站内部的LNG码头泊位与LNG储罐及气化外输设施之间的“设施—设施”匹配；LNG接收站与LNG码头泊位的来船通行密度、LNG接收站与槽车外运通行密度之间的匹配。

4条基线的量化分析，包括“供应—设施—需求”

端的年度平衡、高峰月高峰日平衡以及年度与高峰月高峰日分别在市场需求上浮 10%~30% 情景下的适应性计算和分析。

两个区域层面的量化分析，既包括长江以北各省、直辖市内部的“资源—供应—储备—市场需求”四个环节的产供储销体系“自平衡”分析，也包括长江以北区域整体天然气总体流向和流量的平衡分析。在时间维度上，包括年度、高峰月高峰日以及年度和高峰日分别在预期市场量上浮 10%~30% 的情景。

两个能力的量化平衡分析，包括基于企业预期市场目标的产供储销体系平衡分析，以及反过来从基础设施 100% 能力释放后的天然气流向与流量平衡分析。后者考虑到天然气基础设施公平开放改革后的情景。

4.2 举例说明

这里仅举例“设施—资源”匹配、“设施—通行密度”匹配及“设施—设施”匹配，以便简要说明上述分析结构的应用方式。

4.2.1 中海油在京津冀地区“设施—资源”匹配能力

“资源—设施”匹配关系，反映的是资源供应量与基础设施可支撑能力之间的关系。因此，在本文分析中，海气与煤层气均以相对固定的“以产定供”进行分析，而 LNG 作为重点以“设施周转能力决定供应能力”进行最大弹性能力的分析。在京津冀地区，到 2025 年前中海油将供应海气、LNG 及煤层气 3 种资源，其中，来自山西的煤层气出晋外输，并通过中联煤管道与蒙西管道在河北安平—蓉城分输站实现互联互通，管道输送能力超过 $40.0\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ，能够满足直至 2030 年的预期煤层气的最大输送量（表 1）。渤海油气开发区的海气登陆终端包括渤西终端和新建的渤中 19-6 气田登陆设施，基于相关建设计划的海气登陆终端和海底管道的扩建与新建能力，能够支撑 2025—2030 年登陆渤西的海气释放和外输。因此，这里重点分析占资源主体地位的 LNG 与 LNG 接收站周转能力的支撑关系。

表 1 中海油在京津冀地区的“海气 / 煤层气设施—资源”匹配关系表 单位： $10^8\text{ m}^3/\text{a}$

年份	海管与海气陆上终端处理能力	海气量	煤层气管道输送能力	煤层气量
2019	3.6	1.0	0	0
2020	3.6	1.0	0	0
2025	20.0	18.0	> 40.0	25.0
2030	> 30.0	29.0	> 40.0	40.0

中海油在京津冀地区的 LNG 气源设施将包括自建、合资、合作的 LNG 接收站，以及其他在公平开放政策^[14-15]下可能购买容量或商业租用的 LNG 接收站，这里作为示例说明时仅指天津 LNG 接收站和曹妃甸 LNG 接收站。在 2019 年，天津 LNG 接收站新增的一座 $16\times 10^4\text{ m}^3$ LNG 储罐投产，项目核准规模按审批程序重新上调至 $84.0\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($600\times 10^4\text{ t/a}$)，实际周转能力与项目核准值一致（表 2）。预计 2023

年初曹妃甸 LNG 项目一期投产（1.5 个泊位），项目核准规模为 $81.2\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($580\times 10^4\text{ t/a}$)，2023 年初天津 LNG 接收站二期投产，预计解脱 FSRU 并释放新增 1 个泊位，项目核准规模预计为 $101.5\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($725\times 10^4\text{ t/a}$)；按照最新颁布的《LNG 接收站能力核定方法》中的测算方法^[16]，到 2023 年这两个项目的实际周转能力最高可分别达到 $98\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($700\times 10^4\text{ t/a}$) 和 $168\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($1\,200\times 10^4\text{ t/a}$)，总计比两个项目核准规模的总和高出约 45.6%。

