

# LNG 资源和 LNG 贸易介绍

袁海玲<sup>1</sup> 赵保才<sup>2</sup> 王稳桃<sup>3</sup>

(1.中国石化中原油田分公司规划事业部 2.中原石油勘探局勘察设计研究院 3.中原油田分公司采油工程研究院)

袁海玲等.LNG资源和LNG贸易介绍.天然气工业,2005;25(5):96~99

**摘要** 近来,世界石油价格不断攀升,而天然气远距离跨海域管输又受到诸多方面的限制,这就促进了 LNG 贸易的迅速增长。随着我国广东 LNG 接收站工程和福建 LNG 项目的实施,国内 LNG 接收站工程将逐渐增多。为此,分析世界 LNG 生产线项目的建设和发展状况、LNG 贸易方式,将有利于国内 LNG 接收站工程选择合适的资源和贸易方式。文章在详细介绍了距我国较近的 LNG 资源地的基础上,阐述了国内 LNG 接收站工程应基于供气安全性高、价格合理、运距近的选择原则;分析了世界 LNG 的定价原则,特别提到了澳大利亚 LNG 项目采用的 S 曲线计算公式;此外还介绍了目前世界上通常用于 LNG 贸易的离岸价(FOB)和船上交货(DES)和两种方式,并对比了 FOB 和 DES 两种方式的优缺点。

**主题词** 液化天然气 接收站 生产线 资源 贸易 方式 离岸价格 船上交货

2000 年、2001 年、2002 年世界 LNG 贸易量分别为  $1370 \times 10^8$ 、 $1430 \times 10^8$  和  $1500 \times 10^8 \text{ m}^3$  天然气,约占全球天然气年贸易量的四分之一<sup>[1]</sup>。共有 14 个国家或地区出口 LNG,其中印度尼西亚为最大的出口国,其次为阿尔及利亚、马来西亚、卡塔尔和澳大利亚等;同时有 12 个国家或地区进口 LNG,其中日本为最大的进口国,其次为韩国、西班牙、法国等。亚洲地区的进口量占世界 LNG 贸易总量的 69.02%。

## 一、世界 LNG 生产线项目概况

截至 2003 年底,世界范围内已建 LNG 生产线 73 条,总生产能力达  $13696 \times 10^4 \text{ t}$  ( $1849 \times 10^8 \text{ m}^3$  天然气)。2004~2008 年还将新建 LNG 生产线 14 条,总生产能力为  $6562 \times 10^4 \text{ t}$  ( $886 \times 10^8 \text{ m}^3$  天然气)。2004~2010 年计划新建 LNG 生产线 28 条,总能力  $13185 \times 10^4 \text{ t}$  ( $1849 \times 10^8 \text{ m}^3$  天然气)。距我国较近的 LNG 资源地主要有俄罗斯萨哈林岛、印度尼西亚、马来西亚、澳大利亚及中东地区的一些国家。

### 1. 萨哈林能源 LNG 项目

萨哈林位于俄罗斯远东地区,是油气资源富集区之一。目前已发现的 PA 油田(Piltun-Astokhs-koye)和仑斯气田(Lunskoye),天然气探明储量分别

为  $0.16 \times 10^{12} \text{ m}^3$  和  $0.53 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

仑斯气田全面开发后,天然气年产量可达  $160 \times 10^8 \text{ m}^3$  并可持续稳产 20 年以上,每年生产 LNG 约  $1000 \times 10^4 \text{ t}$ 。2006 年位于该区的、目前世界最大的 LNG 生产线( $480 \times 10^4 \text{ t/a}$ )将开始生产 LNG,并计划供应日本、韩国、中国等国家。根据 LNG 市场销售情况,还可能将建设第二条  $480 \times 10^4 \text{ t/a}$  生产线。

### 2. 印度尼西亚

印度尼西亚是目前世界上最大的 LNG 出口国,天然气探明储量达  $2.62 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。东加里曼丹邦坦(Bontang) LNG 工厂,目前已有 8 条 LNG 生产线。特大气田 Natuna 估计天然气可采储量为  $1.30 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,最近已投入开发。

