

ZR-LNG双膨胀机甲烷循环液化技术应用于浮式LNG

ZR-LNG dual expander methane cycle liquefaction technology applied to FLNG

ZR-LNG技术是一项比双氮气膨胀机和单级混合制冷剂系统更简单、投资成本更低、能源效益更高的天然气液化工艺

The ZR-LNG technology is a simpler, lower capital cost and more energy efficient process than both nitrogen expander cycles and SMR schemes

Bill Howe、Geoff Skinner 和 Tony Maunder
Gasconsult有限公司 Gasconsult Limited

Gasconsult 公司的ZR-LNG技术通过已有的专利，双膨胀机甲烷制冷技术，大大提高了单系列小于200万吨年处理量LNG装置的经济性。该项工艺技术以天然气原料为制冷介质，不需要装置产品以外的制冷剂以及配套的储存、生产和运输系统，从而降低了投资成本和占地要求。这项技术特点尤其吻合浮式LNG的要求，其节省的甲板空间可被考虑用以装置扩建。ZR-LNG液化技术的能效接近基本负荷型装置，并且远远高于双氮气膨胀机和SMR（单级混合制冷剂）系统。本文对比了ZR-LNG工艺与其它工艺的技术数据。

引言

Gasconsult有限公司研发了全新的ZR-LNG天然气液化技术并取得该项技术的专利。此技术采用双甲烷膨胀机制冷设计，以高能效、低碳排放、低投资成本和低占地为目的。相比那些已经建成美国调峰型LNG和气体处理装置所采用的甲烷膨胀机

循环系统，以及中等规模液化天然气（LNG）和浮式LNG（FLNG）所采用的氮气循环、SMR系统，ZR-LNG是一种工艺的进步。

ZR-LNG工艺的构思最初形成于20世纪中期，主要的目标是开发一种简单、低成本而又高效的中等规模的液化系统。研发初期主要是针对能力100万吨/年的模块化系统，以浮式LNG技术为起点做了大量工艺设计研究工作。之后的工作将工艺进一步简化，完全取消了液态烃类制冷剂，降低了投资成本。开发出的工艺可以在冷箱入口温度为20摄氏度的条件下，达到压缩机轴功率接近300kWh/t。由于不需要原料气预冷等繁赘的流程，系统的能耗低，简单直接。在给定燃气轮机的条件下，该工艺有助于进一步增加液化天然气产量，极大地提高项目回报率。由于所需空间的降低，节约出的甲板空间也可用来扩大处理量，进一步提高产量和收益。

液化天然气技术的设计前景

1. 装置生产能力

基本负荷型LNG一般都是大型装置。当前LNG项目装置一般包括多个系列，每一系列生产能力约在每年400~800万吨。为了实现能效最大化、提升副产品价值以及长生产周期，这些大型装置的设计都比较复杂。昂贵的设备，高投资成本和长周期项目，是大型装置的问题。供应商的选择因此受到局限。大规模装置所面临的另一个问题是，它需要世界级的天然气储量，估计不低于20万亿立方英尺（TCF）来维持不到25年的生产要求。

储量在1万亿立方英尺的小型气田的中等规模天然气的开发已经超过1000个，并且在过去的十多年中一直是一个重要议题。从经济性上看，这些小型气田未来并不能支撑基本负荷型装置所带来的高复杂度以及高额投资。从商业角度上，低成本的小规模装置才具有可行性。规模与经济的矛盾性是当今LNG工程技术上的挑战。

