

国外海上气田开发

地质矿产部海洋地质调查局

国外海上气田开发



海洋地质调查局情报资料室

一九八七年十一月

目 录

近海天然气藏利用的技术和经济评价.....	1
气田开发——气层和开采作业规划.....	16
泰国湾天然气田开发工程.....	30
泰国加速对油气勘探的投资.....	34
泰国湾伯大年盆地天然气勘探与开发.....	42
泰国湾埃拉望气田的开发.....	52
帕斯近海气田的开发.....	60
北海一边际气田的开发方法.....	68
北海北部的第一大气田——弗里格气田.....	76
北海丹麦区域内的天然气开发.....	84
北海北部的集气系统.....	98
近海天然气处理平台.....	108
地震资料推算的速度在陆上地层勘探中的应用：地震方法对孔隙度 和天然气的直接检测.....	116

近海天然气藏利用的技术和经济评价

Yoram H. Arnoni等

〔摘要〕单就销售而言，天然气与燃料油相似，因而较小天然气田的开发在经济上也是有利可图的。由于要利用油田伴生气，故产生了在什么条件下回收这部分气体较为经济的问题。移动式设备能以经济的速度开采完一个小气田后再移到另一个气田工作。本文阐述什么时候和什么条件下开发近海天然气较为有利。

到目前为止，还没有近海液化天然气设备。以前所有的液化天然气装置设计在某种程度上都涉及到一些未经实践证明的设备，这些设备的技术需要发展，其经济效益也不高。现在许多设计已完全以经过实践证实的设备为基础，但这些设备尚未组合起来用于液化气系统中。

本文分析了各种系统的技术特点，并对技术与安全问题，以及因液化气贮存设备与生产装置分开而产生的费用问题作了探讨。同时对可用于液化气船低温装载的设备和存在问题作了评述。

本文给出了三种类型天然气利用装置（液化气、甲醇和合成汽油）的布置、重量及有关的投资和操作费用。

对设置在人工岛上的这几种利用装置、水深50英尺的座底式驳船和水深150英尺的浮式驳船平台、以及半潜式平台的投资进行了研究。这种费用是用于安置在热带或温带中等海况地区的设备。

本文最后部分为费用概算，对特定参数和所选各种方案作了经济比较。

引言

本文从资源及至销售的观点出发，提出了采用天然气液化、甲醇或合成汽油方法的经济条件，并研究了有关的技术、商业、政治和费用方面因素，以便对所有影响天然气利用工程可行性的因素作全面评价。

原料

各种油层条件及分析可有很大差别。油气分离器的压力有各种组合，从而导致不同的天然气组分分析。在一般情况下，油压分二级减少，即1000磅/平方英寸至200磅/平方英寸，但有时要用接近大气压的第三级分离器。

下面是一个典型的例子，原油压力从5000磅/平方英寸单级减压至1000磅/平方英寸：

克分子百分比	原料	油	气
氮	1.0	0.2	1.5
二氧化碳	1.5	1.3	2.1
甲烷	54.4	22.7	83.2
乙烷	7.0	6.8	7.6
丙烷	4.5	5.9	3.3
丁烷	2.5	4.2	1.2
戊烷和戊烷以上	29.0	58.9	1.1

北海伴生气不含硫，可能仅含2%的二氧化碳。此外，沙特阿拉伯或科威特的伴生气可能含5%的硫化氢和10%的二氧化碳。

如果原料来自干气田，甲烷含量一般超过95%，并含少量重烃。

天然气液化处理

由于水汽和二氧化碳在天然气液化温度下会凝固成为冰和“干冰”，因此在天然气液化之前必须脱水和脱二氧化碳，使其含量仅为百万分之几。

这里有三种去除二氧化碳的方法：

- 1、用胺溶液清洗（MEA，DEA，DIPA等），
- 2、用热碳酸钾溶液清洗，
- 3、用硅胶或分子筛吸附床。

除水汽也有三种方法：

- 1、冷冻和冷凝，
- 2、用乙二醇溶液清洗，
- 3、用固体材料（分子筛）吸附床。

要根据其特定条件和考虑下述因素来选择：

- 1、设备尽可能简单。
- 2、体积和重量适合近海条件。
- 3、设备必须耐用可靠，维修工作尽量少。
- 4、操作工及其他人员需要住房、轮流调换和运输工具。
- 5、应保持冲洗塔高度和直径的比例，即整套设备的重心低和风载荷小。
- 6、为使安装简化，最好不用蒸汽锅炉设备，因此，可设计用燃气喷嘴直接加热或利用废热加热胺或乙二醇。
- 7、在二氧化碳去除和固定床吸附期间，气体不必冷却。实际上，可能的冷却受到“水化物”现象的限制。（“水化物”是指可造成堵塞的甲烷与水的固态化合物。）

天然气有以下液化方法：

1、阶式系统，系统中有一些低沸点的制冷液，如丙烷、乙烯和甲烷。通常有三台制冷压缩机。阶式系统在早期天然气液化装置中经常使用，目前，菲利普公司提供一种“最佳阶式系统”。

