



海上采油工艺技术系列丛书

海上浮式LPG生产 技术与实践

OFFSHORE FLOATING LPG RECOVERY TECHNOLOGY
AND ENGINEERING PRACTICE

俞进◎主编



石油工业出版社

海上采油工艺技术系列丛书

海上浮式 LPG 生产技术与实践

俞进 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要介绍了海上浮式 LPG 生产技术的研发情况,并以文昌 13-1/2 油田浮式 LPG 回收项目为实践案例,以较新的行业标准作为编写依据,系统介绍了项目的设计、建造、调试和投产等各阶段的项目特点、技术要点、工作程序及技术原理等内容,同时对项目的安全风险管理和投产后生产系统优化等内容也作了重点讲述。

本书可供从事海洋石油开发生产的技术人员及海洋工程建造的工程管理人员使用,也可作为石油化工有关专业的学生参考资料。

图书在版编目(CIP)数据

海上浮式 LPG 生产技术与实践/俞进主编.

北京:石油工业出版社,2011.6

(海上采油工艺技术系列丛书)

ISBN 978-7-5021-8094-2

I. 海…

II. 俞…

III. 海上石油开采

IV. TE53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2010)第 210736 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

编辑部:(010)64523537 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

排 版:北京乘设伟业科技有限公司

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2011 年 6 月第 1 版 2011 年 6 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:13.5 插页:1

字数:346 千字 印数:1—1500 册

定价:63.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

《海上浮式 LPG 生产技术与实践》

编 委 会

顾 问:谢玉洪 丘宗杰 柯吕雄 赵耕贤

主 编:俞 进

副主编:唐广荣 韦海明 周天育

编 委:(按姓氏笔画排序)

王建丰	叶冠群	刘华祥	杨 云	李 力
李大全	吴成平	吴带水	陆 刚	赵耕贤
戴 毅				

主要撰写人:(按姓氏笔画排序)

计维安	邓 欣	叶冠群	庄凌志	杨 云
杨 清	李 力	李国权	李 娜	李雪梅
李跃喜	邹木森	张西迎	陆 刚	林 晔
金仕根	金海波	赵耕贤	赵 晨	俞 进
袁 斌	唐文勇	黄 敢	曹岩辉	符秀全
梁妃凉	蒋日新	谢协民	蔡德纯	戴 毅

统稿组组长:徐文江 李 娜

组员:戴 毅 叶冠群 李 力 陆 刚 邹木森
李跃喜 张西迎 蔡德纯

前 言

随着世界经济的发展,各国对优质能源的需求量急速增加。液化石油气(LPG)作为一种优质能源,对于改善我国的能源结构极为重要。然而,我国的LPG产量与社会需求量相比,依旧存在巨大的缺口。为满足国家能源需求,践行企业社会责任,减少海上油气生产过程的伴生气经火炬燃烧放空,中国海洋石油总公司(以下简称中国海油)将目光聚焦于全海式油田开发的伴生气回收利用,进行了大量有益而成功的探索。

海上浮式LPG生产技术与实践,就是其中的成功案例之一。该技术依托海上在生产的浮式石油生产储卸油装置(FPSO),在南海复杂海洋环境条件下,在油田不停产的高危状况下,就地进行大规模的工程改造、安装、调试和投产的实践,是国际海洋石油工业LPG生产技术的一次新创举、新验证、新成功,是海洋工程和采油工艺技术的一次新跨越。

中国海域首套浮式LPG生产装置已安全、平稳运行了3年多,创造了极大的经济和环保效益,此装置已累积生产LPG $15.92 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、轻质油 $11.50 \times 10^4 \text{ m}^3$,创收达1.066亿美元。与此同时,此装置的投用,减少烃类气体无效益燃烧放空 $5931.63 \times 10^4 \text{ m}^3$,减少CO₂排放 $24025.484 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。我们组织编写了这本《海上浮式LPG生产技术与实践》,作为《海上采油工艺技术系列丛书》中的一本,其编写出版是为了全面总结海上浮式LPG回收技术研究和和技术实践情况,为海洋石油工业在役海上设施的大规模改造、伴生产回收利用技术的实施提供技术参考,不断推动海洋石油采油工艺技术水平再上新台阶。