2. 工艺技术

广为人知的壳牌Prelude浮式LNG项目采用双混合制冷剂（DMR）

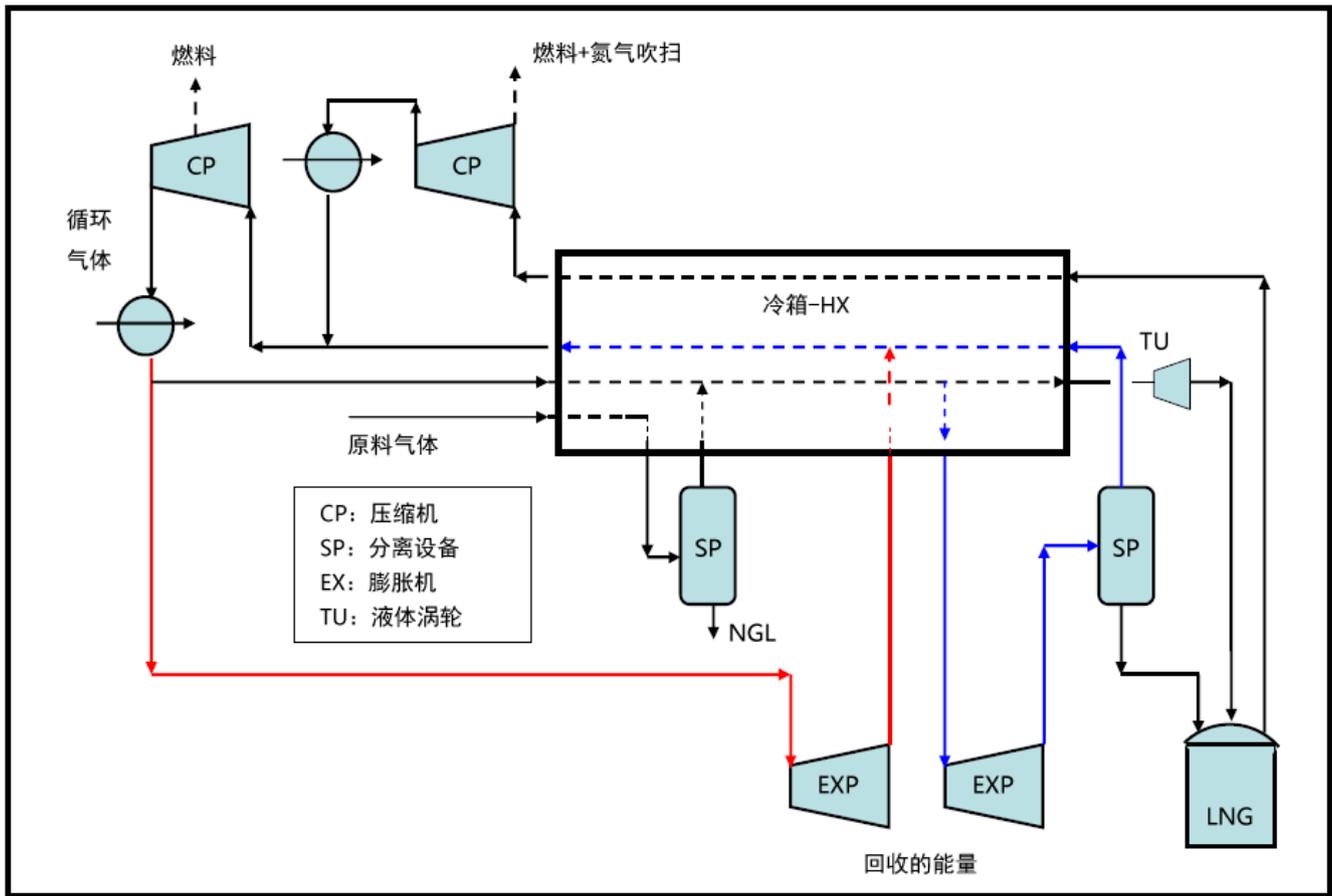


图1 ZR-LNG的工艺流程

技术来实现单系列每年360万吨的规模，并且每年可进一步回收170万吨的凝析油和LPG。Prelude项目代表着一批LNG生产厂商，通过提高装置规模以及副产品收率来取得更高的项目回报率。然而，有些生厂商明显倾向于在浮式LNG装置中舍弃液态烃制冷剂。这是由于分子质量较大的烃类（特别是丙烷）在受限的空间中的积聚是极度危险的，容易引发爆炸或火灾。由此，氮气膨胀制冷工艺在针对浮式LNG装置的开发应用上获得了一定的支持。