2、在现有的天然气液化装置中，四分之三以上是采用气体产品化学公司提供的丙烷预冷混合制冷系统。法国坦西尼普（Technip）和其它公司的处理过程是：先以混合制冷进行预冷，然后再由混合制冷进行液化。

3、具有单级大型压缩机的混合制冷系统：有两个已用在斯基埃达（阿尔及利亚），它们由坦西尼普—埃尔利库埃达（Air Liquide）公司和普利恰德（Pritchard）公司设计。坦西尼普采用“绕线管”式热交换器（小铝管呈螺旋形紧密排列）。普利恰德采用板式交换器（波纹铝板排列成浸在铜焊槽中的“片状”装置）。

4、氮膨胀循环用氮作为冷却液，需要一台膨胀器和一台压缩机。这种处理较简单，但热效率低。

5、开式甲烷循环装置与氮循环相似，不同的仅是甲烷本身作为制冷气。这种方法只有在天然气部分液化时才有吸引力，剩余的气仍以气态利用，如作为燃料。

在选择液化处理方法时应考虑下列因素：

1、从所占空间或重量角度看，飞机发动机一类机械是合适的。现在已证实其效率比其它型号透平机的高。压缩透平排出的废热可通过较小的废热交换器回收。所产生的蒸汽或热油可用于再生或发电。

2、为简单起见，要考虑气体的整个液化过程。如果液化天然气含有重烃，则岸上接收到的液化天然气的热值会大于民用煤气的正常热值。因此，液化石油气在岸上分离或稀释比在海上分离其产品再贮存起来运到岸上要好。

3、如果冷却液不在海上从原料中制取，则必需有一条供应船制造冷却液。对于12500万标准立方英尺/日的混合制冷处理装置来说，其在100天内的系统消耗估计为：乙稀170吨，丙烷45吨，丁烷120吨。

4、前面提及的氮循环要简单些。但压缩机需电量较高（系数约为2.5），且较大的压缩机一般也需较大的投资。

5、开式甲烷循环也很简单，约23%的气通过，将压力从700磅/平方英寸减少到大气压就可转化成液化气。但要能利用剩余的低压气，这种方法才有吸引力。

浮式设备对处理有多大影响的问题是设计上的问题。重力型仪器和处理装置不宜使用，例如：假如不采用专门设计，泡罩塔盘的工作就很差。实际上在填充塔随波浪作用而运动时通过增加湍流度来改进其效率。尽可能少用类似水准仪的东西，若要用的话，应是缓冲压力型传感器。

液化气生产装置与液化气贮存装置分开

在估算设备费用之前，我们必须考虑液化气贮存和液化设备是放在同一结构还是分开安置。

在陆地上，各种标准和实际作法增加了液化天然气贮存和生产装置之间所需的距离。1979年3月由日本天然气协会制定的液化天然气地下贮存的方法规定，该距离不小于30米。NFPA59（美国环境政策法案）用“地上储罐辐射强度”这一术语规定了这一距离。这种规定根据大气条件，液化气储罐的几何形状确定分离距离为100至700米。

一条液化天然气船要有液化气储存舱、生活设施，当船舶推进机是用气体驱动时，还要有相应的产气装置，对此可能是有争议的。这种观点对浮式液化装置可能是先进的。一些作者认为，在一些海上液化装置建成液化气生产与贮存分开一定距离的形式后，可能会接受这种观点。假如这些装置作业一直很安全，则工业界可能会准备试用生产与贮存相结合的方法。

法。但是，管理部门一般认为目前阶段分离式结构似乎更为合适。在加利福尼亚进行的研究表明：海上液化装置是可行的，但要获得管理部门的批准大概还要若干年。实际上加利福尼亚研究的所有方案都是液化气的生产与贮存装置为整体形式的。

此外，假如整体式的液化气生产与贮存装置遭到火灾，则就有损失整套设备的可能。如果液化气的生产与贮存装置是分离的，那么，在永久性贮存设备遭受火灾不能用时，就有可能提供临时性的液化气贮存设备。同样，如果系统不止有一个系列，而且每个系列在一个单独分开的驳船或结构上，则当有一个系列损坏时，设备还可在减小生产能力的情况下继续工作。

如果生产装置是在浅水中，且还没有经实践证明的液化气水下输送管，那么液化气输送管线应安装在桥上。

多数公司对利用新的未经试验的技术犹豫不决。因此，对于发展很快的海上液化气工业来说，必须使各种新系统有机会在实际生产条件下使用。

在浅水中，液化气船可侧靠附近的码头，但与液化气贮罐分开。通常使用常规液化气活动臂。这对浅水是一个最佳解决方法，梅尔维尔岛上的加拿大先导设备工程就是以相似的原理为基础的。