#### (1) 邦坦(Bontang) LNG 项目

Total Fina Elf 等公司探明的天然气储量可以支持扩建第 9 条 LNG 生产线,其生产能力为  $300 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。Total Fina Elf 公司有意积极推动印度尼西亚政府开拓中国市场。

#### (2) 坦沽(Tangguh) LNG 项目

尼布亚岛 Berau-Bintuni 湾区拥有 2 个超大气田(Wiriagal Deep 和 Vorwata)以及几个相邻小气田。

西依里安近海探明天然气可采储量为  $0.41 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,足以支持 3 条生产线的 LNG 工厂( $1000 \times$

**作者简介:**袁海玲,女,1969 年生;1991 年毕业于西南石油学院油气储运专业;现在中原油田分公司规划事业部工作。地址:(457001)河南省濮阳市中原油田分公司规划事业部。电话:(0393)4824625,13939379039。E-mail:yuanhl@sina.com

$10^4$  t/a.)。首期建 LNG 生产线最大生产能力为  $800 \times 10^4$  t/a。计划 2006 年输出第一船 LNG,准备将坦沽建成印度尼西亚第三个 LNG 出口中心,目前正在积极开拓日本、韩国和中国大陆市场。随着气田的进一步勘探开发,预计将可支持 5~8 条 LNG 生产线,所生产的 LNG 全部用于出口。

### 3. 马来西亚

目前的天然气探明储量达  $2.12 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,天然气产量近年来稳定增长,2002 年占世界 LNG 出口总量的 13.68%。

马来西亚在沙捞越(Sarawak)近海已探明天然气储量  $0.14 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,加上其他气田(已探明储量  $1.16 \times 10^{12} \text{ m}^3$ )的储量,可支持 III 期项目扩建。2003 年开始建设 MLNG Tiga 工厂。以 Bintulu 的工厂作为一个 LNG 中心,总生产能力将达到  $2300 \times 10^4$  t/a。

### 4. 澳大利亚

截至 2002 年底,天然气探明储量达  $2.55 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,是亚太地区目前的第三大 LNG 出口国。

#### (1) 西北大陆架 LNG 项目

西北大陆架(North West Shelf)项目正在澳大利亚西部 Burrup Peninsula 的 Karratha 建设第 4 条 LNG 生产线,将使其 LNG 出口能力由  $750 \times 10^4$  t/a 升至  $1170 \times 10^4$  t/a。

第 5 条 LNG 生产线建成投产还需 3 年多时间。日本 Tokyo Gas、和 Toho Gas 自 2004 年开始从澳大利亚的西北大陆架 LNG 项目购买 LNG。

#### (2) 达尔文(Darwin) LNG 项目

帝汶海 Sunrise 和 Troubadour 气田,加上的 Sunset 等气田,探明加控制储量  $0.44 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2002 年初签署开发气田计划,建  $500 \times 10^4$  t/a 浮式 LNG 工厂主要供出口。

#### (3) 戈根 LNG 项目新建

戈根(Gorgon)气田,拥有未动用天然气储量  $0.27 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,可充足供应生产 LNG  $500 \times 10^4$  t/a 超过 50 年,有望在 2007~2010 年投产。

### 5. 中东地区

中东是 LNG 出口主要地区之一,当前生产国包括卡塔尔、阿曼和阿联酋等。

#### (1) 卡塔尔

卡塔尔是世界第四大 LNG 出口国,拥有世界最大的非伴生气田,估计天然气总资源量达  $25.47 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2002 年底,天然气探明储量为  $14.39 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

#### 1) Qatargas LNG 项目(扩建)

Qatargas 是卡塔尔最大的 LNG 出口公司,2002 年出口量达到  $84 \times 10^8 \text{ m}^3$  天然气。Qatargas 有 3 条  $200 \times 10^4$  t/a LNG 生产线,目前正在建设第 4 条 LNG 生产线,计划产能  $700 \times 10^4$  t/a。

#### 2) Rasgas LNG 项目(扩建)

Rasgas 已有 2 条  $330 \times 10^4$  t/a LNG 生产线,第 3 条生产线能力  $470 \times 10^4$  t/a 于 2004 年 4 月建成,可望在 2005 年投产。由于北部气田储量丰富,ExxonMobil 有意向中国供应  $250 \times 10^4$  t/a 的 LNG。该项目向中国供气的潜力更大。