本书共分七章。第一章从浮式LPG生产技术论证、安全风险评估和经济评价三个方面,介绍了技术研发情况。第二章从总体布置、回收工艺、结构和储罐、外输系统、原有设施改造等方面,介绍了工程设计情况。第三章从陆上建造、海上改造和安装方面,介绍了工程建设情况。第四章从调试、投产、系统考核方面,介绍了调试和投产情况。第五章和第六章介绍了在FPSO上不停产实施LPG生产系统建造技术的工程实施和安全管理情况。第七章介绍了中国海油首套浮式LPG生产装置在后期生产中的优化调整以及该装置的运营成效。

该书以技术和实践经验总结为主。全书文字质朴,辅以图表,以便于读者阅读。使用对象主要是从事海洋石油开发生产和工程建设的技术人员,也可以作为相关技术管理干部和专业技术人员的参考书。

《海上浮式LPG生产技术与实践》的编写,虽参考了许多文献及资料,并经有关专家多次审查和修改,但由于我们编著水平有限,不足之处望读者批评指正。

在本书编写过程中,得到了中海石油(中国)有限公司领导的大力支持、鼓励。在资料收集和整理过程中,得到了中海石油(中国)有限公司湛江分公司、中海油研究总院、海洋石油能源发展油田建设工程有限公司、海洋石油工程股份有限公司、上海交通大学、中国船舶工业集团公司第七〇八研究所(简称708所)、中国石油西南天然气研究院、天津海王星海上工程技术有限公司等相关单位技术人员的大力支持,编者在此表示衷心感谢。

编 者

2010年10月

目 录

第一章 前期研究	(1)
第一节 研究综述	(1)
第二节 技术论证	(7)
第三节 安全风险评估	(15)
第四节 经济评价	(20)
第二章 工程设计	(23)
第一节 设计综述	(23)
第二节 设计基础	(25)
第三节 总体布置设计	(28)
第四节 工艺设计	(31)
第五节 结构设计	(38)
第六节 储罐设计	(43)
第七节 外输系统设计	(50)
第八节 原有设施改造设计	(56)
第三章 工程建造	(68)
第一节 建造综述	(68)
第二节 陆上建造	(71)
第三节 海上改造	(77)
第四节 海上安装	(86)
第四章 调试投产	(99)
第一节 投产综述	(99)
第二节 调试和投产	(102)
第三节 系统考核	(111)
第五章 工程管理	(115)
第一节 管理综述	(115)
第二节 进度控制	(119)
第三节 质量控制	(122)
第四节 成本控制	(125)
第六章 安全管理	(128)
第一节 安全综述	(128)
第二节 风险分析及对策	(130)
第三节 施工安全监控	(142)
第四节 LPG 运行安全管理	(169)

第七章 生产优化调整和运营成效 (180)

 第一节 生产综述 (180)

 第二节 生产优化调整 (180)

 第三节 运营成效 (189)

 第四节 日常生产管理 (191)

附录一 社会各界对文昌 LPG 回收项目的关注和评论摘录 (196)

附录二 项目实施过程图片摘录 (197)

后记 (209)

第一章 前期研究

海上浮式 LPG 生产技术是在复杂的海洋环境下,在浮式石油生产储卸装置(简称 FPSO)正常生产的状态下,对 FPSO 进行相关工程改造,新增 LPG 生产处理装置,实施油田伴生气回收的一项工程集成技术。项目的前期研究包括相关技术及其规范研究,安全风险控制研究,投资优化研究等。前期研究是该技术系列研究的重要环节,是项目得以顺利、安全、高效实施的前提条件。

本章介绍了项目的研究内容,包括:当前海上浮式 LPG 生产技术发展和应用的现状,项目研究的背景,回收工艺,储存和外输方案,不停产施工方案,动态吊装技术方案,工程安全风险分析、预防和控制措施,经济可行性和投资方案,工程实施计划等。

第一节 研究综述

一、研究背景

(一)天然气开发利用的重要意义

油气资源是世界工业的“血液”,是世界经济的“稳定器”和“晴雨表”。油气资源在保障国民经济增长、促进社会进步和提高人民生活水平方面发挥着积极作用,但是基于油气资源的稀缺性以及化石能源的不可再生性,它又成为经济发展的重要制约因素,并对环境保护造成压力。

中国是能源资源严重短缺的国家。石油、天然气人均剩余可采储量仅有世界平均水平的 7.7% 和 7.1%。中国石油、天然气的可采年限分别只有 10 年和 25 年,而世界平均水平分别是 40 年和 56 年。近年来我国能源消费急剧增长,已经成为世界第二大能源消费国,能源依存度接近 60%。

