

# FLNG/FLPG 工程模式及其经济性评价

谢彬 王世圣 喻西崇 黄霞  
中海油研究总院

谢彬等.FLNG/FLPG 工程模式及其经济性评价.天然气工业,2012,32(10):99-102.

**摘 要** 大型浮式液化天然气 FLNG(Floating Liquid Natural Gas)船/浮式液化石油气 FLPG(Floating Liquid Petroleum Gas)船是近年来海洋工程界提出的、主要用于深远海气田开发的工程装置,是集海上天然气液化、储存和装卸为一体的新型装置,具有开采周期短、开采灵活、可独立开发、可回收和可运移、无需管道输送等特点,有可能是开发我国南海深远海气田重要的工程应用模式之一。为此,以南海某深水气田作为目标气田,对比分析了传统的开发工程模式与 FLNG/FLPG 开发工程模式的经济性,结果表明,采用该装置开发深水天然气田可节省投资。同时还分析了不同离岸距离对投资的影响,结论认为,使用该装置对离岸距离不敏感。因此,FLNG/FLPG 开发工程模式对离岸距离较远的深远海气田具有较好的经济性,是一种值得推广的深远油气田开发工程模式。

**关键词** FLNG/FLPG 装置 开发工程模式 深水天然气田 经济评价

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.10.024

随着陆上可采天然气资源越来越少,开发海上天然气田特别是深海天然气田已成为天然气资源勘探和开发的必然趋势<sup>[1]</sup>。大型浮式液化天然气船 FLNG(Floating Liquid Natural Gas)和浮式液化石油气船 FLPG(Floating Liquid Petroleum Gas)是近年来海洋工程界提出的、主要用于深远海气田开发的工程装置。该装置是集海上天然气的液化、储存和装卸为一体的新型装置,具有开采周期短、开采灵活、可独立开发、可回收和可运移、无需管道输送等特点,有可能是开发南海深远海气田重要的工程应用模式之一。FLNG/FLPG 装置目前还处于前沿技术研究阶段,世界上还没有正式投入运行,而且相关应用的关键技术都处在国外专利的保护中,世界上第一艘 FLNG/FLPG 装置预计 2013 年正式投入使用。

我国近海天然气资源丰富,总地质资源量约为  $5.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,但资源分散,广泛分布于珠江口盆地、莺歌海盆地、琼东南盆地、东海陆架盆地和渤海湾盆地,且其中相当一部分为深海气田、边际气田和低品位天然

气资源。如南海北部陆架深水区天然气地质资源量约  $1.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,已发现探明储量中约 10.4% 为边际小气田,此外尚有相当一部分为海上油田的伴生气资源<sup>[2]</sup>。对于这些边际气田、深海天然气及伴生气资源,如采用传统的平台加外输管线的建设方式,很多小气田将因成本限制无法投入开采。但若采用 FLNG 技术,则可根据海上天然气田的生产状况灵活配置 FLNG,在船上液化天然气,再运至目的地,这对促进我国海域尤其是深海气田、小型气田开发,充分利用我国油气资源具有重要意义。本文以我国南海某深水气田为目标,分析了深海天然气及伴生气资源开发的工程模式并进行了经济性评价,将传统的开发工程方案与采用浮式液化天然气生产储卸装置为主要设施开发工程方案进行了对比,得到了采用 FLNG 更为经济的结论。

笔者涉及的 FLNG/FLPG 装置实际上是一种深远海天然气田开发装置,在该装置上将原料气经过预处理后得到 LNG、LPG 和凝析油 3 种产品,至于单独的 FLPG 装置不在本文的考虑范围。

**基金项目** 国家“十一五”重大专项课题“大型 FLNG/FLPG、FDPSO 关键技术”(编号:2008ZX05026-006)。

**作者简介** 谢彬,1962 年生,教授级高级工程师,硕士;中国海洋石油总公司深水工程重点实验室副主任,中海油研究总院技术研发中心副主任,总公司级专家;先后参与 20 余个海上油气田开发工程建设,曾担任国家高技术研究发展计划(863 计划)、国家科技重大专项和中国海洋石油总公司重大项目负责人。地址:(100027)北京市东城区东直门外小街 6 号海油大厦技术研发中心。电话:(010)84523662。E-mail:xiebin@cnooc.com.cn

