

海洋工程研究进展

(第一辑)

中国造船编辑部



目 录

第一部分 海洋开发

1. 海上伴生天然气回收利用工程 汪广海、顾懋祥 (1)
2. 浮式生产系统在早期开采中的应用 何承渊 (13)
3. 海洋波能的利用 周国钧 (19)
4. 海洋工程中使用的常压潜水服 董劲子 (29)

第二部分 流体力学

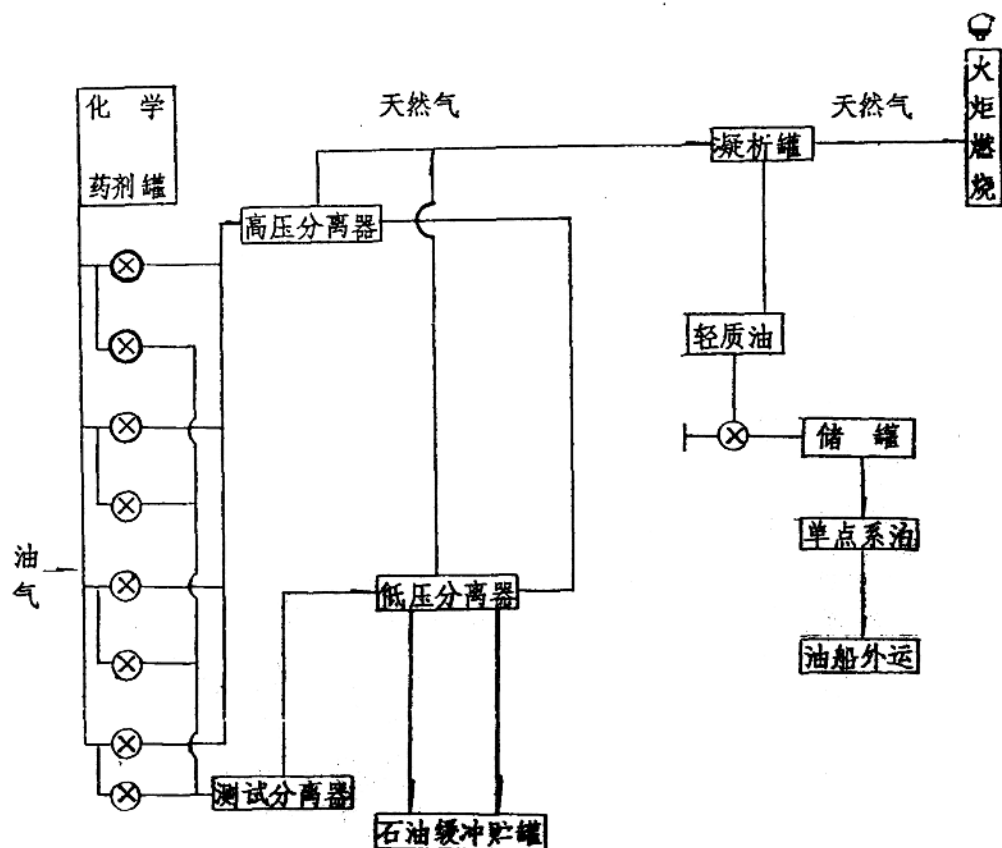
5. 海洋工程中流体力学概论 —— 理论和模型试验 顾懋祥 (33)
6. 物体运动的时域计算 —— 非线性理论与数值解法 刘应中 (42)
7. 海洋结构物运动的时域计算 —— 线性理论 刘应中 (53)
8. 系泊海洋结构物运动的随机理论 黄祥鹿 (63)
9. 海洋工程构筑物模型试验技术的发展概况 季锡琪 (73)
10. 早期生产系统 徐明琪 (82)
11. 单点系泊及其若干力学问题 曹谨忠 (87)
12. 张力腿平台在波浪中的运动 戚心源 (96)
13. “胜利三号”坐底式钻井船总体方案设计 徐寿钦 (106)
14. 导管架下水轨迹计算 赵慰民、张洛希、胡耕富 (118)
15. 特征函数展开及其在波浪问题中的应用 缪国平 (126)
16. 海上大型结构物流体动力的计算 孙伯起 (139)
17. 关于圆柱细长梁流体激励振动的理论计算(一) 肖袁根、程贯一 (150)
18. 河口海岸地区的输沙问题 陶明德 (162)
19. 孤立内波及其对深海钻探作业的影响 董慎言 (170)
20. 非线性波浪运动的数值处理方法 谢懋纲 (177)
21. 风生波的机理研究和波谱理论 叶敬棠、蔡晓鸣 (189)

海上伴生天然气回收利用工程

汪广海 顾懋祥
(中国船舶科学研究中心)

(一) 前 言

我国辽阔的沿海大陆架有着十分良好的储油结构,根据“中国油气资源的预测”等资料[1]~[6]及参加物探的十余个国家近五十家公司提供的报告所证实,我国南海、东海、黄海油气资源丰富,其中伴生天然气按一般估算[7]约为石油产量的10~20%,并由南海已探16个井所证实。这是一笔相当大的能源,除了石油开采平台上在生产、生活上用掉一部分外,大部份伴生天然气如何处理,是待研究解决的问题。目前是放空燃烧,它的工艺流程如下:



在BROWN & ROOT 公司为中华人民共和国国家经济委员会而作的“典型的近海平台钻井采油设备”〔8〕中关于多余伴生天然气处理方法是“高压回注”，即在上图流程中，在油气分离后，高压部分天然气回注地层，低压部分天然气加压回注。本文根据国外、国内有关资料，以及我们自己从事海洋工程与船舶研究的经验与能力，论述国外伴生天然气的利用途径及其开发方案。

(二)天然气的利用途径

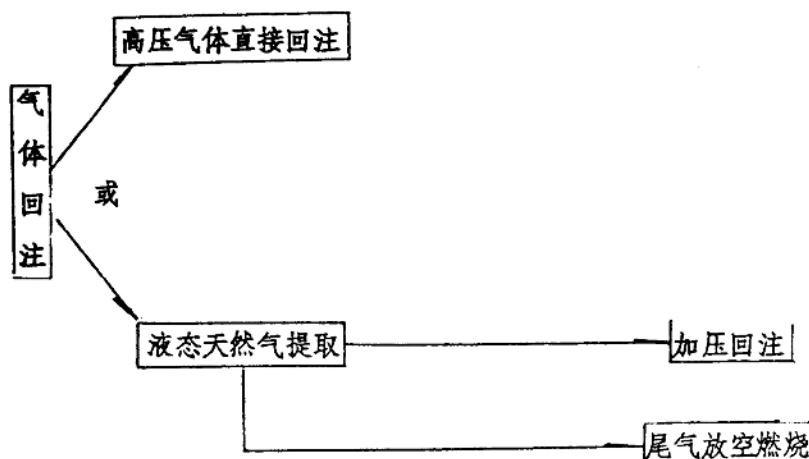
在过去，石油勘探和天然气勘探是各自独立进行的，因而在开采石油时，石油的伴生气只是被作为石油中的一种气体成份，放空燃烧。近十几年来，如何利用伴生气已经成为新的研究内容而被重视。根据分析资料，伴生天然气与原油重量比在10~20%时即有利用价值。

1. 放空燃烧

这种方法，主要是简单、安全。但放弃了天然气的压能和热能，如上列流程图那样，这种方法，目前还被产油国家所采用。国外石油公司所以乐于采用这种方法，主要是从利润多少来考虑伴生天然气的利润显然要比开采石油得的利润少。

2. 天然气回注

这种方法，是利用天然气作为一种气体来处理，它可按下列流程表示之：



这也就是美国 BROWN and ROOT公司提出的处理方法，它利用了压头而放弃了热能。

3. 海上建立发电厂

根据环境条件，采用固定平台，或浮动平台，建造发电厂，将天然气的热能转换成电能。通过海底电缆向陆地输送。

4. 海上建造化工厂

根据环境条件的不同,采用固定平台,或浮动平台,以伴生天然气为主要原料,生产甲醇或氨,而后用化学运输船运输。

5. 海上建造天然气液化加工厂

也是根据环境条件的不同,分别采用固定平台或浮动平台,建立液化加工厂和临时贮藏库,而后用LNG船运输。

6. 陆上建立液氮生产厂,利用液氮来液化天然气,从而提高了海上液化加工的安全性和可靠性。

与在海上建立发电厂、化工厂、液化加工厂的同时,另一种方法是将天然气通过海底管道向陆地输送,而后加工成甲醇、氨或液化天然气。天然气在陆地加工还是在海上加工,应根据它的经济效益来设计。

(三)天然气的输送方法^[9]及其经济效益分析

天然气输送方法从目前国外使用情况来看,大致可以分为:

1. 完全海上处理系统

该系统指在海上建立加工厂,直接将伴生天然气加工成甲醇、氨或液化天然气,及相应运输船。

2. 完全陆上处理系统

该系统指在海底铺设管道,输送天然气至陆上加工,或油气同时输送至陆地后加工。

3. 半海半陆处理系统

该系统指在海上液化加工以后,将液态天然气由管道输送至陆地或以液态天然气输入,由气态输出。

完全陆上处理系统,适用于气田及大容量油田。不过油气同时输送属于二相流动,技术上还有很多麻烦,目前还处于研究阶段。至于气体单独输送,经济效益也差,通常采用在平台上液化后输送,因在同一管径下,液体管道的输送量比气体管道输送量大3.5~3.7倍。近来又发展了一种新的方法,所谓“双相蒸发非等温高压管道输送法”即始端输入为液态,终端输出为气态,它的投资比液态输送法高1/3,而比气态输送法低3/5,且牵涉到海上液化和海底埋管的双重麻烦。为此,本方案采用完全海上处理系统。

完全海上处理系统主要特点是:

(1) 油气开发初期蕴藏量难于确切估计,如果采用铺管输送至陆地,则要担心投资回收的可靠程度。如果采用海上浮动工厂液化加工、船、驳运输,则在油气田初期开采即可使用,如果证实是大油气田,要采用管道输送时,它可以移到小型油气田处使用,而小型油气田和初期开采总是存在的,因而投资的回收可靠性是100%。