表 2 中海油在京津冀地区的“LNG 设施—资源”匹配关系表 单位： $10^8\text{ m}^3/\text{a}$

参 数	LNG 接收站能力			
	2019 年	2020 年	2025 年	2030 年
核准规模	84.0	84.0	84.0	182.7
扩建新增核准能力	0	0	98.7	58.8
最大周转能力	84.0	84.0	266.0	336.0
LNG 资源量	84.0	84.0	266.0	336.0

2030 年前曹妃甸 LNG 项目二期投产（达到 2.5 个泊位），预计项目核准规模 $140\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($1\,000\times 10^4\text{ t/a}$)，根据核算其实际周转能力将达到 $168\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($1\,200\times 10^4\text{ t/a}$)。到 2030 年，中海油在京津冀地区可利用的 LNG 接收站的实际周转能力最大可达到 $336\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ($2\,400\times 10^4\text{ t/a}$)，海气和煤层气的供应能力最大可超过 $69\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ ，基于设施能力最大可支撑的 LNG、海气、煤层气 3 种天然气供应能力总计约 $405\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ 。

4.2.2 中海油在京津冀地区“LNG 设施—通行密度”匹配能力

“设施—通行密度”匹配反映的是基础设施与通行安全之间的关系，主要是 LNG 接收站接收离散化 LNG 运输船来船数量的可实现性和 LNG 槽车外运数量的可通达性。根据中海油对渤海湾地区 LNG 船舶通过能力（饱和度）评价及混合交通组织优化的系统化研究结论，天津 LNG 接收站的月接船能力在单码头时可达 13 艘船，在 FSRU 解脱后的月接船能力两个码头总计不低于 18 艘船（涉及该区域进一步的交通组织优化问题^[17]）；曹妃甸 LNG 接收站在达到 3 个码头泊位数量时，无论是进出渤海湾各港老铁山水道的通过容量、还是曹妃甸 LNG 接收站进港航道，都可以达到容纳每个泊位 15 艘船的月接船能力，但考虑到曹妃甸 LNG 接收站的合资性质和不同股东对 LNG 接收站周转能力占用的问题，暂且按照中海油可保守使用 18 艘船上限的月接船能力计算。则到 2025 年，中海油在京津冀地区以 31 艘 LNG 船的月接船能力为保守上限，随着曹妃甸 LNG 接收站新泊位的扩建，到 2030 年的月接船能力上限提高至 36 艘 LNG 船。表 3 中的月均来船数、高峰月来船数是基于企业对其预期市场需求的判断。可以看出，LNG 接收站的接船能力足够支撑企业的预期需求，海上 LNG 船舶的通行密度可以认为在安全范围之内。

LNG 槽车外运的通行安全，主要以 LNG 槽车的在站外道路交通密度为指标来衡量。根据 2016 版《城市道路工程设计规范》，评估天津 LNG 和曹妃甸 LNG 接收站站外港区道路（不考虑更大范围的交通流密度）的通行能力时，按照“表 4.2.3 其他等级道路一条车道的通行能力”和“表 4.1.2 车辆换算系数”^[18]，车速按照 20 km/h，对于 LNG 槽车的道路通行能力计算结果为 440 辆/h。两座 LNG 接收站的高峰日 LNG 槽车装车需求评估为最大 39 辆/h，仅占道路通行能力的 8.8%，即使考虑到其他车辆的影响，也可以认为站外的港区道路通行能力能够满足安全需要。

4.2.3 中海油在长江以北地区 LNG 接收站内部“设施—设施”匹配能力

LNG 接收站内部“设施—设施”匹配反映的是 LNG 接收站的码头接卸能力、LNG 储罐周转能力、站内气化外输能力以及站外配套管道管输能力（如有）的匹配关系，以及据此形成的 LNG 接收站的整体周转能力。LNG 接收站是典型的离散流和连续流的复合系统，在项目设计阶段隶属于不同行业的码头、站内工程、外输 3 个环节均有不同程度的富裕能力考虑，作为一个整体在面对实际运行中出现的超预期市场波动时，某一环节有可能率先成为制约接收站周转能力的“瓶颈”。这里主要依据《LNG 接收站能力核定方法》^[16]，分别对 LNG 码头、LNG 储罐、气化外输 3 个环节的最大周转能力进行技术核算，并给出 LNG 接收站整体的最大周转能力（该方法的科学合理性可以进一步探讨）。考虑到对 LNG 接收站存储能力的外部约束性要求，LNG 储罐进一步区分为生产型储罐和存储型（储备型）储罐两种类型，其中存储型（储备型）LNG 储罐的主要目的是为达到约束性的存储能力指标而设置。