氮循环的能耗一般比混合制冷剂系统高30%~60%，同时大的气体循环量会导致大管径的管线和大型设备。这些因素均会对氮循环方案，尤

其是应用于大规模装置时有不利影响。有争议认为对于低价格的能源，比如闲置天然气，低能效也是可接受的。然而，更有说服力的论点则认为高能效更重要，因为低能耗意味着同样的透平驱动条件下装置产量的增加，项目的净现值（NPV）和内部收益率（IRR）的提高，以及LNG单位产能下二氧化碳排放量的降低。

ZR-LNG 技术

ZR-LNG工艺的开发是基于在降低能耗的同时保持了氮气循环工艺的安全性和简单性。

1. 工艺方案

ZR-LNG工艺是利用原料天然气为制冷剂。取决于原料组成、压力和

外界环境条件，当冷却温度在20℃时，液化装置的净轴功率可以达到大约300kWh/t LNG。这么低的能耗仅仅比基本负荷装置略高，但是由于不需要原料气预冷过程，也就没有其复杂性以及相应的费用。ZR-LNG的工艺流程如图1所示。

液化过程是通过两个独立的膨胀机循环来实现的，如图1中红色和蓝色所标示的。低温的蓝色膨胀机回路是对原料直接进行部分液化。一般来说，回路所需的压缩功率通过气体膨胀机可以回收35%。液体产品进储罐之前如果采用膨胀机透平会更进一步减少能耗。