(2) 将天然气的加工厂从陆地移到海上,占用可耕地少。从国外有关资料得知,油气开采的有关加工厂也是尽可能地海上转移,因海上液化加工厂本身还具有下列优点

- a) 就地加工,管道最短;
- b) 地下水源丰富,供水方法简单;
- c) 本身就是码头;

d) 在某些条件下, 海上浮动工厂比岸上工厂投资经济。例如波斯湾伊朗海岸设计的日处理 440 百万呎³ 的海上工厂, 其投资约为在岸上相应投资的 55%。

(3) 海上加工厂的经济效益也是满意的, 法国的马克·卓桑作了一般的估算[9] 从中可以看到:

a) 海上建立发电厂时, 发电设备和海底电缆的投资, 与海底铺设管道输送至陆上发电的投资相比, 不论距离多远, 分子量多大, 投资都比较大, 一般来说, 很少采用。

b) 海上建立化工厂时, 如甲醇生产厂, 氨生产厂等, 与海底铺设管道输送至陆上加工的投资相比, 则要看油气产量多少, 和离岸远近而定。如日产 700 吨甲醇的小型工厂, 离岸距离在 100 公里以上时, 则海上建立工厂比较经济。

c) 海上建立液化天然气加工厂时, 与海底铺设管道输送至陆上加工的投资相比, 也要看油田产量大小、和离岸远近而定, 如油井每日产天然气 60 万立方米 (约液态天然气 430 吨/日), 离岸距离在 100 公里以上时, 则海上建立工厂比较经济。

d) 当油气田贮藏量大, 离岸比较近时, 则采用完全陆上系统更为经济。

(4) 在海上建立浮动加工厂的主要缺点, 是受海上环境条件的影响, 在什么条件下能够安全生产, 在最恶劣的环境条件下, 能停产安全生存, 这与加工厂的形式及其性能有关, 最简单的形式是用浮驳, 它的作业波高可达有义波高 5 米 (最大波高 8 米), 就南海北部湾而论, 每年生产时间可达 330 天左右。如何提高生产时间, 有待进一步研究。

(四) 开发方案的初步设计

根据以上分析, 在石油开发中, 建议考虑天然气回收, 并建立海上浮动工厂, 作为液化天然气加工和贮藏场所, 而后用液化天然气运输船 (LNG 船) 运往销售国或国内专用码头, 其系统主要单元, 如图 1 所示。

油气经采油平台上油气分离装置 (也可设立在浮动平台上) 分离以后, 天然气由管路输送到单点系泊, 贮藏于气罐, 而后进入浮驳上液化装置加工, 液化后, 贮藏在专用液化罐内, 以待运输。

(五) 开发方案可行性评述

根据上述可知, 海上油气采集方法要根据油气田产量, 环境条件, 技术难度及其经济效益来选择。

1. 海上液化加工厂及单点系泊设计。早在 1966 年 GLOBAL MARINE 公司就着手研究, 后与挪威 GOTEAS LARSEN 公司及其他厂商合作, 进行了各种方案论证, 认为浮动工厂安装液化天然气装置及分离装置肯定是最好的一种形式。1975 年以后, 日本、法国、德国都在进行这方面的开发研究, 特别是 AMREP 集团和 OIS 集团, 实力雄厚, 成效显著, 目前至少有一套分离、液化综合海上加工厂投入生产——印尼阿琴那油田的海上天然气液化、分离浮动加工厂。其主要尺度是 [11]

浮驳: 型 长	262 米
型 宽	62 米
型 深	28 米
排水量	250000 吨

它适用于大型油气田伴生气的加工。瑞典船舶发展公司(SWEDYARDS DEVELOPMENT CORPORATION)也已设计与发展了在海上用单点系泊固定生产驳船,用以生产合成氨的方案「12」,我们提出的单点系泊以此为参考依据,并根据我所设计的模型,在水池中试验的初步论证:在南海,它的最大极限作业波高大致是有义波高5米(最大波高8米),平均周期8~9秒,相当于90%的工作日,其相应的运动参数的最大值单边振幅是:

纵摇	3.3°
横摇	1.2°
高建筑(在驳底上30米)	
X向(横向)加速度	0.95米/秒 ² (0.1g)
Y向(前后向)加速度	0.4米/秒 ² (0.04g)
Z向(垂向)加速度	0.4米/秒 ² (0.04g)

该运动参数与瑞典所发展的合成氨海上加工厂的工作条件相当,故取为海上液化天然气加工厂的工作条件。海上浮动工厂从轻载到满载的一个工作循环周期取为20天左右。贮藏舱分成9个,这样,平时生产时,可以让各舱平均接受成品,遇较大的风浪时,则前后左右交叉的单舱接受产品,以免大风浪引起的过大晃动而引起成品过高的蒸发率;在达到10~13米的波高时(为有义波高,最大波高为18~24米),浮动工厂运动参数不大于二倍,能保证停产安全生存状态。也就是说,在南海台风季节,考虑停产,天然气放空燃烧,可确保安全。

单点系泊的设计,也是参考瑞典所采用的合成氨海上加工厂的单点系泊式(SALS)根据浮动工厂有顺风浪流的特点并按最大波高24米,风速45米/秒,潮流3节,估算其最大拉伸作用力。

单点系泊的导管和浮筒、一方面作为构造的一部分起着联系作用,同时作为天然气缓冲和调节的作用,为此管内设有0.5薄膜及高强度塑料,构成无应力的气密结构,使之不会由于导管焊接缺陷或使用后开裂而漏气,因之能达到开裂安全。