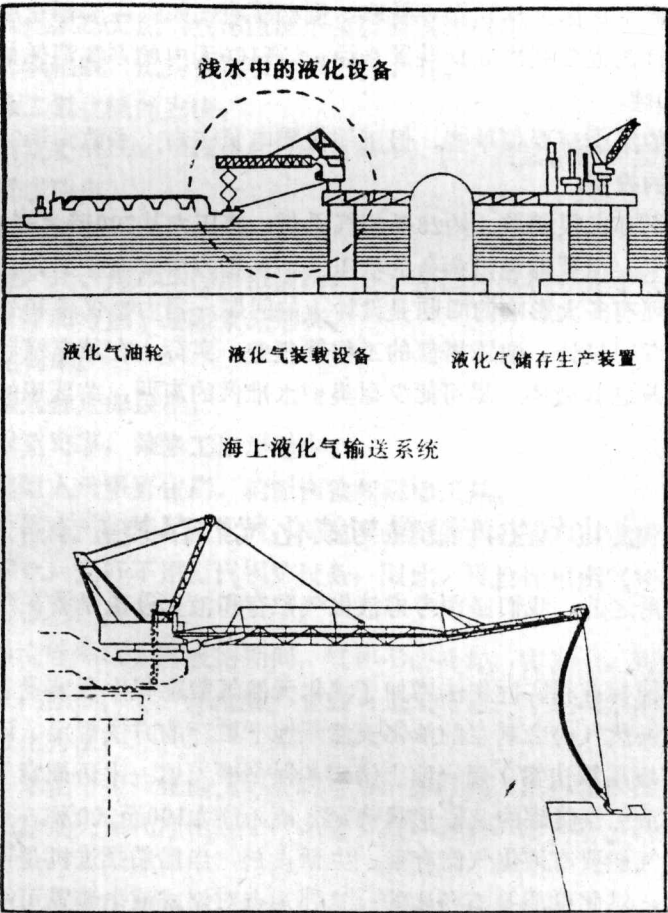


图1 浅水中的液化设备和液化气输送系统

对于深水，还没有任何业已证明的低温装载系统。用于低温的单点系泊设计在技术上是可行的，但需要一根水下管线。

最近，美国海事委员会（FMC）与潘纳（Peiner）机器螺丝制造厂合作研制和试验了一种如图1所示的液化气装载设备。该系统都是由已经验证的部件组成的，但这些部件还未组合起来用过。臂长95米的中心滚动轴承回转式吊机已广泛用于世界各地。在起重臂内安装的是常规液化气输送管线，起重臂与液化气船终端之间的连接装置是利用已在常规液化气装载臂上使用多年的Chiksan接头。

在文莱的Shell lumut终端有一套类似的液化气装载设备。这是一个备用系统，利用一台起重机和孔径为20英寸的挠曲软管。由Compoflex和Shell公司进行的研究工作使研究者相信，在永久性装载系统中应用低温挠曲软管是可行的。Dauid Brown Vosper公司也同时做了这种研究工作。

液化装置费用

包括酸气处理、脱水、液化和制冷的200百万标准立方英尺/日的单系列，加上作为一个独立装置的系列所需的公用设施，估计已花了1亿美元的费用。处理和公用设施的估算费用来源于Technip, Kockums AB, OLS, LGA—Gasttechnik公司，并与King—Wilkinso LNG公司为客户所作的各种可行性研究中的费用进行比较。已提高了其中几项费用，以达到1981年的价格。有些部门给出了处理系统的价格，但必须加上公用设施费用。这些费用是在0.9亿至1.2亿美元之间。由于各公司估算的范围很大，因此，在每天产量为200百万标准立方英尺的整个天然气液化设备费用中包括了0.4亿美元的不可预计费。

下列设计参数是支承结构费用考虑的基础。潮汐最大为1.5米和百年一遇风浪高度为7米，最大海流为三节，最大风速为100海里/时，还有类似于地中海或阿拉伯湾的土质条件。支承结构费用如下：

液化气装置支承结构投资费（百万美元）

项 目	驳 船	固 定 式 平 台			自升式平台
		40英尺	100英尺 水 深	150英尺	150英尺水深
浮 式 驳 船	15				24
系 泊 锚 拖 船	2				2
防火壁/2座桥	5	5	5	5	5
导管架/甲板桁架		4.5	5.75	7.0	
模 块 钢 材		6.5	6.5	6.5	6.5
安 装 和 连 接		13.5	13.5	13.5	
总 计	22	29.5	30.75	32.0	37.5

防 火 措 施

液化气贮罐应考虑位于离生产装置一百米的地方。这样，如在液化气贮存区发生较大火灾时，除了风向直接对着生产平台的一小块地方有影响外，对液化气设备的危险不大。这样看来，平台位置应该处在迎盛行风的地方。

但是，在风向转向对着生产平台的情况下，必须考虑到火焰高度超过贮罐区即可能高于贮罐直径的三倍至五倍。火焰如果倾斜，就会对生产平台产生强烈的辐射。对于100米的距离，设备或许还能保得住，但工作人员需要保护。因此，我们考虑沿处理装置顶部设置的防火壁上还要有遮阳避雨设施。防火壁还要对着液化气贮存区沿平台边侧安装，以及对着处理设备沿生活设施安装。