此项技术的特点是简洁：一个年产量100万吨的单系列装置，只需要

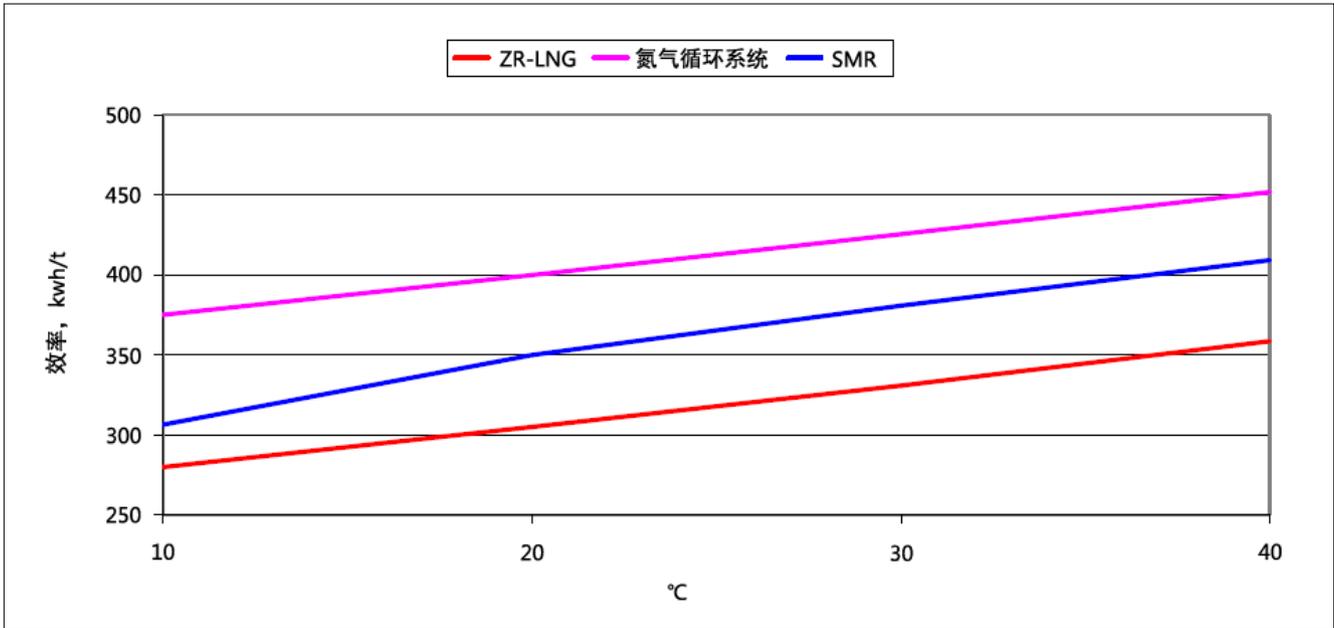


图2 冷却温度的影响

2套压缩机和8台主要设备。冷箱内可以只有3条通路（如果天然气中的液态烃需要预冷凝时则是4条通路）；所有通路在换热器内部均有气相进料。由于整个过程不需要额外制冷剂循环系统、液态制冷剂储罐或者氮气生产/补充系统，可以省去多个设备以及相关的原料、制造和施工。工艺的重点是简洁，不仅降低了投资成本，更重要的是节约了浮式LNG的甲板的空间。

ZR-LNG技术的另一特点是与氮气膨胀机系统相比，其能耗更低。能耗低的原因有两个：首先，由于甲烷的摩尔比热高，相应的压缩功耗低。循环流量以及相应的能耗也因此得以降低；其次，部分原料气的液化是发生在液化膨胀机中，其气体潜热直接转化为机械能。

Gasconsult公司对上述特点作了量化评估。在相同的环境条件、机械效率、压降及换热温度等基本条件下，将常规双膨胀机氮气循环

系统和ZR-LNG工艺进行了对比评估。HYSYS的模拟结果显示：ZR-LNG工艺的压缩机气体进料体积比双氮气膨胀机系统少30%以上，总机组能耗降低超过20%。

低投资、高能效的有机结合使ZR-LNG技术在应用于单系列年产量在200万吨以下的陆上和浮式LNG方面具有极高的竞争力。

2. 工艺灵活性

通过对贫气原料以及C₂+含量大于7.5%的原料在HYSYS中的模拟结果表明，不同气体组成对于工艺效率的影响不大。

考虑到氮气有可能在循环气体中积聚从而导致能耗的增加，我们对原料气中氮气含量的影响也做了计算。大部分天然气原料中的氮含量都小于2%。当原料中的氮含量增加到5%时，模拟计算表明能耗大约会增加10%。

早期的研发工作主要是围绕着北海地区浮式LNG的设计应用；中东和

亚洲冷却水温度比较高，计算中也因此包括了冷却水温度的影响。冷却水温度变化的影响如图2所示。可以看出，冷却水温度对ZR-LNG工艺，和对于常规SMR或者氮气循环系统的影响是类似的。

3. 对浮式LNG项目的适用性

浮式LNG方案借鉴了传统陆上LNG装置、LNG运输/海上设备、浮式生产储存和卸油（FPSO）操作的经验和技術。FPSO的离岸油品回收技术已经非常成熟。但是，离岸的液化系统还有许多技术上的挑战，包括如何建立起一套安全、高稳定性和可行的离岸液化、产品储存和运输系统。一般认为，浮式LNG的技术难度比应用于油品方面的FPSO更高。这些技术难度包括：

- (1) 产品密封系统和晃动影响；
- (2) 设备距离、装置布局和生活区的位置；
- (3) 液化过程及液态烃制冷剂的储量/组成的选择；

(4) 串联或并行产品输送;

(5) 船体运动对过程操作的影响。

以上这些问题的讨论不在本文篇幅之内,但是氮气循环装置在解决安全性以及操作性上的独特优势是有据可循的。首先,氮气循环工艺不采用液态烃作为制冷介质。因此,不需要高分子液态烃的储备,也就没有泄漏事故时可能引起火/爆炸的危险因素。