2. LNG运输船的设计。它的吨位,主要尺度,主要是根据液化加工厂20天内液化量以及装卸码头之间之距离,即南海—日本航线而定,如果通过外贸部与日本公司不能签订供销合同,则应重新考虑航行路线,则LNG船主要尺度,包括浮驳主要尺度,有待重新确定;LNG船动力装置,采用已经过10年使用考验的国产锅炉和蒸汽透平,气化的天然气可作为补充燃料。

3. 液化天然气贮藏容器设计。它主要是根据天然气主要成份的性能特性而定。天然气主要成份的液化性能是:

性能 条件 \ 主要成份	甲 烷 (CH_4)	乙 烷 (C_2H_6)	丙 烷 (C_3H_8)	丁 烷 (C_4H_{10})
在常压下液化温度	-161.5°C	-88.6°C	-42.2°C	-0.5°C
在常温下液化压力	难于液化	16 大气压	8 大气压	2 大气压
南海 4 井容积%	72.64	11.48	8.31	3.25

由表可知,难于液化的是甲烷,为了能贮藏液态甲烷,必须选用低温韧性材料。国外采用 5083—0 铝镁合金及 9%镍和 5%镍钢。我国国内现有相当的性能材料,即 9%镍钢和 L₂₄ 铝镁合金,能满足要求。

根据一座采油平台平均日产伴生天然气 120 万立方米(单井产 5 万立方米,设一座平台 30 口井,总产量为单井的 0.8 倍),平台上直接消耗约 30 万立方米,按 20 天一周期,能液化 1800 万立方米,考虑贮藏裕度 50%,则贮藏容积为 27000 立方米,附加空间体积 3000 立方米,共计 30 万立方米,分 9 舱。采用薄膜型容器,该种类型,是法国 TECHNIGAZ 公司所创立,故又名 TECHNIGAZ 型,目前国际上生产容量已达 2,050,000 立方米,它的特点是: [11]、[12]

(1) 可根据立体型设计,容积大,从而减少水压载;

(2) 薄膜型设计成挠性结构,由上下两层环氧玻璃布、中间为低温铝箔构成,没有弯曲应力,因而不构成裂纹源,从而堵绝脆断事故,可确保安全,并采用用高抗拉强度聚氨酯塑料,二重防壁,能控制日蒸发率在 0.5% 以下,因之本方案浮驳上液化容器,采用该种装置。

另一种贮藏容器,是 MOSS ROSENBERG VERFT 球型贮藏罐目前国际上生产容积已达 2,109,800 立方米,它的特点是 [11]、[13]:

(1) 结构比较简单,易于保证焊接工艺质量,并有特殊的赤道环装置”。

(2) 以高强度泡沫塑料绝缘,复盖两层防壁,能控制日蒸发率在 0.5% 以下。

因之,在我们方案中的 LNG 船上液化容器,采用该装置更为合适。

5. 液化装置

天然气液化装置的设计研究,在国外已有二十多年的历史,现已达到商业价值,概括起来,大致可分为五种类型 [10]~[15]:

(1) 逐级冷冻循环

(2) 混合冷冻剂冷冻循环

(3) 节流冷冻循环

(4) 带膨胀机的冷冻循环

(5) 气体回热制冷循环

上列液化系统,各有各优缺点,从国内的情况看,产量较大的液化装置还没有生产过,但机械工业部已有规划,由四川简阳空分厂深冷设备研究所承担该项设计研究任务。根据国外使用情况,大多采用逐级冷冻循环,如图 2⁽¹⁶⁾ 所示,该系统是美国 UNION

CORP LIND DIVISION 所设计,经济效益较高,因此本方案也采用该种方式。浮动工厂安装两套液化设备,高峰时两台同时使用,低峰时使用壹台,并便于维护检修。逐级冷冻循环特点是:

(1) 逐级冷冻循环由丙烷、乙烯及甲烷组成,由天然气分离后自给。

(2) 逐级冷冻循环耗能较低,液化 $1000\text{米}^3/\text{时}$,耗能 320瓩时 ,能耗比约 $100:5$ 。

(3) 各冷冻循环系统与天然气液化系统是分开的,相互牵制很少,操作稳定。

(4) 不足之处是需要的压缩机组及贮藏冷冻剂设备较多,增加维修量。

因此本方案采用该种方式,不足之处在布置图中给予合理安排。如果液化分离后,天然气出口压力较大,则增加膨胀透平液化级,根据情况再定。

6. 安全与可靠性设计

本工程在国内是一个空白,它是一个开发研究项目。它的安全和可靠性相对于经济效益来说显得更加重要,本“系统”工程最困难的技术问题也在于此。为此本“系统”中的浮动工厂, LNG 运输船及卸载装置的安全标准都按挪威 IMCO A 328 (IX) 液化天然气运输船规范实施;并按天然气的泄流燃烧值(在空气中占 $5.0\sim 10\%$)和泄流爆炸值(在空气中占 $6.3\sim 13.5\%$)作为泄流安全设计准则之一;同时,液化天然气贮藏罐,管系、阀门等主要设备,都考虑两层防壁。安装臭敏拾微器,超过给定安全值时,自动报警,以确保安全。