表 4 反映了中海油在长江以北地区 LNG 接收站内部的“设施—设施”匹配关系，相比于京津冀地区，中海油在长江以北地区的 LNG 接收站还考虑了新建的江苏 LNG 接收站。需要说明的是，在 LNG 接收站公平开放和输气管网独立的条件下，这里的 LNG 设施将包括自建、合资、商业租用的 LNG 接收站，因此反映的设施能力并非是自有或完整计入的 LNG 接收站设施能力，而是商业权益能力，即对不同 LNG 接收站分别按照不同的切分比例计算其可用能力。

从表 4 可以看出，直到 2030 年，LNG 码头的接卸周转能力都会构成 LNG 接收站整体周转能力的决定性指标。从 2020—2030 年的 10 年内，按比例计入的 LNG 接收站的整体周转能力不能完全满足企业的预期市场增长需求（预期气态外输量），这就需要提前根据市场增长情况进行评估和处理，或者提前一次性另作其他安排。

表 3 LNG 设施—通行密度匹配关系表

年份	码头来船数 / 艘			槽车装车与外运能力 / (辆 · h ⁻¹)		
	高峰月	月均	月最大	平常日槽车装车数	高峰日槽车装车数	道路车辆通过能力
2019	7	5	13	31	39	440
2020	10	6	13	32	39	440
2025	12	7	31	16	20	440
2030	13	9	36	14	18	440

表 4 中海油在长江以北地区 LNG 接收站内部设施之间匹配关系示意图

单位：10⁸ m³/a

年份	LNG 接收站周转能力（按权益比例计算）					LNG 接收站核准规模 （按权益比例计算）	预期气态 外输量
	LNG 码头	生产型 LNG 储罐	存储型 LNG 储罐	LNG 气化外输设备	接收站整体		
2019	84	115	0	130	84	84	80
2020	84	115	0	130	84	84	92
2025	266	515	338	599	266	157	276
2030	344	515	626	689	344	206	393

4.2.4 中海油在长江以北地区高峰日市场量上浮 30% 的区域流向平衡

中海油在长江以北地区天然气基础设施的布局以 LNG 接收站为主体。从分析 LNG 接收站的周转能力弹性和日调峰能力适应性出发，依托高度统一的互联互通的输气管网体系^[19]，基于海气气源、LNG 接收站和输气管网的统一建模与仿真分析结果，随着中海油在南方沿海地区较为集中的 LNG 接收站群的能力优化调配，以及长江以北地区“四点、N 站、一网”天然气基础设施的高效周转能力和调峰能力建设完成，在高峰日的基础上且中海油在长江以南和长江以北地区的预期高峰日市场量上浮 30% 的情境下，中海油在京津冀、山东、江苏和浙江的天然气基础设施体系最多能够额外释放出 $(0.5 \sim 1.0) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$ 的短期富裕能力。这将为改善全国在高峰季内短期的天然气流向平衡和调峰调剂起到重要的支撑作用。

5 结论和建议

1) 中海油在长江以北地区建设天然气产供储销体系，在市场销售目标的引导下，建议立足点和突破点立于储气设施建设与存储能力的市场化交易探索上。相对于过去 10 多年在长江以南地区相对成熟的东南沿海天然气产供储销体系，中海油在长江以北地区尚处于初创期，且长江以北地区是陆地气源和进口管道气的优势地区，市场环境和市场特点也有较大不同。因此，在长江以北地区建设产供储销体系的模式特点，应以有限度的预期市场目标为导向，以区域“自平衡”为体系核心，以有一定富裕量的“资源—设施—市场”平衡为建设原则，更多地发挥背靠国际资源供应链的 LNG 接收站高周转率的供储一体化能力和高适应性的调峰能力。