根据国家发改委能源研究所预测,未来 20 年我国天然气需求量将显著超过煤炭和石油。天然气的供求矛盾将日趋紧张(见表 1-1)。2003 年,我国液化天然气进口量为 $488.99 \times 10^4 \text{t}$,然而根据业内预计,2010 年中国天然气进口量预计将上升到 $(210 \sim 260) \times 10^8 \text{m}^3$,2020 年达到 $(537 \sim 1037) \times 10^8 \text{m}^3$ 。供需矛盾日益突出,已经成为中国经济社会持续发展的最大制约,直接威胁国家经济安全。因此,开发利用能源和节约能源已经成为我国新时期能源经济面对的现实课题。

表 1-1 世界天然气探明储量前 15 位国家数据(截止 2008 年)

世界排名	国家	2008 年底探明储量 (10^{12}m^3)	占总量比例 (%)	储产比 (a)	所在区域
1	俄罗斯	43.30	23.4	72.0	欧亚
2	伊朗	29.61	16.0	>100	中东



续表

世界排名	国家	2008 年底探明储量 (10^{12}m^3)	占总量比例 (%)	储产比 (a)	所在区域
3	卡塔尔	25.46	13.8	>100	中东
4	土库曼斯坦	7.94	4.3	>100	中亚
5	沙特阿拉伯	7.57	4.1	96.9	中东
6	美国	6.73	3.6	11.6	北美
7	阿联酋	6.43	3.5	>100	中东
8	尼日利亚	5.22	2.8	>100	北非
9	委内瑞拉	4.84	2.6	>100	南美
10	阿尔及利亚	4.50	2.4	52.1	北非
11	印度尼西亚	3.18	1.7	45.7	东南亚
12	伊拉克	3.17	1.7	>100	中东
13	澳大利亚	2.50	1.4	65.6	太平洋
14	中国	2.46	1.3	32.3	东亚
15	马来西亚	2.39	1.3	38.2	东南亚

资料来源:《天然气战争》,石油工业出版社。

天然气蕴藏在地下约 3000 ~ 4000m 的多孔隙岩层中,属于清洁高效能源。与煤炭、石油等能源相比,天然气在燃烧过程中产生影响人类呼吸系统健康的物质极少,产生的二氧化碳仅为煤的 40% 左右,产生的二氧化硫也很少。天然气燃烧后无废渣、废水产生,具有使用安全、热值高、洁净等优势。采用天然气作为能源,可减少煤和石油的用量,因而可大大改善环境污染问题。天然气作为一种清洁能源,能减少二氧化硫和粉尘排放量近 100%,减少二氧化碳排放量 60% 和氮氧化物排放量 50%,并有助于减少酸雨形成,舒缓地球温室效应,从根本上改善环境质量。

在当前国际油价持续高涨的形势下,大力发展天然气,增加天然气在能源消费中的比重,可以有效缓解对石油供应的依赖和压力,改善我国的能源消费结构(见表 1-2)。

表 1-2 一次性能源消费情况及预测 单位:%

时间	煤	石油	天然气	水电 + 核能	新能源与可再生能源
2000 年	67.5	23.8	2.8	5.5	0.29
2010 年	62.5	23	5.5	8	1
2020 年	55	23	10	>10	>2

随着人们环保意识的提高,世界需求清洁能源的呼声高涨。各国政府相继通过立法程序来传达这种趋势,天然气因此被称为 21 世纪最具发展前景的洁净能源。

基于上述分析,加大天然气开发力度,提高天然气开发利用率的配套技术的研发和应用成

为油气行业发展的必然趋势。

(二) 国内外海上浮式 LPG 回收的现状

针对国际市场对 LPG 产品的旺盛需求,在 FPSO 上进行 LPG 回收成为目前国际海洋石油工业领域的重点发展趋势之一。以往海洋石油开发过程中所产生的石油气通常被燃烧掉,这不仅对环境造成了危害,还浪费了宝贵的能源。

因此,基于原有的 FPSO,国际石油作业者近年来提出了新概念的 LPG FPSO(浮式石油及液化石油气开采储卸装置)。采用这种海洋结构物对 LPG 进行回收处理,既可避免石油气燃烧造成大气污染和环境破坏,又可合理回收利用油气资源,创造可观的商业价值。根据这一特点,LPG FPSO 被认为具有良好的市场前景。

2002 年,日本 IHI(石川岛播磨重工株式会社)建成了世界上第一艘 LPG FPSO,并命名为 Sanha,该装置 2005 年 4 月投产。另有 2 艘 LPG FPSO 在船坞中改造而成。