本工程的可靠性问题,也是最困难的技术问题之一,只有通过试验来判断。首先要通过部件的可靠性试验;其次,要通过“系统模型”的可靠性试验;再次,要通过“中间系统”的可靠性试验。据此,方可预报“生产系统”的可靠性。

(六) 经济效益估算

经济效益按下列方法作近似的估算,并以价格度之。

1. 伴生天然气产量

本方案参照南海北部湾 4 # 油井提供油气成份作为依据〔7〕,主要成分如下表:

成 份		分子 式	容 积 比 %	容 积 m ³ /日	产 量 (吨/日)
甲	烷	CH ₄	72.64	36458	25.0
乙	烷	C ₂ H ₆	11.48	5922	8.0
丙	烷	C ₃ H ₈	8.31	4170	8.2
异 丁	烷	C ₄ H ₁₀	1.63	1631	4.2
正 丁	烷	C ₄ H ₁₀	1.62	1630	4.0
异 戊	烷	C ₅ H ₁₂	微 量	微 量	微 量
正 戊	烷	C ₅ H ₁₂	"	"	"
二 氧 化 碳		CO ₂	2.25		
氮		N	1.77		
硫 化 氢		H ₂ S	~0		
一 氧 化 碳		CO	~0		
注：日产原油 260 m ³					Σ 49.4
日产伴生天然气 50190 m ³					
油气比 1/193					

由表可知，单井每天生产约50吨液态天然气。一座采油平台，一般有20~30口井，通常按单井产量0.8倍估算，则一座采油平台，每天生产伴生天然气为800~1200吨。

2. 伴生天然气消耗量

(1) 采油平台天然气消耗量：每日均消耗22吨液态天然气。

(2) 液化平台天然气消耗量：每日均消耗50吨液态天然气。

(3) LNG运输船之能耗：每日均消耗5吨液态天然气。

3. 系统设备费和技术费用投资

单点系泊及浮动工厂设计建造费约6500万美元；

LNG运输船设计建造费用约6500万美元；

系统的安全可靠性的模型试验及系统的中间试验及其设备费约2000万美元；共计15000万美元。

4. 经济效益估算

如果是国家投资，经济效益按下式计算：

$$F = C + V + M$$

F——总产值，净收益920吨/日，按国际浮动价格180美元/吨每年作业以330天计，则F=5464万美元/年。

C——成本，其中材料费200万美元/年，固定资产折旧费1800万美元/年，8年回收。则 $C=2000$ 万美元/年。

V——劳动资金，每职工平均2.0美元/小时。以1000职工计，则 $V=584$ 万美元/年。

M——利润

则 $M=F-C-V=2880$ 万美元/年。

即每年向国家上缴利润2880万美元，是一个相当获利的企业。

(七) 结语

1. 海上天然气的回收液化系统工程的研究，是目前国外最热门的开发工程之一[18]、[19]。例如法国的AMREP集团，（主要成员有UIE, Technigaz, Gazocean等公司）。跨国的Partners of OLS集团（主要成员有Bilfinger+Berger, Blohm+Voss, Dyckerhoff Widmann以及Technigaz等公司），还有挪威、日本的有关公司，都在积极地进行开发研究。我国沿海大陆架油气资源预测是相当丰富的，应积极着手天然气回收利用系统工程的研究。

2. 海上天然气回收、液化、贮藏、运输系统的开发研究，它与海底铺管输送，陆上建造液化加工厂和装载码头系统，是两种并行的方法，经济效益相当，只是使用条件有异。前者灵活，后者有条件限制。再者，海底铺管输送，国内是空白，显然，石油部门在着手研究。采用海上建立浮动工厂，LNG船运输系统，对造船工业部门来说，是比较熟悉的。无论是研究、设计和建造都有经验可以借鉴。

3. 关于与外商关系

考虑到该项天然气回收、液化、运输系统，从研究、设计到建造、营运要一段时间，可能赶不上石油开发的进展，在油田开发进程中，不受此项发展研究的影响。不过要在与外商合资开采石油合同中，说明中国保留在适当时期安装接口的权利。当然，回收液化工程也可作为同外商合营的一部分，其收益的分享根据外商对此项开发工作所提供的技术与投资。天然气回收液化系统的操作，原则上为中国人民自己的事，当然也可适当联合其它外国公司，这样一种工作制度比较灵活，对国家发展比较有利。

4. 本方案主要单元，即浮动工厂、液化装置、液态天然气贮装舱、低温材料及其焊接工艺都已列入国家研究项目和部属研究项目，目前，应促使海上石油开发部门引起足够的兴趣。