# 1 FLNG/FLPG 技术与发展现状

## 1.1 FLNG 装置系统及其关键技术

浮式液化天然气生产储卸装置系统包括 FLNG、LNG 穿梭船和 FSRU 装置。FLNG 为浮式液化装置,可代替岸上传统的浮式液化天然气工厂,LNG FPSO 能够漂浮在海上,具有处理和液化天然气的功能,并可储存和装卸 LNG。穿梭 LNG 船用于运输和装卸 LNG。FSRU 为浮式储存和再气化装置,可取代传统的 LNG 终端。FLNG、LNG 穿梭船和 FSRU 装

置联合起来可以实现海上天然气的开采和运输,替代传统的天然气开发方式。

浮式液化天然气装置系统的开发需解决一系列关键技术<sup>[3-4]</sup>,主要包括:①FLNG 液化工艺;②FLNG 设备和储存;③FLNG 装载技术;④FLNG 安全生产<sup>[5]</sup>。

## 1.2 技术发展现状

FLNG 技术基本成熟并已进入商业应用阶段。已有多家船厂表示能够设计建造 FLNG,而且已经有船东正式订造了 FLNG<sup>[6]</sup>,表 1 给出了部分在建 FLNG 船的技术参数。

表 1 部分在建 FLNG 船的技术参数表

名称	适用水深/m	建造公司	生产能力及舱容	主尺度/m	货物围栏系统	外输系统	船级社
Flex FLNG “LNG producer”	40~300	韩国三星重工	170×10 <sup>4</sup> t/a;舱容:LNG 17×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ,LPG 和凝析油舱容均为 5×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	船长 336,船宽 50,型深 31.6	SPB	3 根 FMC 卸载臂,10 000 m <sup>3</sup> /h,旁输+尾输,旁输海况条件为有效波高 3 m	DNV
SBM FLNG	25~1 500	日本 IH 船厂	250×10 <sup>4</sup> t/a;舱容:LNG 185×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ,LPG 和凝析油均为 2.55×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	船长 320,船宽 60,型深 32	SPB	旁输+尾输	ABS
Hoegh FLNG		韩国大宇	LNG 1.60×10 <sup>4</sup> t/a,LPG 44×10 <sup>4</sup> t/a,凝析油 22×10 <sup>4</sup> t/a;舱容:LNG 19×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ,LPG 2×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ,凝析油 1.8×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	船长 380,船宽 60	GTT No.96	旁输+尾输	
Aker FLNG	1 400		58×10 <sup>4</sup> t/a;LNG 舱容 20×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	船长 435,船宽 105			

## 2 该工程模式在南海深水气田应用的经济性评价

在国外深水石油天然气传统的开采技术已经成熟,天然气开发的传统工程模式都是采用管道外输天然气。传统的开发模式与采用 FLNG/FLPG 装置系统的区别是天然气的外输方式不同,因此经济成本核算只是对比管道铺设费用与 FLNG/FLPG 装置设计、建造和安装费用。

我国南海某深水气田的开发工程方案为由水下生产系统采集的天然气通过管道输送到浅水平台,经处理后再通过管道输送到岸上终端<sup>[7-8]</sup>。

为了把传统的天然气开发模式与浮式液化天然气装置系统相对比,笔者以我国南海某深水气田为目标,开采模式假定采用浮式液化天然气装置系统,设定不同的离岸距离进行经济性评价,以获得采用浮式液化天然气装置系统开发模式的最优方案和两种不同开发工程模式的对比结果。

### 2.1 FLNG/FLPG 装置投资分析

FLNG/FLPG 装置投资分析的各系统工程估价依据 FLNG 概念设计所确定的各个系统工程量清单,主要包括主工艺系统(预处理模块、液化模块);船体及储仓;系泊系统;操作费等,经过估算,大型 FLNG/FLPG 装置总投资合计约为 15.5 亿美元。

### 2.2 总体开发工程方案投资分析

以我国南海某深水气田作为开发目标,将 FLNG/FLPG 开发工程模式应用于我国南海某深水气田的开发,以此来比较和说明 FLNG/FLPG 工程模式在深水气田开发中的优势。