2) 在长江以北地区，通过“海气+LNG”资源统一协同和“四点、N 站、一网”的天然气基础设施布局，可以形成较大规模和互相支撑的天然气年周

转能力、气化外输能力、储气能力和调峰能力。依托于“资源池”的统筹调配和 LNG 接收站的小时级调峰能力，可以为高波动的用气需求提供高弹性的供气保障。

3) 在新时期，通过“南气北送”工程的物理延伸、苏、皖、鲁、京津冀地区管网设施的互联互通和国家统一的天然气管网平台，中海油在长江以南沿海地区产供储销体系的富裕能力能够直达或商业互换至长江以北地区，依托海上 LNG 资源的灵活调度和陆上外输管道气的流向调配，在更大范围上为长江以北地区产供储销体系建设提供支撑和互济保障。

4) 中海油构建的天然气产供储销体系量化分析结构，即基于 12 个要素的多种类型的设施与气量分解的匹配关系分析，是一项在规划业务中有价值的技术分析工具，可以系统化地评估企业建设天然气产供储销体系中的总体适应性，逐一有效地识别具体设施的冗余程度或“瓶颈”所在。

参 考 文 献

[1] 张颢. 我国天然气产供储销价格体系：现状、问题与建议[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 131-137.
ZHANG Yong. A price-system network of natural gas production, supply, storage, sales in China: Present status, problems and proposals[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 131-137.

[2] 国务院. 国务院关于促进天然气协调稳定发展的若干意见[EB/OL]. (2018-09-05)[2020-03-01]. http://www.gov.cn/zhengce/content/2018-09/05/content_5319419.htm.
The State Council. Opinions on promoting coordinated and stable development of natural gas[EB/OL]. (2018-09-05)[2019-03-01]. http://www.gov.cn/zhengce/content/2018-09/05/content_5319419.htm.

[3] 张书铨, 孙竹, 刘扬. 2017 年季节性供气紧张的原因与对策[J]. 天然气工业, 2018, 38(7): 120-128.
ZHANG Shuquan, SUN Zhu, LIU Yang. Reasons and counter-measures for the seasonal gas shortage in 2017[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(7): 120-128.