参考文献

- [1] “中国油气资源预测”，石油工业部石油勘探开发规划研究院，1978年。
- [2] “我国东部地区油气资源潜力评价的初步认识”，石油勘探开发科学研究院地质所，1978年。
- [3] “石油工业三十年统计资料”，石油工业部，1980年。
- [4] “中华人民共和国石油天然气的远景”，国家地质总局石油地质综合大队，1978年。
- [5] “中华人民共和国石油地质图册”，地质部石油地质综合大队，1978年。
- [6] “苏联天然气工业”，石油部情报研究所，1978年。
- [7] “南海油气品质分析及采集方案”，海洋局南海石油地质综合大队，1981年。
- [8] “Typical Drilling And Production Equipment For Off-Shore Platforms” Prepared For Economic Council Peoples Republic Of China”, Brown & Root Inc., April 1982.
- [9] “如何在石油生产中利用伴生气技术和趋向”，道达尔·法国石油公司天然气工艺研究部，1981年。
- [10] “深冷技术”，国防工业出版社，1979年。
- [11] “TECHNIGAZ公司综合介绍”，四川机械工业局，1981年。
- [12] “Mooring And Product Transfer Tests With A Model Of A Floating Process Plant In Irregular Seas, Wind And Current” Inter. Symposium On Ocean Eng.Ship Handling, 1980.
- [13] “LNG船用タンク构造の種類と技術的諸問題”，日本海事协会、船体部，1979年。
- [14] “船舶需要产业の动向と海运造船”(I)——世界のLNG事情とLNGキャリア；日“海事通讯”，1980年。
- [15] “海上天然气液化、分离技术现状及前景”，四川深冷设备研究所，1981年8月。
- [16] “天然气液化中增加级联循环效率的新换热器”，
Union Carbide Corp. Lind Division, 1971年8月。
- [17] “Engineering Report Of Structural Design For Cheng—Bei(郢北)Oil Drilling & Production Platform”,
Nippon Steel Corporation, Nov 1980.
- [18] “Technigaz'S Experience And Services”, Technigaz Inc. 1981.
- [19] “Blohm & Voss Offshore Engineering”, Blohm & Voss 1981.

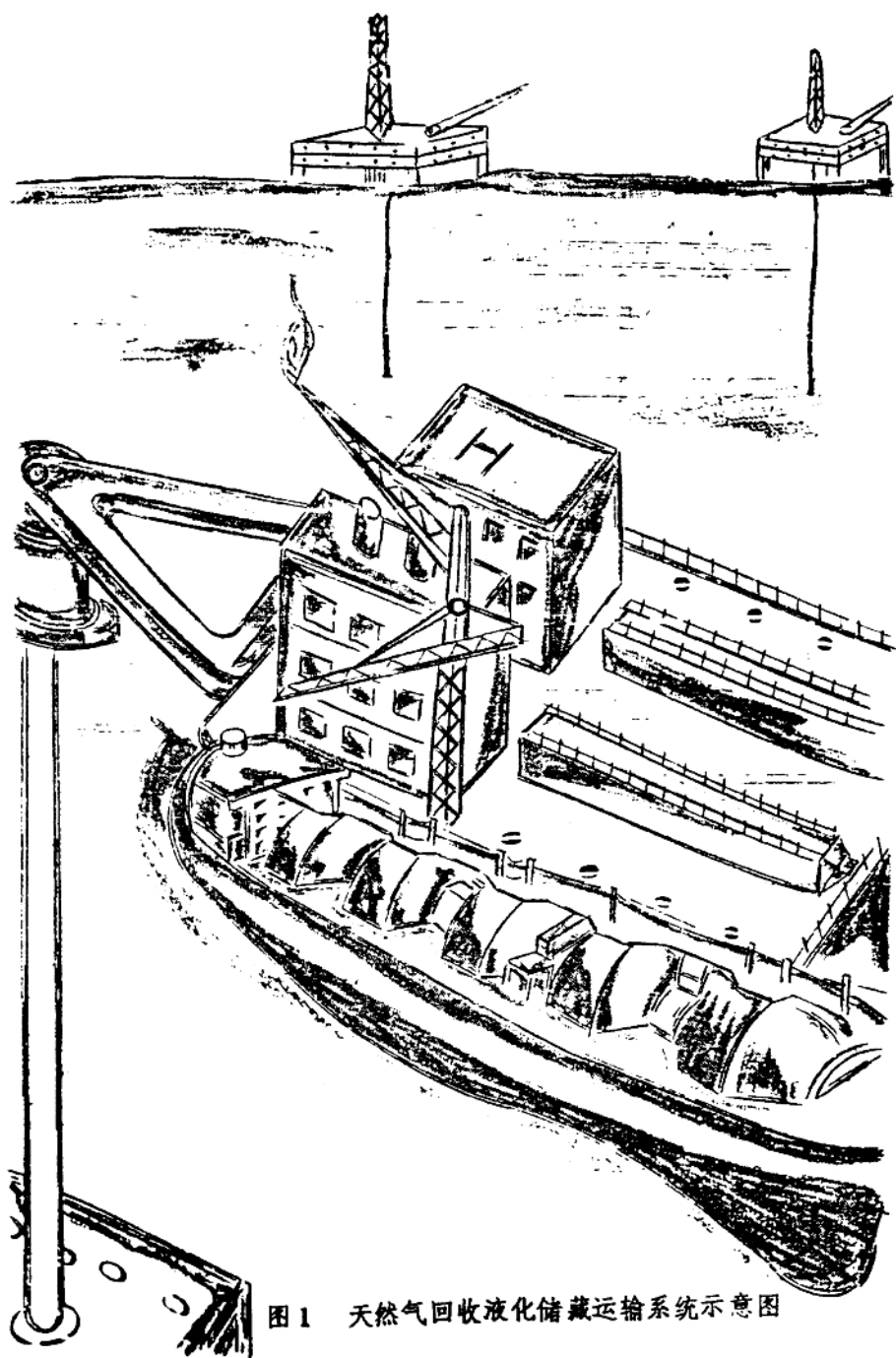
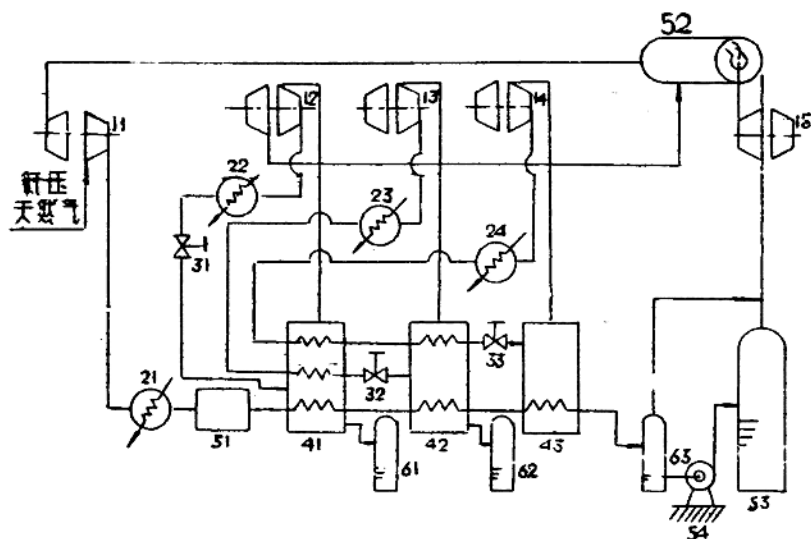