Rasgas 自 2003 年 12 月开始向 Petronet 供应  $500 \times 10^4$  t/a 的 LNG,时间为 25 a。自 2005 年开始向意大利的 Edison Gas 供应  $350 \times 10^4$  t/a 的 LNG,时间为 25 年。

#### (2) 阿曼

2002 年底,天然气探明储量  $0.83 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

阿曼的 LNG 项目由两条  $330 \times 10^4$  t/a 的生产线组成,气源是 Saih Nihayda、Saih Rawl 和 Barik 气田,扩建工厂将增加第 3 条生产线。韩国 Korea Gas Corp(Kogas)、日本 Osaka Gas Co 是该工厂的主要客户,有 25 年协议,2001 年分别进口 LNG  $53 \times 10^8 \text{ m}^3$  和  $8.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。阿曼 LNG 与西班牙的 Union Fenosa 也已签订 2 笔合同:一是在阿曼联合开发  $40 \times 10^8 \text{ m}^3$  的 LNG 出口设施;二是自 2006 年开始供气  $22 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,为期 20 年。

#### (3) 阿联酋

天然气储量居世界第五,估计为  $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,1977 年开始出口 LNG,2001 年出口 LNG  $70.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。除阿布扎比(Abu Dhabi)气田外,还有 Sharjah、Dubai 和 Ras al-khaimah 等小气田。

阿布扎比(Abu Dhabi)气田估计资源为  $5.55 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,阿布扎比天然气液化有限公司(ADGAS)的 DAS 岛天然气液化厂,由 3 条生产线组成,总生产能力为  $500 \times 10^4$  t/a 左右。

#### (4) 也门

截至 2002 年底,天然气探明储量为  $0.48 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。也门的 LNG 项目是一座拥有 2 条生产线的 LNG 工厂,预计生产能力为  $620 \times 10^4$  t/a,可望 2005 年投产。也门政府正在开拓中国市场。

#### (5) 伊朗

截至 2002 年底,天然气探明储量达  $23 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,占世界总天然气探明储量的 14.8%,占中东的一半左右。伊朗天然气储量的 48.5% 都是在独立气

田。当前日产气量为  $2.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 2005 年日产气量将达到  $5.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

伊朗 LNG 项目天然气来自波斯湾的 South Pars 气田, 一期将建 2 条生产线, 生产 LNG  $800 \times 10^4 \text{ t/a}$ , 预计投产期为 2005 年, 最终可能要建成  $1200 \times 10^4 \text{ t/a}$  的生产能力。

从相关资料获知, 2004~2010 年世界范围内将建 LNG 生产线项目 5 个, 生产能力  $3762 \times 10^4 \text{ t/a}$ ; 计划 LNG 生产线项目 11 个, 生产能力  $6845 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。

预计到 2010 年世界 LNG 总产能约为  $33443 \times 10^4 \text{ t/a}$  (2003 年底, 已建 LNG 生产线总能力  $13696 \times 10^4 \text{ t/a}$ ), 而届时世界 LNG 接收站总能力约为  $29211 \times 10^4 \text{ t/a}$ , LNG 资源将供过于求。这样有利于我国 LNG 项目在起步阶段多元化择优选择供气来源。

## 二、LNG 价格

在平等互利的基础上, 国内 LNG 接收站工程主要应基于供气安全性高、LNG 价格低、运距近的原则来选择资源。

### 1. 供气安全性

LNG 进口应遵循国家有关政策, 做到供应来源多样化, 以提高供气的安全性。在审查和确认气田储量和 LNG 上游设施安全可靠性的基础上, 根据谈判气价和供气条件选择多个供气来源, 以减少 LNG 供应来源的风险, 满足 LNG 资源的长期安全和稳定供气。

### 2. LNG 价格

世界 LNG 价格, 基本遵照替代燃料的定价原则。在亚洲市场, 日本最初引进 LNG 的目的是基于减少对进口石油的依赖。LNG 价格以替代中东原油价格为基础并且与日本进口原油的平均价格挂钩。韩国和我国台湾省进口 LNG 基本遵循日本的模式。在欧洲市场, LNG 价格以替代管道天然气和燃料油价格为基准; 而在北美市场, LNG 价格以替代管道天然气价格为基准。由于各个目标市场的替代燃料价格不同, 导致 LNG 价格差别很大。