一百米是栈桥的最大跨距，它因没有中间支撑而很经济。在浅水中，中间支撑的费用是合理的，因它可允许生产装置和液化气贮存之间的距离增加到不需防火壁的程度。此外，甚至在深水中，我们认为多花些钱用于中间支撑，以便将生产装置与贮存之间的距离加大到可完全不用防火壁。

浮式与座底式液化气驳船的对比

当研究一条驳船的安装和考虑其在浅水中是座底。还是浮式时，假如海底土质条件适合座底，则决定因素是风暴时的波高。如果风暴波高可达7米，则座底驳船至少要有7米干舷。如果船是座在10米深水中，则船壳应有17米高度，或者让驳船座于海底人工建造的基座上。座底式驳船的费用应与浮式驳船的费用相比较，譬如说，浮式驳船要有3米高干舷和足够的吃水深度以提供处理装置所需的浮力。这样，在风暴潮中，驳船会浮得较高，而装置因有3米高干舷而受到保护。

因此，座底式与浮式驳船费用的比较结果是，座底式驳船要有7米高船壳加座底设施，而浮式驳船则要约7米高船壳加锚和系泊费用。两者费用的粗略比较表明，浮式驳船要便宜些，但相对整个工程费用来说，这种差别是不明显的。

安 装 液 化 装 置 的 人 工 岛

假定海底条件是比较好的，那么，水深30至40英尺的两个人工岛（一个用于液化气生产，另一个用于液化气贮存）的费用约为3500万美元。两岛之间的桥或长堤的费用估计需要3百万美元。此外，建筑队伍住宿和伙食供应估计为2000—3000万美元。因此很显然，建人工岛在费用上大大高于驳船或平台，除非有天造地设的作为人工岛的特殊场所条件。

液 化 气 贮 存 的 费 用

Technip公司估计，对于130,000立方米的液化气贮存设备，系泊于码头上的浮式驳船费用为7500万美元，栈桥、码头和活动臂为3200万美元，总计为1.07亿美元。对125,000立

方米的近海浮式贮存设备，OLS公司1978年估价为1.25亿美元，还要加上船舶装载设备所需的1500万美元，总计约1.4亿美元。Mitsui工程和造船公司估计，沉于浅水中的两个75,000立方米储罐为1.43亿美元。这意味着，对系泊于码头的浮式贮存设备，包括液化气装载设备，约合每立方米800美元，而近海的浮式设备每立方米则为1000美元。液化气贮存与船的大小及运输距离有关，与产量无关。由于海上浮式贮存设备的费用接近于液化船的费用，因此要研究小于100,000立方米的液化船。这样，总估价为1.87亿美元。

液 化 设 备 投 资 费

下面是海上液化设备投资费概表（以浮式驳船为基础）：

液 化 设 备 投 资 费

系列数量	1	2	3	4
日产百万英尺 ³	200	400	600	800
	百	万	美	元
系列费用	100	200	300	400
贮存和装载设备	187	187	187	187
支承结构	22	44	66	88
间接费用	20	40	60	80
室内办公室	31	47	62	75
不可预计费用	40	52	65	80
总 计	400	570	740	910

将上面海上液化设备的费用与陆地设备相对比发现，在驳船上安装三个和四个系列要比陆地类似设备便宜。原因是陆地设备包括了诸如工作人员永久性住房的3000万美元和建筑队住宿及食物供应的5000万美元。陆地设备包括出口液化石油气和制造所需制冷剂的 分 馏 系 统。陆上基地建设费用包括管理大楼、停车场，可能还有基地公路，以及维修车间、仓库等。对海上或岸边设备则不需要建造供4000劳动力住宿的设施。可利用具备有永久性居住条件的劳动力的现有船厂，海上与近岸处，要有安装队的住房。操作工不需要任何永久性住房，因可直接从他们自己家运输到工地；类似的管理大楼，仓库和维修设备全安置在 现 有 的 城 镇 上 或 现 有 的 供 应 基 地。如果没有供应基地，，那当然须建造或租用一个，其费用应该使海上或近岸的设备与岸上的基本一样。但是，供应基地也应该为气井和／或平台服务。

如果80%的投资费是以12%的利率提供的，并要求10年内偿还，则每年的偿还率为总投资费数额的17%。如果投资费的20%作为股票投资，并且这笔数额需 5 年时间偿还并有20%利息的话，则借款和股票每年的总偿还额为总投资费的20%。

液 化 设 备 的 操 作 费 用

估算海上设备操作费的基础是：12小时一班，分两班，还加一班轮休，考虑到海上条件可适当增加25%。

原料气自行损耗费为 1 美元/MMBTU（百万英制热单位）。对特定工程项目，在考虑 税 收 和 或 气 田 使 用 协 议 的 情 况 下，业 主 和 作 业 者 可 调 整 这 一 费 用。