图1 天然气回收液化储藏运输系统示意图



- | | |
|---------------|---------------|
| 11 — 天然气压缩机 | 33 — 阀门 |
| 12 — 丙烷压缩机 | 41 — 丙烷冷却器 |
| 13 — 乙烯压缩机 | 42 — 乙烯冷却器 |
| 14 — 甲烷压缩机 | 43 — 甲烷冷却器 |
| 15 — 锅炉燃料气压缩机 | 51 — 缓冲器 |
| 21 — 水冷却器 | 52 — 锅炉 |
| 22 — 水冷却器 | 53 — 天然气液态贮藏罐 |
| 23 — 水冷却器 | 54 — 低温泵 |
| 24 — 水冷却器 | 61 — 丙烷贮藏器 |
| 31 — 阀门 | 62 — 丁烷贮藏器 |
| 32 — 阀门 | 63 — 甲烷贮藏器 |

图2 天然气逐级自冷循环示意图

浮式生产系统 在早期开采中的应用

何承渊

(中国船舶科学研究中心)

(一) 早期开采

早期开采是油田开发的一种经济形式。通常的油田开发,在发现有开采价值的油气田以后,首先要对油田作出评价,进行开发方案的论证,然后进行工程的设计,设置永久性的平台或铺设管线,开始油田的生产。这个过程大致要延续4~8年,一般为5年,视油田的水深不同而异。就工程的经济而言,这样缓慢的进展是一个沉重的负担,因而操作者往往企图采用早期生产的方式,尽量地促使油田早投产,早回收;并在早期开采过程中进一步搞清油田的储量、地质构造,同时对后期的扩大开采作业作周密的准备。近十几年来,由于技术的进步,使早期开采的概念得以发展,出现了形形色色的早期开采系统,并在海上的实际开发中获得了丰富的经验。据报导,按照目前的市场价格,一个石油公司在设置永久性固定平台之前,如租一套早期开采系统进行开采,若油的日产量为25000桶,则二年内可回收资金达六亿美元,这是相当可观的。

(二) 边际油田的开采

海上石油开采是一项耗费巨大的风险投资。石油公司对于一个油田的投资,最关心的是最终是否能够回收,有多少投资利润。有的油田的最初峰值产量很高,但不能稳定高产,可采量很难确定。也有的油田储量很小,开发期很短。有的油田储量虽然不算小,但所处的环境条件恶劣,离岸较远或水深很深,开采投资的风险很大。石油公司对这种油田的投资都采取更为谨慎的态度,他们对油田开发的经济价值,从投资、操作费、可能的计划延迟,石油的分成、油价等因素核算其回收率(rate of return);从而确定油田开采的经济价值。因此所谓边际油田是从经济上值得不值得开采的角度而言,而“边际”的界限还与当时油田开发的技术水平相关连。随着技术的进步,有些原来属于不值得开发的油田,却变得有利可图了。

边际油田的开发与油田的早期开发都需要一种相似的、有别于设置永久性固定平台的系统进行海上油田的经济开采,这种系统应该具有投资少、投产快、机动性大、必要时可迁地重新使用的特点。浮式生产系统应用于早期开采及边际油田开发是七十年代海上石油开采技术进展的一个标志,它与浮式生产平台、水下完井技术、立管技术、单点系泊技术的发展是不可分割的。当前各种早期开采系统的发展是这些技术发展的必然结