中海油文昌 13-1/2 油田作业公司进行的轻烃回收系统改造工程,是在油田不停产的前提下,FPSO 不进坞,在海上就地改造加装 LPG 回收系统,将 FPSO 直接升级为 LPG FPSO,此项工程目前在国际上还没有先例,属于世界首创。

二、研究简介

文昌 13-1/2 油田位于海南省文昌市以东约 130km 的海域,是中海石油(中国)有限公司湛江分公司(简称中海油湛江分公司)担任作业者、与加拿大哈斯基石油公司(HUSKY ENERGY)合作经营的油田。油田采用了全海式油田开发模式,由文昌 13-1 和文昌 13-2 两座井口平台,以及一艘无自主推进动力的“南海奋进”号 FPSO 组成(见图 1-1)。

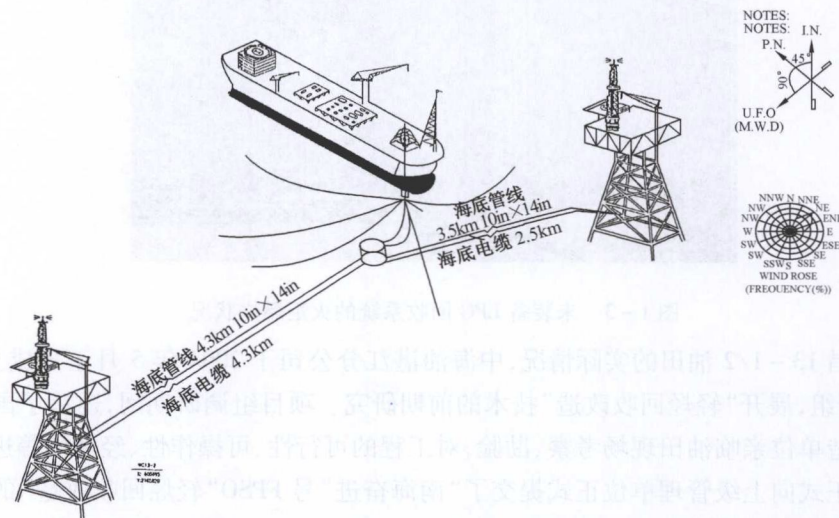


图 1-1 文昌 13-1/2 油田的设施图

“南海奋进”号 FPSO 是我国第一次自行研制、在台风条件下不解脱的内转塔式 FPSO,可以处理、储存和外输原油,设计处理能力为 $250 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。该 FPSO 于 2002 年 7 月在文昌 13-1/2 油田投产(见图 1-2)。

“南海奋进”号 FPSO 目前每天约生产处理数千吨的优质轻质原油,伴生气量大,伴生气中



图 1-2 “南海奋进”号 FPSO

富含重组分,其中丙烷组分含量高达 40% 以上,具有极高的回收价值。在 LPG 回收改造项目实施前,油田对伴生气的处理采用了国际上常规的做法,除部分用于发电满足油田日常生产生活使用外,其余均送往火炬塔燃烧排空(见图 1-3)。基于节约能源、保护环境的理念,中国海油近年来着力于研究油田伴生气的回收、回注、利用等相关课题。



图 1-3 未装备 LPG 回收系统的火炬燃烧状况

根据文昌 13-1/2 油田的实际情况,中海油湛江分公司于 2004 年 5 月正式成立“轻烃回收改造”调研组,展开“轻烃回收改造”技术的前期研究。项目组调研期间,邀请了国内外权威的设计与建造单位亲临油田现场考察、勘验,对工程的可行性、可操作性、经济性等进行了详细的分析。并正式向上级管理单位正式提交了“南海奋进”号 FPSO“轻烃回收改造”的可行性报告。随着项目研究工作的推进,通过系统测算评估得知,和轻烃回收后再送往陆上终端处理成 LPG 产品的方案相比,在 FPSO 上回收丙烷(C_3+)直接处理成 LPG 的方案更优。经过进一步评估,并经过上级主管部门审核批准,项目组决定升级改造方案,调整为“海上浮式 LPG 生产项目”。2004 年 12 月项目正式通过专家审查,2005 年 2 月获得批准实施。