维修设备考虑从现有的设备中获取，液化设备管理人员、后勤人员等是以陆上设备的比例为基础的，用房是租用的大楼。维修材料和保险是以材料的百分比来估算的。

以上述为基础，研究出了下列液化设备的操作费用，

液化设备的每年费用

原料, 百万英尺 ³ /日	220	440	660	880
产量, 百万英尺 ³ /日	200	400	600	800
	百	万	美	元
操作工	3	6	9	12
陆上基地工作人员	4	4.5	5	5.5
租用、供给、保险费用	8.5	13	16.5	20.25
后勤人员	1.5	2.5	3.5	4.25
操作费总计	17	26	34	42
每年偿还20%的投资费	80	114	148	182
每年总计	97	140	182	224
自行损耗 (美元/MMBTU)	0.10	0.10	0.10	0.10
每MMBTU的总费用	1.43	1.06	0.93	0.87

上述设备每年生产时间为320天，如果液化石油气没有被提取，则热值为1140BTU/英尺³。

液化气海运费用

海运费根据125,000立方米液化船来估算，投资费是以租借方法和12%年率为基础的。再将船操作费用加入其间，就确定出估算费用了(图2)。

液化气和甲醇船运费用

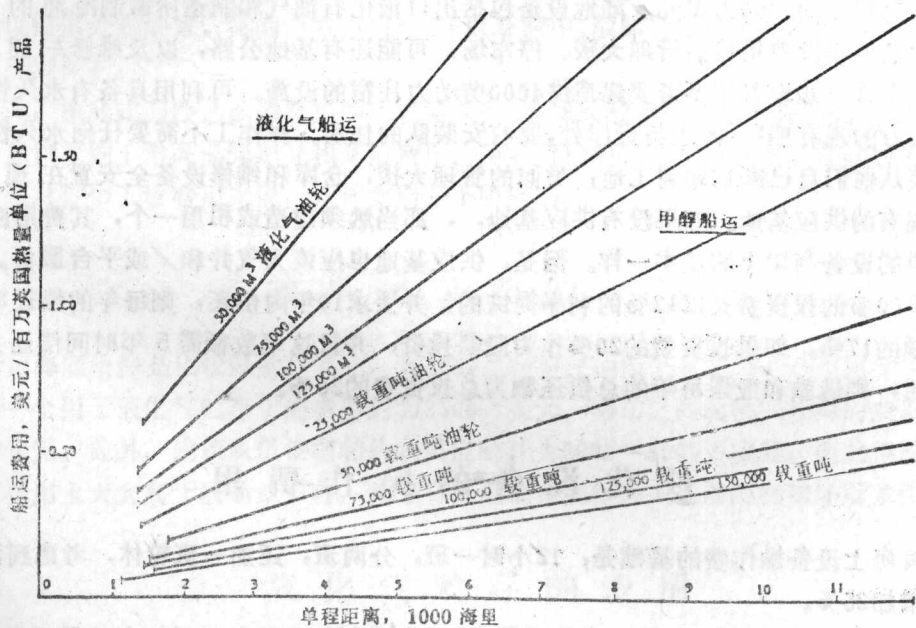


图2 液化气和甲醇船运费用

液化气的利 值

图3表示各种规格的液化、运输及终端再气化设备（20美分/百万英制热单位）的总估计费用（美元/百万英制热单位）与运输距离的关系。为便于本文讨论，假定陆上液化气市场销售价格为4.82美元/百万英制热单位。估计费用与销售价之间的差值扣除钻井与开采费为所得净收入。钻井与开采费可在40美分~1.5美元/百万英制热单位之间变化。业主与作业者必须估计这一费用，并将余额在税收前再投资。