(三) 早期生产系统的发展

海上油田的早期开发最初出现在六十年代末、七十年代初期,表1为1971年至1982年已开发投入使用的早期生产系统。

表1 早期生产系统 1971—1982

年份	操作者	油田	位置	形式
1971	PHILLIPS	EKOFISK	NORTH SEA	JACK-UP
1975	HAMILTON	ARGYLL	NORTH SEA	SEMI
1977	SHELL	CASTELLON	SPAIN	TANKER
1977	PETROBRAS	ENCHOVA	BRAZIL	2 SEMI(S)
1978	ENTEPSA	DORADO	SPAIN	SEMI
1978	ARCO	ARDJUNA-MM	INDONESIA	BARGE
1979	ARCO	-FF		BARGE
1979	ARCO	-F		BARGE
1979	PETROBRAS	GAROUPA	BRAZIL	TANKER
1980	B.P.	BUCHAN	NORTH SEA	SEMI
1980	PETROBRAS	NAMORADO	BRAZIL	SEMI
1980	AMOCO	CADLAO	PHILIPPINES	TANKER
1982	PHILLIPS	ESPOIR	AFRICA	TANK-UP & TANKER
1982	SHELL	TAZERKA	TUNISIA	TANKER

早期生产系统的开发为了节约投资、缩短系统研制周期,在很多情况下利用已有的钻井平台改装,如 EKOFISK 油田采用的由自升式平台改装的早期生产系统。ARGYLL 及 BUCHAN 油田则利用半潜钻井平台改装。这些平台,特别是半潜平台改装的早期生产系统在北海恶劣的海况条件下均取得运行成功的经验。从表1也可以看出,所采用的平台不一定是浮式的,表中有两例用的是自升式平台,但用自升式平台改装水深一般较浅,海况也不太恶劣。完井的方式也不一定是水下完井而采用固定的井口平台。但是随着技术的发展,水深和海况的要求越来越高,浮式生产系统应用于早期开采的前景越来越宽广,目前这种系统除了半潜式平台改装外,还有一种以油轮与单点系泊结合在一起

的 FPSO 系统。FPSO 系统的全称是浮式生产储油系统 (Floating Production storage and offloading System)。

最早的 FPSO 系统原型是设置在西班牙的 Castellon 油田的一套系统，研制期仅一年后即投产。它用一单锚腿储油系统 (SALS) 与油轮连接，油轮上设置有通常的油气处理系统。从 1977 年到 1980 年，停工时间在 7.5% 与 2% 之间。由于 Castellon 油田的开采期很短，壳牌公司考虑将这一套移到别处应用。第一套 FPSO 系统上与一口完井连接，因此所采用的旋转输油接头 (Swivel) 结构比较简单。

为了适应多井生产，试井及气水回注的需要，1978 年 S B M 公司又研制了一种适用于多井系统的高压多通道旋转输油接头 (high pressure multi-path swivel) 以适应油轮围绕相对不转动的浮筒转动及输油的需要。1981 年第二代的 FPSO 应运而生，设置在 Cadlao 油田 (菲律宾海域)，有两口完井与系统连接。1982 年在突尼斯的 Tazerka 油田又设置了一套新的 FPSO 系统，成为 S B M 公司开发的具有代表性的一套 FPSO II 系统，可适应八口井的生产及分别试井。在 Tazerka 油田目前只用其中四个通路，其余四个还留着作后期注气注水之用。

但是 FPSO 系统或类似的系统到目前为止都设置在海况中等的海域，如地中海及菲律宾沿岸一带。对于象我国南海那样的海域，虽然常年的海况不如北海那样恶劣，但每年七月至十一月的台风频繁，而由台风引起的台风浪几乎与北海的条件相仿。在这种情况下，如果要求 FPSO 系统永久锚泊于单点，即使在台风袭击的情况下，也不撤离，目前还仍然是一个有待研究的问题。以珠江口条件为例，油轮系泊力将超过 Tazerka 油田的 FPSO 设计数据。另外 FPSO 系统尽管它已有可能适用于多井的开采，但总的来说井口的数量是有限的。因此第二代的 FPSO 也面临着新的挑战。据说，S B M 公司也正在开发一种旋塔式锚泊的系统 (Turret moored system) 以适应深水及恶劣海况条件的需要。

七十年代以来水下完井技术、立管技术、单点系泊技术的发展为浮式生产系统，为应用于早期开采提供了技术上坚实基础。目前发展的趋势是一方面进一步使水下完井立管、单点系泊技术完善，以适应恶劣海况的要求；另一方面将这种新技术综合地应用于系统设计，赋予新的设计思想。例如一种利用铰接柱式单点为基础的，铰接柱锚泊半潜平台 (macc moored semi)，铰接柱锚泊的油轮 (macc moored tanker)，还有一些工程公司正在设计一种适应性更强的系统，以尽可能摆脱水深、海况海域的限制，他们在没有取得任务合同的条件下，自己投资研制，供石油公司租用。据他们估计到 1990 年以前，需要 100 台这样的系统，而目前只有 12 个系统投入使用。这一预测是根据十九家世界主要的油公司反应及到 1990 年时钻井数作出的。Key Ocean Services Inc. 在 Alanc. McClure 公司的合作下已着手这种系统开发，到 1984 年底这种系统就可能提供租用，系统采用旋塔式锚泊、柔性软管，生产储油轮装有艏部侧推器，油轮用缆绳与穿梭油轮前后方向系泊进行输油，估计造价为 64 万美元。

目前还有一种从早期生产系统派生的所谓“单井生产系统”。这种系统的特点区别于通常早期生产系统，是一种低成本，低开采率的浮式生产系统，它在单井开采的同时，提供长期的扩大生产试井的条件 (Extended production testing)，为进一步弄清