整个工程由中海油湛江分公司统筹组织与管理,联合国内外有关单位的技术力量,共同研

究。从项目设计、设备采购、现场建造、驳运吊装、组装调试,一直到投产验收,历时一年多(见表1-3),于2006年11月一次性投产成功。

表1-3 关键节点列表

阶 段	关 键 时 间	事 件 内 容
立 项	2004. 11	可行性研究报告通过专家审查
	2005. 02	中海油正式批准该项目
	2005. 5	签订项目合同
建 造	2005. 07	提交设计文件
	2005. 07	陆地设备建造工作开始
	2005. 09	海上配套设施改造工作开始
	2006. 08	陆地设备建造工作完成
	2006. 08	LPG 项目所有设备吊装就位
	2006. 09	LPG 项目机械完工
投 产	2006. 10	通过试生产及投产检查通过验收
	2006. 11	成功投产

三、技术难点和创新点

(一) 技术难点

FPSO 属高危险的油气生产装置。依据国际惯例,对 FPSO 改造通常的做法是:海上油田停产、洗舱和清舱,工作人员撤离,FPSO 从系泊系统上解脱,用拖船拖回船厂,根据技术改造方案,进行加装设备与系统改造。FPSO 改造结束后,再用拖船拖回工作海域,重新与系泊系统联结,恢复生产。这种改造方法不仅造成海上油田生产中断,而且施工周期长,成本昂贵。

在现役 FPSO 上实施轻烃回收利用在国际尚属首次,缺乏相关技术标准及工程经验。特别是南海的海况具有突变性,在 FPSO 继续生产的情况下,在大量油气积聚的高危险、动态环境中进行就地改造,整个工程的每一项建造工作与设备安装环节都充满风险因素,风险极大。

项目的主要难点在于:

(1) 安全设计无适用标准。

LPG FPSO 设计技术在世界上刚刚起步,全球主要船级社都没有完整的规范与标准。维持“南海奋进”号 FPSO 原有的原油生产处理的功能,在不停产状态下增加 LPG 回收处理功能,在设计方面缺少适用的技术规范和准则。

(2) 多专业的协调难度大。

该项目是一项海上全系统、多专业的综合性改造设计。设计过程是一个充满冲突、矛盾的过程。其中包括生产需求与设计的冲突、紧凑的总体布置与安全间距需求的矛盾、结构重量与高回收率的矛盾等。如何协调统一各种冲突,给设计者带来考验,设计风险也随之增加。

(3) 不停产施工难度高。

在海上直接大规模地对 FPSO 进行不停产改造,国际尚无先例。需要在 FPSO 货油舱上甲板面进行长时间、大规模的动火作业,安全管理和风险监控难度大。在动态的且在生产的



FPSO上施工,常规的作业不能满足要求,必须采用创新的方法和措施。

(4)动态吊装难度高。

由于“南海奋进”号 FPSO 始终处于运动状态且水下设施众多,在吊装作业时,浮吊和驳船都不能抛锚定位,只能采用三船并靠捆绑的系泊方案。而作业的文昌海域,涌浪很大,海况具有突发性。在“三船捆绑”的动态条件下,安全有序地完成尺寸大、数量多的模块吊装工作,国际上尚无相同作业先例,难度很高。

(5)管理难度高。

参与本项目的国内外众多承包商都是第一次遇到这种技术项目,需要共同面对不可预见风险和难题,从组织管理、现场指挥、方案设计等各方面确保项目安全实施。整个项目管理富有极大的挑战性。

(二)项目的主要创新点

在世界海洋工程史上,海上油田不停产情况下在 FPSO 上实现就地改造尚无先例。“南海奋进”号 FPSO“海上浮式 LPG 回收”项目取得成功,在整个项目的设计、建造、风险控制技术中均有重大突破,已形成了独立自主的知识产权。本项目的主要创新点有:

- (1)全海浮式 LPG 回收技术;
- (2)在海上油气田进行不停产大规模动火改造的风险控制技术及管理策略;
- (3)在 FPSO 上不停产进行大规模改造技术;
- (4)模块支墩下无加强设计技术;
- (5)FPSO 艇挂单管外输 LPG 技术;
- (6)“三船并靠、不抛锚”吊装方案及海上精确就位技术。

四、意义

海上浮式 LPG 生产技术与实践取得成功,具有显著的经济效益和社会效益。

(1)在没有现成经验可借鉴、国际船级社缺乏 LPG FPSO 规范与标准的情况下,联合国内外优秀的研究、设计、建造力量,自主完成世界首例“海上浮式 LPG 回收”改造,使我国 FPSO 技术达到国际领先水平;项目所作的积极探索为世界制定 LPG FPSO 的相关国际规范和标准提供了参考依据;项目形成的具有自主知识产权的核心技术和经验具有在国际范围内广泛推行和应用的前景。