在浮式装置上,由于逃生选择有限,安全因素在液化工艺选择方面会起到决定性作用。其次,氮气循环是一个单相过程,不会被船体运动影响。反言之,液态制冷剂在系统换热器中蒸发,所形成的两相流对船体的运动则可能是敏感的。

ZR-LNG与氮气循环系统具有相似的安全性和操作性方面的优点。除此之外,ZR-LNG的制冷剂更为可靠有保障,并在能效方面优于氮循环和SMR工艺。

单套液化装置处理能力的设备方面的限制一般是压缩机的驱动。从项目回报和投资效率的角度来看,在给定的气体透平压缩机驱动条件下,最大化LNG产量是非常有必要的。从这一角度看,ZR-LNG的高效使它比别的中等规模LNG技术更具有商业优

表1 设计基础数据

气体组成, mol%	CH ₄ 95%
	C ₂ H ₆ 4%
	C ₃ H ₈ 1%
液化装置入口的气体压力	60 bar
海水/室外温度	13°C/20°C
间接冷却—海水/循环水	3°C 温差
工艺物流冷却后的温度	20°C
冷箱的热损失	0.50%
低温冷却最低温度差	3°C
循环气体压缩机多变效率	85%
膨胀机绝热效率	87%

势。在所有条件相当的情况下(比如压缩机/膨胀机效率、工艺设备配置费用相当),同样的压缩机功耗下,ZR-LNG工艺可达到的处理量会高于SMR或双氮气膨胀机方案。此外,ZR-LNG不需要氮气生产系统或液态制冷剂处理/储存设施,减少了废气排放和装置重量,额外的甲板空间也可用以增加液化生产处理设备。高液化处理量、低能耗以及额外的生产设备,能使项目获得更大的现金流和项目回报率(用净现值或内部收益率计算)。

所有上述特点使ZR-LNG技术特别适合于浮式LNG。

4. 评估数据: 额定年产量100万吨方案

图1是ZR-LNG工艺针对额定年产量为100万吨装置的基本流程图。

表1至表3的设计数据是以发电量为

35.5MW 的GE LM6000PF燃气轮机在现场条件²下为依据的。表1中为评估的设计基础数据。

表²为相应的能耗。如果不包括原料的预冷却,该技术基础工艺的功耗为306kWh/t。压缩机和膨胀机的效率数据由业界著名的供应商提供。

5. 与其它中等规模技术比较

从一开始,ZR-LNG工艺的应用目标就不是由大型石油公司和国属石油公司所建造的大型陆上基本负荷型装置。可与之对照的工艺包括SMR、双氮气膨胀机工艺,以及几种商业推广的同类技术。在装置产能和设计基础(表1)相同的条件下,表3详细比较了仅限于液化装置的能耗。SMR和双氮气膨胀机工艺的数据是依据文献检索和Gasconsult公司内部HYSYS模型来计算。

浮式LNG案例研究

英国石油公司(BP)近期针对本质相对安全的浮式LNG进行了一项内部研究。这项研究是针对PGT25+G4燃气轮机的氮气循环模块。研究目的是为了消除甲板上液化装置的火灾和爆炸风险。作为研究的一部分,BP邀请Gasconsult公司对ZR-LNG模型在同样的透平条件下进行物料平衡计算比较。BP发现,与混合制冷剂的工艺相比,ZR-LNG工艺的优势是不需要LPG(液化石油气)制冷剂,因此也不需要相应的制冷剂生产和储存。与采用的氮气工艺相比,ZR-LNG工艺的单位能耗低;但由于存在烃类泄露的潜在风险,从安全管理角度可能需要更大的隔离空间。ZR-LNG所节约出的氮气生产和存储的空间,可用于补偿安全隔离所需的隔离空间。