[4] 国家能源局. 2018 年能源工作指导意见[G]. 北京：国家能源

- 局, 2018.
- National Energy Administration. Energy work guidance 2018[G]. Beijing: National Energy Administration, 2018.
- [5] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 两部门印发《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》的通知 [EB/OL]. (2018-04-27)[2020-03-01]. http://www.gov.cn/xinwen/2018-04/27/content_5286414.htm.
- National Development and Reform Commission & National Energy Administration. Notice on printing and distributing the opinions on accelerating the construction of gas storage facilities and improving the market mechanism of gas peak shaving auxiliary services[EB/OL]. (2018-04-26)[2020-03-01]. http://www.gov.cn/xinwen/2018-04/27/content_5286414.htm.
- [6] 国家发展改革委办公厅. 关于统筹规划做好储气设施建设运行的通知 [EB/OL]. (2018-05-16)[2020-03-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201805/t20180528_962732.html.
- General Office of National Development and Reform Commission. Notice on overall planning and construction and operation of gas storage facilities[EB/OL]. (2018-05-16)[2020-03-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201805/t20180528_962732.html.
- [7] 刘保林. 国家发展改革委同国家能源局举行新闻发布会 介绍天然气产供储销体系建设相关情况 [J]. 中国产经, 2018(5): 18-26.
- LIU Baolin. National Development and Reform Commission and National Energy Administration held a press conference to introduce the construction of natural gas production, supply, storage and marketing system[J]. Chinese Industry & Economy, 2018(5): 18-26.
- [8] 任治俊, 蒋建文, 张英俊, 等. 四川省天然气产供储销体系的完善策略 [J]. 西南石油大学学报 (社会科学版), 2019, 21(6): 1-7.
- REN Zhijun, JIANG Jianwen, ZHANG Yingjun, et al. Improving the natural gas production-supply-storage-sale system in Sichuan Province[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Social Sciences Edition), 2019, 21(6): 1-7.
- [9] 陈胜森, 刘毓, 付子航, 等. 广东省天然气管道调峰调质研究与实践 [J]. 天然气技术与经济, 2019, 13(1): 57-61.
- CHEN Shengsen, LIU Yu, FU Zihang, et al. Research and practice on peak-shaving and quality-adjusting of Guangdong gas transmission pipeline[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2019, 13(1): 57-61.
- [10] 李科锋. 国家油气管网公司成立带来天然气市场体系的变化与机遇 [J]. 天然气技术与经济, 2019, 13(6): 1-6.
- LI Kefeng. Changes and opportunities to China natural-gas market system after establishing National Oil and Gas Pipeline Network Company[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2019, 13(6): 1-6.
- [11] 付子航. 采用动态物流模型计算 LNG 接收站的有效罐容 [J]. 天然气工业, 2010, 30(7): 69-72.
- FU Zihang. Calculation of effective storage capacity of a LNG receiving station by dynamic mathematical modeling[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(7): 69-72.
- [12] 交通运输部. 环渤海地区液化天然气码头重点布局方案 (2022) [EB/OL]. (2018-07-21)[2020-03-01]. <http://www.yidianzixun.com/article/0KBv9IsZ>.
- Ministry of Transport. Key layout plan of LNG terminal in Bohai Rim (2022)[EB/OL]. (2018-07-21)[2020-03-01]. <http://www.yidianzixun.com/article/0KBv9IsZ>.
- [13] 赵延芳, 刘定智, 赵俊. 天然气产销优化模型的设计与实践 [J]. 油气储运, 2016, 35(12): 1319-1324.
- ZHAO Yanfang, LIU Dingzhi, ZHAO Jun. Design and application of natural gas production-transportation-marketing optimization model[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(12): 1319-1324.
- [14] 国家发展和改革委员会, 国家能源局, 住房和城乡建设部, 等. 油气管网设施公平开放监管办法 [EB/OL]. (2019-05-24)[2020-03-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201905/t20190531_960966.html.
- National Development and Reform Commission & National Energy Administration & Ministry of Housing and Urban-Rural Development, et al. Measures for the non-discriminatory third-party access regulation of oil and gas pipeline network facilities[EB/OL]. (2019-05-24)[2020-03-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201905/t20190531_960966.html.
- [15] 国家能源局. 国家能源局市场监管司有关负责人就《油气管网设施公平开放监管办法》有关问题答记者问 [EB/OL]. (2019-06-04)[2020-03-01]. http://www.nea.gov.cn/2019-06/04/c_138116127.htm.
- National Energy Administration. Department of the National Energy Administration answered the reporter's questions on *The Measures for the Non-discriminatory Third-party Access Regulation of Oil and Gas Pipeline Network Facilities*[EB/OL]. (2019-6-4)[2020-03-01]. http://www.nea.gov.cn/2019-06/04/c_138116127.htm.
- [16] 国家能源局. 液化天然气接收站能力核定方法: SY/T 7434—2018[S]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- National Energy Administration. Calculation method for the capacity of liquefied natural gas receiving terminal: SY/T 7434-2018[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [17] 国家交通运输部办公厅. 关于进一步加强 LNG 海上运输安全保障的通知 [EB/OL]. (2018-12-10)[2020-03-01]. http://www.mot.gov.cn/jiaotongyaowen/201812/t20181210_3141621.html.
- General Office of the Ministry of Transport. Notice on further strengthening the safety guarantee of LNG transportation by sea[EB/OL]. (2018-12-10)[2020-03-01]. http://www.mot.gov.cn/jiaotongyaowen/201812/t20181210_3141621.html.
- [18] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 城市道路工程设计规范: CJJ 37—2012[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2016.
- Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the PRC. Code for design of urban road engineering: CJJ 37-2012[S]. Beijing: China Planning Press, 2016.
- [19] 国家能源局. 关于印发《石油天然气规划管理办法》(2019 年修订) 的通知 [EB/OL]. (2019-02-23)[2020-03-01]. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto86/201903/t20190304_3628.htm.
- National Energy Administration. Notice on printing and distributing *Administrative Measures for Oil and Gas Planning* (revised in 2019)[EB/OL]. (2019-02-23)[2020-03-01]. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto86/201903/t20190304_3628.htm.