(2)项目积累的经验为将来油气田不停产、FPSO 不进坞改造提供了经验;为中国海油全海式的油气田开发,提高资源开发利用效率,开拓了新的思路。

(3)显著减轻了油田开发因燃烧伴生气给环境带来的压力,实现大幅度减排温室气体的目标。本成果的推广将为石油企业实现低碳清洁生产做出积极贡献。

(4)本项目联合了国际风险评估专家参与项目的安全管理,共同对大型高风险的海上工程项目的风险源辨识技术、施工风险控制技术、安全管理手段、安全管理机制进行创新应用,显著提高了油田的安全管理水平,所积累的经验为将来开辟同类项目作了重要技术及经验储备。

(5)创新开发“三船并靠、不抛锚”吊装方案,解决了在 FPSO 晃动、无动力、浮吊与运输驳船不能抛锚作业、自然环境及作业环境恶劣等条件下,进行大型吊装作业的难题,填补了国内“海上无系泊动态吊装”的技术空白。

(6)项目采用依托中海油现有的建造力量,联合国际上优秀科研企业、院所力量共同开发研究的管理策略,有效强化了项目对关键技术消化吸收的成效,为中国海油及关联公司培育了一批技术人才、获取了宝贵经验,进而为中国海油将来获取独立承担同类项目的资质作了重要准备。

第二节 技术论证

回收伴生气需要加装多个生产撬块,对 FPSO 原有复杂的管线、设备、电缆等布置做出调整。在不停产的情况下进行海上作业意味着极大的风险,改造、吊装、焊接等工序中稍有不慎将造成严重的灾难性后果。

中海油湛江分公司从技术、经济、风险以及实施策略方面进行有关分析论证为项目实施提供了科学依据。

一、回收工艺方案的选择

近年来,回收工艺流程系统的类型发展比较快。世界上应用比较普遍的轻烃回收流程方案有:VOC 回收系统、LPG 生产系统。下面就这两种方案进行论证、选择。

(一)轻烃回收方案

1. 工艺流程

以油田伴生气为原料回收挥发性有机化合物(简称 VOC)的方法主要有冷凝分离法、油吸收法、吸附法和膜分离法等。在选择回收工艺时需要考虑满足以下要求:

(1)文昌 13-1/2 油田轻烃回收系统生产的液烃需要由全压式液化气船运输,液化气船工作压力为 1.75MPa;

(2)在一定压力下调整原料气在系统主冷器中的冷凝温度,以保证冷凝回收的液烃产品的饱和蒸汽压满足运输要求;

(3)保证液烃产品饱和蒸汽压(在 45℃ 条件下)小于液化气船工作压力的条件下,要得到最佳的液烃回收率,须对系统的冷凝压力和冷凝温度进行优化;

(4)模拟计算的目标油田伴生气量为 $16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,海水预冷温度为 32℃。

“南海奋进”号 FPSO 的原油伴生气具有 C_{3+} 含量较高、压力偏低、可用压差小的特点。考虑上述要求,采用制冷剂制冷分离工艺回收轻烃最适合于 FPSO 的伴生气回收(见图 1-4)。

其工艺过程简述如下:

从二级分离器来的气体(压力 140kPa)在经压缩机增压至 550kPa 后与来自一级分离器的气体汇合,混合后的气体进入海水冷却器冷至 32℃,然后在三相分离器中除去游离水和液烃,最后通过分子筛干燥器,完成原料气的预处理。

经预处理后的原料气进入主冷器冷冻至冷凝温度后再进入低温分离器实现气液分离。其中液体部分与在三相分离器中产生的液烃汇合后输入液烃储罐,待罐满后输送给液化气运输船外销。而剩余干气通过主冷器换热后或经燃料气压缩机增压送至透平发电机组发电。

此方案降低了冷凝压力,生产的液烃产品饱和蒸汽压较低,可以采用全压式液化气船运输。同时,该方案与 FPSO 原有系统紧密结合,原有资源均被有效地利用,对油轮的原有生产