表2 基本操作参数

生产时间	每年345天
LNG产量	131.0t/h
总循环压缩轴功率	55.9 MW
从膨胀机回收到工艺的功率	20.8MW
循环压缩净轴功率(直接GT驱动)	35.1MW(扣除1%的齿轮传动损失)
辅助设备净轴功率	5.0MW
净总轴功率	40.1MW
净轴功率	306kWh/t LNG

结论

对于浮式LNG而言，倘若给定循环气体压缩机的驱动透平，ZR-LNG工艺的LNG产量高于SMR系统和氮气膨胀机系统。这将带来投资回报上的大幅增加。除此之外，ZR-LNG所需的甲板空间最少，不需要液态烃制冷剂，可以承载船体的晃动，开工周期短，火炬排放少。

对于陆上应用，ZR-LNG的优势在于能效高，流程简洁，不需要从外部引入制冷剂，便于远程的非人工操作。对于年产量3~150万吨LNG装置而言，ZR-LNG的应用周期短、见效快。对于单系列年产在200万吨以上的LNG的装置而言，采用现有的离心式循环压缩机、膨胀机以及工业燃气透平技术。从长期看ZR-LNG的技术应用也是具有前景的。

ZR-LNG工艺技术也非常适合现有LNG扩建的项目，包括那些利用现有过剩的气体处理能力以寻求低成本、占地少、周期短的项目。

本文中，ZR-LNGTM均以ZR-LNG表示。

参考文献

1. Tom Haylock, Kanfa Aragon, Efficiency vs. availability, *LNG Industry*, March 2013.
2. Donald K McMillan, LNG process uses aeroderivative gas

表3 液化装置能耗比较

系统	技术专利方	能源消耗, kWh/t	相对的二氧化碳排放量
ZR-LNG	Gasconsult	306	0.17kg/kg LNG
双氮气膨胀机	多个厂商	400	0.21kg/kg LNG
SMR	多个厂商	350	0.18kg/kg LNG

turbines and tandem compressors, Technip-LNG 17.

3. Stine Faugstad, Lnge L Nilsen, Kanfa Aragon, Natural gas liquefaction using nitrogen expander cycle - an efficient and attractive alternative to the onshore base load plant, Paper to 2012 GPA Europe.

Bill Howe 现任Gasconsult有限公司总裁。毕业于兰卡斯特大学化学工程专业，获得了学士学位。毕业之后的两年内，参加了英国多个重要的建设项目。之后的25年中，在为行业大公司和政府组织提供项目管理、工程和建设服务的过程中积累了丰富的国际经验。在国际工程承包商领导者福斯特惠勒集团任职20多年，曾在福斯特惠勒英国公司担任销售总监、福斯特惠勒南非分公司担任执行总监。参与完成了多个发电、炼油、合成燃料和环境领域内客户的大型项目，拥有遍及欧洲、非洲、中东、东南亚、中国和美国的工作经验。

Geoff Skinner 现任Gasconsult有

限公司总监。毕业于牛津大学，获得了化学学士和硕士学位。1958-1965年，任职于Humphreys & Glasgow公司（现Jacobs工程公司的一部分），期间在Battersea Polytechnic大学完成了化学工程专业的研究生课程。1965年加入福斯特惠勒公司。1981-1986年，在位于新泽西州Livingston的福斯特惠勒合成燃料公司任技术总监。返回英国后，Geoff从事与氢气和合成气有关的技术研究。1998年以来，曾在多家跨国公司任顾问，持有多项专利，其中包括LNG液化工艺。

Tony Maunder 现任Gasconsult有限公司总监。毕业于剑桥大学，获得了机械科学和化学工程学位。曾在ICI General Chemicals公司工作，在工程承包行业工作16年后加入福斯特惠勒能源公司。1980-1993年，在BP研究和BP工程公司从事研究项目、天然气制油、合成气和燃料项目的评估工作，曾在委内瑞拉为项目服务。1993年开始，作为独立顾问工作，直到2000年Gasconsult公司成立。