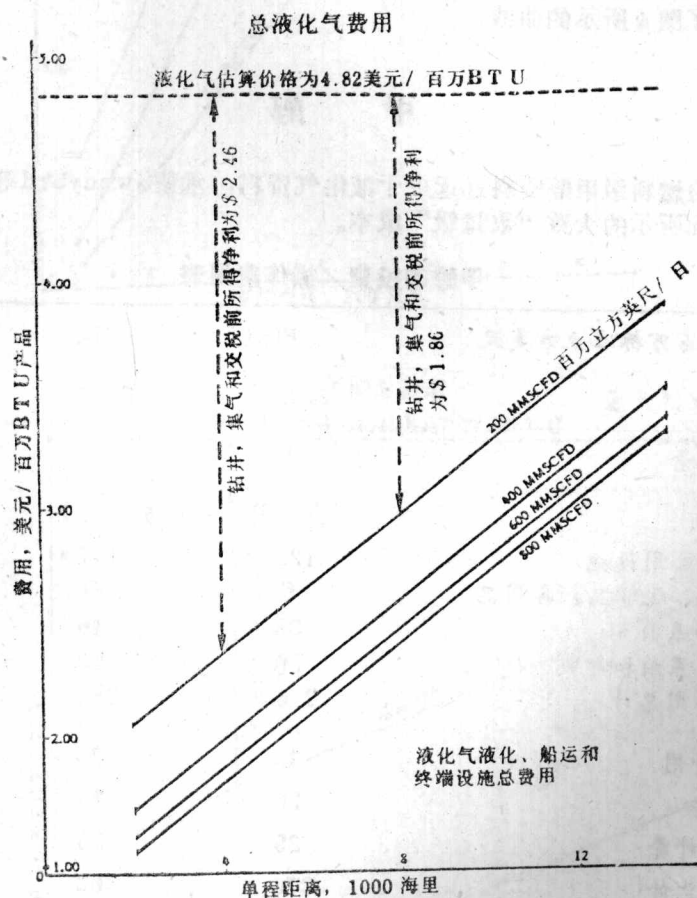


图3 液化气液化、船运和终端设施总费用

液化气田开采结束的时间

过去，对装置产量通常是以气田开采20年结束为基础。为了筹集资金，需要把这笔投资费分散到尽可能长的时间中去。

我们越来越清楚地认识到，一个20年制的合同在执行过程中会发生许多变化，不如利用可工作20年的设备订一个10年制合同更实际些。其借贷资金在10年内偿还。到期之后为下期

或为设备移到新气田工作而更换合同或重新谈判。在这种情况下为搬移、改装设备以适应新气田的特殊条件（一般是大修和改装）需要一笔投资费。这笔投资费加上所有设备的剩余值，应在下一期不到10年的时间里偿还，而按20年合同则投资要在20年内偿还。

鉴于海上液化装置投资费昂贵，所以对于较小气田，可考虑利用有20年工作寿命的可移动式设备以高的日产量将气田在短期内开采完。

天然气管线

设置管线的成本取决于地形或海底条件的难度。但是，为得到何时考虑铺设管线的大致概念，我们研制了图4所示的曲线。

甲 醇

作者可引用的燃料级甲醇资料远远少于液化气资料，承蒙Swedyard等人的协助，我们还是能够指出下面所示的大致“数量级”成本。

甲醇的投资/操作费用表

原料，百万标准立方英尺	66.6	100	200
公吨/日产量	2000	3000	6000
系列数量	1	1	1
	费用（百万美元）		
处理和公用设施	122	177	354
催化剂、化学品、备用品	6	9	17
驳船和系泊	38	46	92
贮存、系泊和卸载	50	50	50
直接费用总计	216	282	513
间接费用	15	20	40
总公司	20	25	45
不可预计费	25	35	60
投资费总计	276	362	658
20%的年度费用	55	72	131
操作费	25	31	55
每年操作费用总计	80	103	186
费用/MMBTU	5.97	5.06	4.57
自损（1美元/MMBTU）	0.57	0.57	0.57
总费用/MMBTU	6.54	5.63	5.04