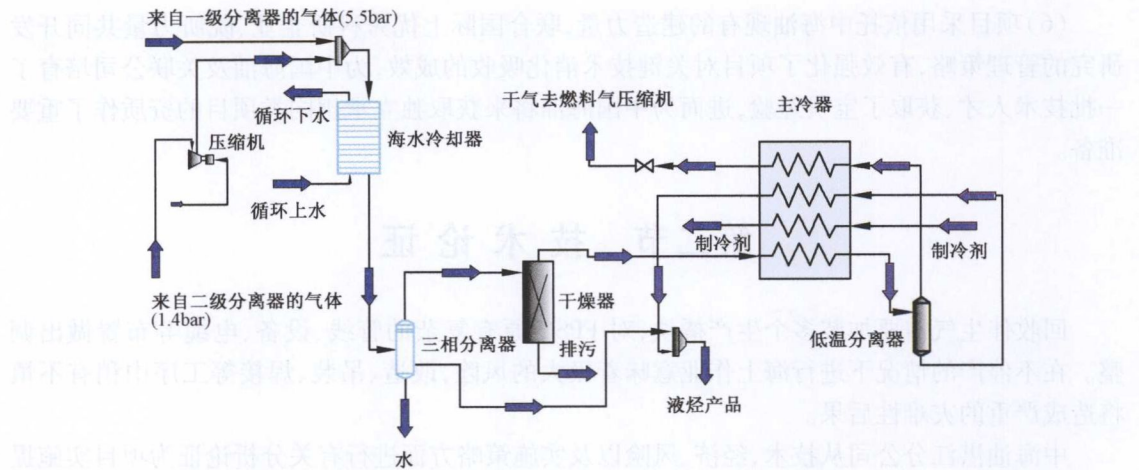


图 1-4 VOC 回收方案工艺流程图
(1 bar = 0.1 MPa)

秩序影响较小。

该方案的回收率如下。

VOC 产量:6635kg/h;

分离出 550kPa 干气: $8.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 去燃料气压缩机;

C_3+ 收率:84.82% (质量百分含量);

液烃饱和蒸汽压(45℃):170kPa。

2. 工艺设备的选择

(1)重要设备的选型:

原料气脱水采用分子筛干燥器;

为提高换热器换热效率,换热器采用板式换热器;

气体主冷器选择氨冷单元。

(2)系统设备汇总见表 1-4。

表 1-4 VOC 设备一览表

序号	设备名称	技术参数	单位	数量
1	除雾罐	DN1600 L2800 不锈钢	台	1
2	VOC 压缩机	排量:8000m ³ /h 出口压力最大 8bar	台	1
3	油分离单元	DN1400 H2800 不锈钢	套	1
4	油过滤/冷却单元	W1600 L2800 H3000 不锈钢钛合金	套	1
5	分离单元	DN1000 H2500 不锈钢	套	1
6	脱水单元	L3800 W 1600 H3300	套	1
7	二级冷凝/分离单元	L3500 W 2000 H3500 不锈钢	套	1
8	氨冷单元	L4500 W 2300 H3500	套	1

续表

序号	设备名称	技术参数	单位	数量
9	VOC凝液泵	排量:20m ³ /h 出口压力最大10bar	台	1
10	VOC储罐	1000m ³	台	
11	科里奥勒流量计	DN100 SS316	台	1
12	启动泵	排量:20m ³ /h 出口压力最大10bar	台	1
13	VOC蒸发器	L600 W 500 H1200 不锈钢	台	1
14	卷在转筒上的浮式外输软管	工作压力(最大):25bar	m	180
15	控制系统		套	1

注:1bar=0.1MPa。

(二)LPG 生产方案

1. 工艺方案

大舱气经鼓风机增压至 20kPa 后,与放空气汇合,进入压缩机系统将其增压至 1206.6kPa,再冷却至 35℃,随后在常温分离器中进行烃、气、水三相分离。分离出来的含少量污水排入 FPSO 的污油舱,液态烃经过液烃输送泵输送到脱丁烷塔进行处理,常温分离器分离出来的气经计量后,进入分子筛系统进行脱水。

脱水后的“干气”(露点达到 -60℃ 以下)分为三路:

第一路,气体(约 31000m³/d)用于分子筛的再生;

第二路,气体进入气/气换热器与来自吸收塔单元冷分离器的残余气体进行换热,冷却至 -11℃;

第三路,气体进入吸收塔塔底重沸器,作为热源与吸收塔的塔底产品进行换热。

其后,第三路经换热后的气体冷却至 15℃ 与第二路经过气/气换热器的气体汇合,进入丙烷制冷系统冷却至 -32.8℃ 后进入冷分离器分离。绝大部分 C₃₊ 轻质组分析出,经过冷分离器分离出的残余气体(主要组分为甲烷、乙烷)进入气/气换热器,与来自干气过滤器的部分气体进行换热,温度由 -32.8℃ 升至 30.8℃,排至火炬和其他干气用户。经冷分离器分离出的温度较低的轻烃(温度大约为 -32.6℃),通过冷回流泵重新打回至吸收塔上部。吸收塔塔底液相(主要组分为 C₃₊)则通过吸收塔塔底泵打至脱丁烷塔。其中,重组分被冷凝下来,轻组分则变得更纯。从塔顶出来的气体经过脱丁烷回流冷凝器凝析成液态烃,液态烃进入脱丁烷回流罐后,部分液烃通过脱丁烷回流泵自上部打回脱丁烷塔,其余则全部打至液化石油气储罐。在脱丁烷塔底的轻质油则经过冷却后回至 FPSO 的原油总管,回收工艺流程图见图 1-5。