#### 2.2.1 两种总体开发工程方案的投资分析

目前我国南海某深水气田采用水下井口+增压平台+管道+终端总体开发工程方案,对于该方案已形成经济评价结果。现依据实际工程的经济评价基础数据,对采用 FLNG/FLPG+水下井口+气化终端总体开发方案进行经济评价,通过投资估算可以得出,采用 FLNG/FLPG+水下井口+气化终端的开发方案较我

国南海某深水所采用的总体开发工程方案更为经济,据经济估算可节省约 10 多亿美元,非常具有应用前景,但目前 FLNG/FLPG 尚无实际应用,还有待通过实践检验后推广应用。

2.2.2 不同离岸距离对投资的影响分析

分别对离岸距离为 180、500 和 1 000 海里(1 海里=1.852 km,下同)的 FLNG/FLPG 工程应用模式进行供应链分析(表 2)。

表 2 不同离岸距离的供应链分析表

项 目	FLNG 距 LNG 输入终端距离/海里		
	1 000	500	180
LNG 日产量/ $10^4 \text{ m}^3$	1.530 3	1.530 3	1.530 3
LNG 年产量/ $10^4 \text{ t}$	239.410	239.410	239.410
LNG 舱净舱容/ $10^4 \text{ m}^3$	24.528	24.528	24.528
LNG 运输船 LNG 净舱容/ $10^4 \text{ m}^3$	14.700	14.700	14.700
LNG 最低外输周期/d	10	10	10
LNG 运输船提货最大缓冲天数/d	6.5	6.5	6.5
LNG 最高外输周期/d	16.1	16.1	16.1
LNG 船单程航行距离/海里	1 000	500	180
LNG 船航速/节	19.5	19.5	19.5
LNG 船正常航行时间/d	2.1	1.1	0.4
LNG 单次外输总时间/d	14.0	11.9	10.5
LNG 船年航次/次	36	36	36
LNG 船数目/艘	1.4	1.2	1.1

可以看出,不同离岸距离 LNG 运输船的净舱容、运输船的数量没有变化,因此对投资没有影响,只是在操作费上有差异。

2.2.3 配产

分年配产表见表 3。

2.2.4 操作费

分析了离岸距离为 180、500、1 000 海里的年平均操作费分别为 1.503 1、1.537 4 和 1.591 2 亿美元,结果表明,离岸距离对年平均操作费影响不明显。

如果采用我国南海某深水气田现有的水下井口+增压平台+管道+终端的工程模式,距离为 180 海里

表 3 产品产量表

投产年份	天然气产量/ $10^8 \text{ m}^3$	天然气产量/ $10^4 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$	LNG 产量/ $10^4 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$	LPG 产量/ $10^4 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$	凝析油产量/ $10^4 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$
1	10.98	109.74	71.78	3.25	15.50
2	36.62	366.00	239.41	10.83	51.71
3	36.67	366.50	239.74	10.84	51.78
4	36.17	361.50	236.47	10.69	51.07
5	36.18	361.60	236.53	10.70	51.09
6	36.24	362.20	236.93	10.71	51.17
7	33.52	335.01	219.14	9.91	47.33
8	20.54	205.29	134.28	6.07	29.00
9	20.53	205.19	134.22	6.07	28.99
10	20.55	205.39	134.35	6.08	29.02
11	19.61	195.99	128.20	5.80	27.69
12	15.23	152.22	99.57	4.50	21.50
13	9.76	97.55	63.81	2.89	13.78
14	7.74	77.36	50.60	2.29	10.93
15	5.11	51.07	33.41	1.51	7.22
合计	345.45	3 452.59	2 258.45	102.14	487.77