#### (1) S 曲线价格公式

为了避免国际油价剧烈波动对 LNG 价格的影响, 买卖双方均希望 LNG 价格相对稳定。亚洲 LNG 价格公式以日本为代表。澳大利亚 LNG 项目开始采用 S 曲线价格公式, 公式适用油价范围 13~29 美元/桶, 油价超出此范围, 另行谈判调整。

油价在 13~17 美元/桶范围时, LNG 价格公式:  $P_{\text{LNG}} = 14.85 \times P_{\text{原油}} + A + (17 - P_{\text{原油}}) \times B$

油价在 17~25 美元/桶范围时, LNG 价格公式:  $P_{\text{LNG}} = 14.85 \times P_{\text{原油}} + A$

油价在 25~29 美元/桶范围时, LNG 价格公式:  $P_{\text{LNG}} = 14.85 \times P_{\text{原油}} + A - (P_{\text{原油}} - 25) \times B$

式中:  $P_{\text{LNG}}$  表示 LNG 价格, 美元/ $10^6 \text{ Btu}$ ; (注:  $1 \text{ kJ} = 0.948 \text{ Btu}$ );  $P_{\text{原油}}$  表示原油价格, 美元/桶; 除了印度尼西亚 LNG 合同采用印度尼西亚出口原油价格外, 其余 LNG 合同基本采用日本进口原油平均到岸价;  $A$ 、 $B$  表示常数, 由谈判确定。

#### (2) 其他价格公式

1997 年, 韩国新签订的 LNG 购气合同, LNG 价格除了与原油价格挂钩外, 还与国际煤价挂钩。其他 LNG 新项目的合同谈判, 也开始考虑通货膨胀等其他挂钩因素。

随着 LNG 买方市场地位的提高, 在价格公式谈判有引进更多调价因素和保持最终价格趋于稳定的趋势, 以保护买卖双方的利益, 但由于新引进调价因素的长期预测和谈判相当困难, 导致新价格公式的谈判困难很大。鉴于 LNG 合同金额数量巨大, 如不同来源和不同时期签订的合同价格公式, 在实际运行中偏离国际能源价格太大时, 一般都明确规定将由买卖双方重新谈判和调整 LNG 价格公式。

### 3. LNG 运输成本

LNG 项目都需要有 LNG 运送船, 在运输过程中, 依靠一部分液体气化来补充失去的冷量, 日气量为货物量的 0.15%~0.25%。因此航程越远, 其运输成本越高。

萨哈林岛将建成世界上单条生产线规模最大的 LNG 生产厂, 萨哈林 2 号从 2006 年以后有能力长期供应中国 LNG  $480 \times 10^4 \text{ t/a}$  以上, 资源丰富且运输距离近。其他如马来西亚宾图鲁、印度尼西亚坦古、印度尼西亚东加里曼丹、澳大利亚戈根 LNG 项目, 资源丰富、运输距离较近, 也可作为国内 LNG 的可能来源。

## 三、LNG 贸易方式

### 1. LNG 贸易方式

目前世界 LNG 的贸易, 一般采用离岸价 (FOB) 和船上交货 (DES) 两种方式。

FOB 贸易方式: LNG 卖方在出口终端码头处, 按照 LNG 价格和装船费用, 将 LNG 销售给买方; LNG 运输由买方负责, LNG 的所有权和风险在装

船码头由卖方转移给买方。

DES 贸易方式:LNG 卖方在买方接收站码头处,按照 LNG 价格、装船费用、运输费用和运输期间的保险费用,将 LNG 销售给买方;LNG 运输由卖方负责,LNG 的所有权和风险在接收站码头由卖方转移给买方。

如果采用一般国际贸易中的到岸价(CIF)方式,买方承担的费用与 DES 方式一样,但买方从出口终端码头处开始承担 LNG 风险,并且不控制运输,所以在 LNG 贸易中一般不采用该方式。卖方负责将货物运至指定的目的港,在目的港船上将货物置于买方的控制之下,即完成了交货义务。