如上所述，生产甲醇的费用显然大于按BTU（英制热单位）计算的值。但是，如图2

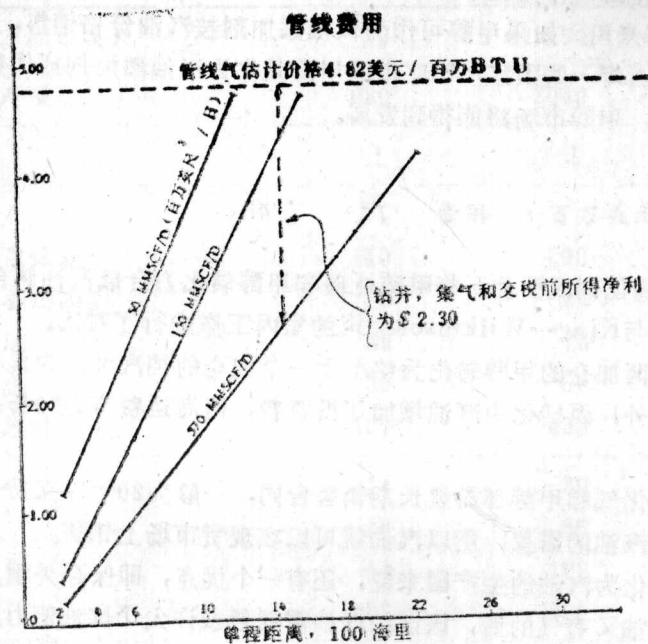


图 4 管线费用

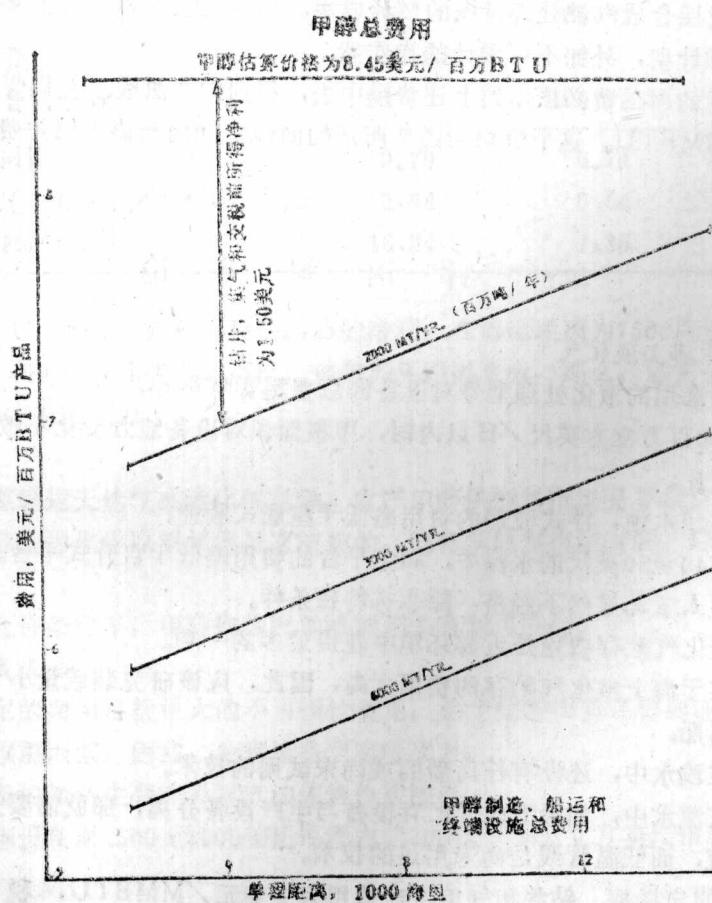


图 5 甲醇生产、船运和终端设施总费用

和图5所示,如果甲醇可作为化学原料销售应该是有前途的,但甲醇原料市场有限,除非作为汽油添加剂MTB来用。如果甲醇可作为汽油添加剂按汽油价格销售,这也是有利可图的。象新西兰和巴西等一些国家,已应市的甲醇是作为汽油添加剂或代用品销售的,随着这个势头的继续增长,甲醇市场将能得到发展。

汽 油

Lurgi公司用催化剂流性沸石将甲醇处理和甲醇转化为合成汽油结合起来进行。Lurgi公司提供的资料已与King—Wilkinson公司的室内工作进行了对比。

这种处理是将两加仑的甲醇转化为略小于一个加仑的纯汽油。为此甲醇生产所需甲板空间还要加10%。此外,因转化为汽油增加了投资费,但海运费节省50%,产品的销售价也比液化气高一倍。

另一方面,液化气和甲醇都需要长期销售合同,一般为20年以支持这样大投资的资金筹集。由于全世界对汽油的需要,所以汽油就可以在现货市场上销售。

对将天然气转化为汽油的生产国来说,还有一个优点,即保存外汇,保证供应和本国就业。如果生产国有油又有气的话,该国的汽油需要量或许大于炼油能力。在这种情况下可再建炼油厂,得到的过剩燃料油可出口,或起平衡本国汽油需要量的作用。

下面是发展合成汽油处理设备的估计成本。由于还没有从经济上得到证明,所以考虑了20%的不可预计费,外加不可预计的操作费。

图6所示的海运费必须加到上述费用中去,得到图7曲线。我们假定汽油的销售价为9.35美元/MMBTU。这个价格与图7所示的曲线之间的差值为钻井费、集气费和缴税前所得净利。

评 语 和 结 论

1、关于海上液化气

1.1、所选用的液化处理型号对设备的总费用影响很小。

1.2、200百万立方英尺/日以内时,甲板面积对设备能力变化不敏感,而与系列数量成正比。

1.3、在浅水中,浮式驳船的费用略低于座底式驳船。

1.4、在40至50英尺的水深中,固定平台的费用略低于自升式平台。

1.5、建人工岛显然不经济,除非有特殊条件。

1.6、液化气贮存费用是近海环境中花得最多的一项。

1.7、鉴于海上液化气贮存的费用太高,因此,应该研究装载量小于125,000立方米的液化船。

1.8、在浅水中,还没有任何新的或尚未试用的技术。

1.9、在深水中,如果液化气贮存设备与生产设备分离,那就需要水下液化气输送管道,而低温管线是尚未用过的技术。

1.10、假定勘探、钻井和气田生产费用为1美元/MMBTU,税收估计为1美元/

人造汽油投资/操作费

原料, 百万标准英尺 ³	50	150	300
公吨/日产量	680	2040	4080
系列数	1	1	2
费用 (百万美元)			
处理和公用设施	110	290	580
催化剂和备用品	8	20	40
驳船/系泊	39	73	146
贮存/卸载	30	50	50
直接费用总计	187	433	816
间接费用	14	30	60
总公司	18	35	60
不可预计费	44	102	154
投资费总计	263	600	1070
20%的年度费用	53	120	218
操作费	36	66	114
操作应急费	5	9	13
每年操作费用总计	94	195	345
费用/MMBTU	9.70	6.71	5.94
自行损耗 (1.0美元/MMBTU)	0.64	0.64	0.64
总费用/MMBTU	10.34	7.35	6.58

MMBTU, 那么, 为获得股票20%的净利, 在海运距离为7500海里时, 液化装置能力为400百万标准立方英尺。如果海运距离更大, 那么, 就需要更大能力的液化设备才有吸引力。