时,年平均操作费为 1.213 7 亿美元(主要包括浅水增压平台、终端和码头、水下生产系统维护等),比 FLNG/FLPG 工程模式年操作费稍小。

2.2.5 气价测算结果

假定项目在满足基准收益率条件下,按照规定的评价参数,依据估算的投资和操作费测算出项目的气价(倒算气价),表 4 给出了两种不同开发模式条件下的气价测算结果。

可以看出,相同的离岸距离(180 海里),采用 FLNG/FLPG 工程应用模式的全过程气价(2.92 元/ $\text{m}^3$  天然气)低于我国南海某深水气田现有的水下井口+增压平台+管道+终端的工程模式的气价(3.4 元/ $\text{m}^3$  天然气);离岸距离对 FLNG/FLPG 工程应用模式的气价影响不大,说明 FLNG/FLPG 装置对于离岸距离不敏感,是深远海深水气田开发重要的工程应用模式。

表 4 两种不同开发模式条件下的气价测算结果表

元/ $\text{m}^3$

开发模式	FLNG/FLPG 模式			我国南海某深水气田项目模式
	水下井口+FLNG/FLPG+气化终端			水下井口+增压平台+管道+终端
	180 海里	500 海里	1 000 海里	
全过程气价	2.92	2.94	2.96	3.4
向前看气价	2.42	2.44	2.46	2.9

### 2.2.6 评价结果

1)与传统的开发模式相对比,采用 FLNG/FLPG 更为经济,具有良好的应用前景,但目前由于 FLNG/FLPG 尚无实际应用,还有待通过实践检验后推广应用。

2)相同的离岸距离(180 海里),采用 FLNG/FLPG 工程应用模式的全过程气价(2.92 元/m<sup>3</sup> 天然气)低于我国南海某深水气田现有的水下井口+增压平台+管道+终端的工程模式的气价(3.4 元/m<sup>3</sup> 天然气);离岸距离对 FLNG/FLPG 工程应用模式的气价影响不大;如果采用我国南海某深水气田现有的水下井口+增压平台+管道+终端的工程模式,距离为 180 海里时,年平均操作费为 1.2137 亿美元(主要包括浅水增压平台、终端和码头、水下生产系统维护等),可以看出,比 FLNG/FLPG 工程模式年操作费稍小。

3)FLNG/FLPG 装置对于离岸距离不敏感,是深远海气田开发重要的工程应用模式。

## 3 结论

1)我国南海天然气资源虽然丰富,但对于边际小气田、深海天然气及伴生气资源,若采用传统的平台加外输管线的建设方式,很多小气田将因成本限制无法投入开采。因此采用 FLNG 技术开发深海气田、小型气田,对充分利用我国油气资源具有重要意义。

2)目前国外 FLNG 技术已基本成熟,并已开始建造 FLNG 船。我国应加大力度开展 FLNG 技术研究,为南海天然气田开发做好技术储备。

3)FLNG/FLPG 工程应用模式对于开发深水和边际天然气田有较大优势,以我国南海某深水气田作为目标气田的经济性评价结果表明,FLNG/FLPG 装置对于离岸距离不敏感,与传统的开发模式相对比,采用 FLNG/FLPG 更具有经济性,应用前景良好。

4)通过对离岸距离为 180、500、1 000 海里进行了操作费分析,结果表明,离岸距离对年平均操作费影响不明显。

### 参 考 文 献

- [1] 陆家亮.中国天然气工业发展形势及发展建议[J].天然气工业,2009,29(1):8-12.
- [2] 张凤久.我国南海天然气开发前景展望[J].天然气工业,2009,29(1):17-20.
- [3] 万波,李明亮,陈瑞峰,等.海上浮式装置天然气生产、净化和液化工艺系统探讨[J].中国造船,2010,51(增刊2):281-285.
- [4] 朱建鲁,李玉星,王武昌,等.海上天然气液化工艺流程优选[J].天然气工业,2012,32(3):98-104.
- [5] 赵文华,胡志强,杨建民,等.频域范围内液舱晃荡对 FLNG 运动影响的研究[J].船舶力学,2011,15(3):227-237.
- [6] 张向辉.现代重工公布 FLNG 设计[J].中国船检,2012(2):I0013-I0013.
- [7] 陈宏举,周晓红,王军.深水天然气管道流动安全保障设计探讨[J].中国海上油气,2011,23(2):122-125.
- [8] 周晓红,郝蕴,衣华磊.荔湾 3-1 深水气田开发中心平台工艺设计若干问题研究[J].中国海上油气,2011,23(5):340-343.

(收稿日期 2012-06-05 编辑 赵 勤)