方案的回收率如下。

LPG 产量:170t/d;

C₃₊ 收率:85%(质量百分含量);

真实蒸汽压(37.8℃):1430kPa。

2. 工艺设备选择

系统主要设备汇总见表 1-5。

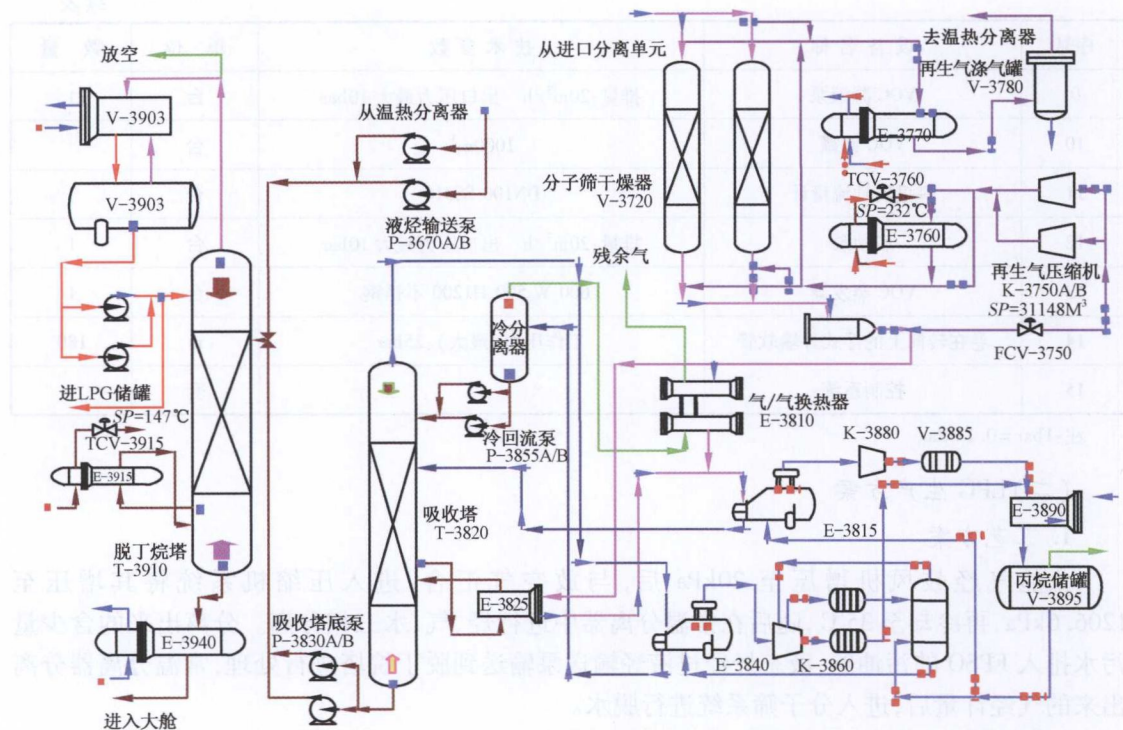


图 1-5 LPG 回收的工艺流程

表 1-5 LPG 设备一览表

序号	设备名称	技术参数	数量(台套)
1	进口鼓风机	马达:400/3/50 × P 功率:2. 24kW	1
2	进口压缩电动机	功率(kW):600 转速(r/min):1500 电制(V/P/Hz):6300/3/50	2
3	液烃输送泵	类型:立式离心泵 排量:12. 2m ³ /h 提供压头:435kPa 功率:7. 5kW 电制(V/P/Hz):400/3/50	2
4	分子筛	设计压力:1860kPa(在288℃下) 操作压力:1186kPa(绝对压力) 气处理能力:173900m ³ /d	2
5	分子筛进口凝聚器	设计压力:1860kPa 设计温度:66℃ 操作压力:1185. 9kPa 操作温度:34. 9℃	1