2、关于甲醇

- 2.1、为与管道输送天然气或液化气竞争, 生产甲醇供燃料市场是不经济的。
- 2.2、如果甲醇作为化学原料销售是有前途的。但化学原料市场有限, 除非另外开发用途。
- 2.3、在市场允许条件下, 甲醇作为汽油添加剂是有利可图的。

3、关于合成汽油

- 3.1、本文给定的费用包括很大的不可预计费用。由于处理设备已得到证实, 就可以减少不可预测因素, 因此, 处理设备更有吸引力。
- 3.2、处理设备的经济生存能力对汽油销售价很敏感。
- 3.3、这种处理设备对1500至3000英里范围内的300百万标准立方英尺市场显然是有吸引力的。

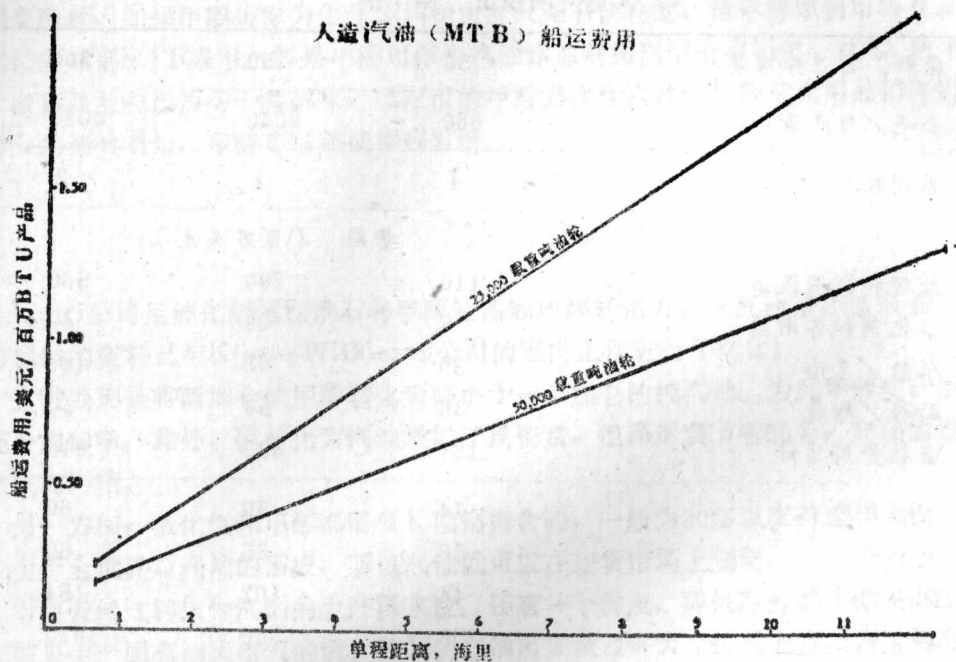


图 6 人造汽油船运费用

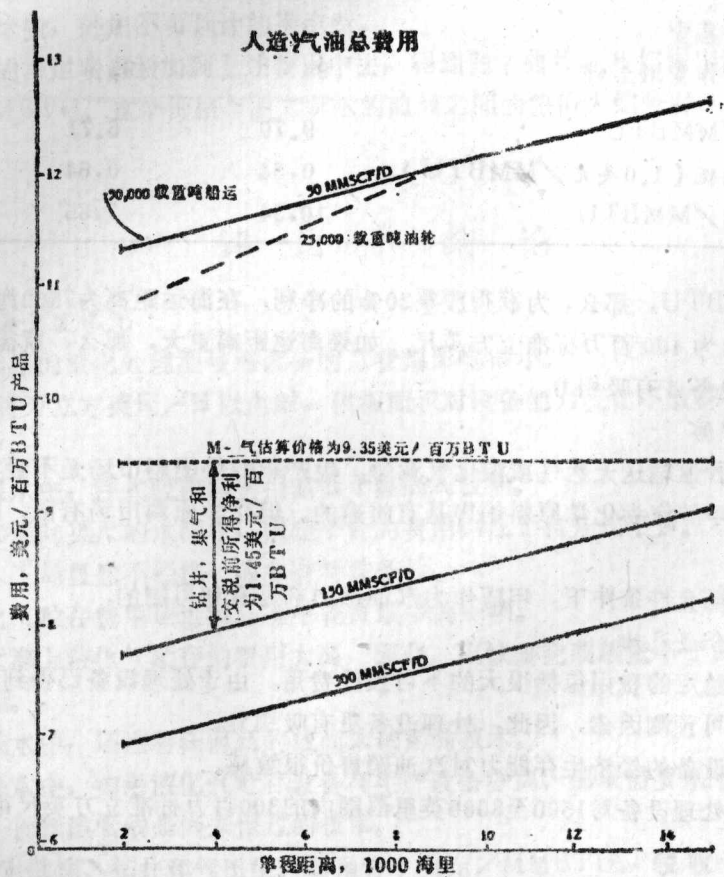


图 7 人造汽油总费用