DES 和 CIF 在主要价格构成上有相同之处,即货价中都包含运费和保险费。但买卖双方在货物交接手续、费用和 risk 责任划分上不同。主要表现在以下 4 个方面。

(1)CIF 是象征性交货,买方应凭单付款;DES 是实际交货,卖方必须把货物置于买方实际控制之下,买方才有责任付款。

(2)费用和 risk 的责任划分不同。CIF 以装运港船舷为界;而 DES 以在目的港实际交货后为责任转移的界限。

(3)保险性质不同。CIF 中卖方办理保险是一种义务,应按合同或惯例规定履行;而 DES 卖方是为自己买保险,不构成一种义务。

(4)CIF 合同为装运合同,只规定装运时间;DES 合同为交货合同,必须规定到货时间。

## 2. LNG 运输

越洋 LNG 运输船。世界 1965~2003 年共建造 LNG 船 152 艘,容积共计  $17531 \times 10^3 \text{ m}^3$ ,其中  $100 \times 10^3 \text{ m}^3$  以上 LNG 船 120 艘,容积共计  $15866 \times 10^3 \text{ m}^3$ 。近年来随着 LNG 贸易的增长,LNG 船发展较快,2000~2003 年世界建造 LNG 船 39 艘,容积共计  $5125 \times 10^3 \text{ m}^3$ ,单艘容积多数在  $136.6 \times 10^3 \sim 145 \times 10^3 \text{ m}^3$ ,包容系统采用 Moss 或 GTT 或 Kawasaki 方式,均为韩国和日本制造。

LNG 运输船一般为特定项目设计建造,如果把日常维护保养工作做好,商业寿命可以达到 40 年。随着近年来 LNG 现货交易市场的发展,以及新的贸易方式的出现,闲置的 LNG 运输船较少。国内若自行建造 LNG 运输船,可以避免对国外专业制造商的

过分依赖。

## 四、结束语

### 1. 国内 LNG 接收站工程资源选择

2004~2010 年将扩建和新建 LNG 生产线项目 12 个以上,世界 LNG 总产能将超过  $3 \times 10^8 \text{ t}$ 。气化设施总能力超过  $2 \times 10^8 \text{ t}$ 。LNG 资源供过于求,更有利于国内 LNG 接收站工程在起步阶段多元化择优选择供应来源。

### 2. 贸易方式选择

FOB 贸易方式,由买方负责运输。买方建造或者购买船,负责船舶交付后的管理和运输操作;或以租赁协议方式将船租给一家运输公司,由该运输公司负责船舶的日常管理和运输操作;或买方从船东公司以定期租船方式租用 LNG 运输船。

DES 贸易方式,由卖方负责 LNG 的运输。买方不负责造船、买船或租船,不负责船舶日常管理和运输操作,不负责船的维修和非计划停工;也不承担造船、买船或租船以及船舶的日常管理和运输操作的风险。

国内 LNG 接收站工程可灵活选择相对有利的 LNG 贸易方式,积累低温产品远洋运输的经验,以带动国内船舶的制造、制冷等行业快速发展,促进国民经济的进一步繁荣。

## 参 考 资 料

- 1 BP 世界能源统计年鉴(2003 年 6 月)
- 2 BP 世界能源统计年鉴(2001 年 6 月)
- 3 Oil major making massive LNG Leap .Trade Winds , February 21, 2003
- 4 Bruno L . Latest Trends in LNG Shipping .CWC World LNG Summit ,Rome 9—11 December 2002
- 5 Cook J . EP Energy Bridge—Offshore LNG Delivery Solution . Gas Tech 2002 Doha ,Qatar ,October 2002
- 6 Eginhard B ,Xiang Dong *et al* . LNG Baseload Plant in Xinjiang ,China ,WGC 2003
- 7 J de Baan ,M H Krekel *et al* . Offshore Transfer ,Re-Gasification and salt Dome Storage of LNG . Otc 15301
- 8 Norrazak H ,Grootjans H . The MLNG-TIGA Project , May 1998

(修改回稿日期 2005-03-16 编辑 居维清)