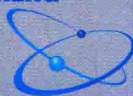


NANHAI XIBU HAISHANG  
YOUQITIAN JIENENG  
XIANJINJISHU  
YINGYONG



崔嵘  
主编

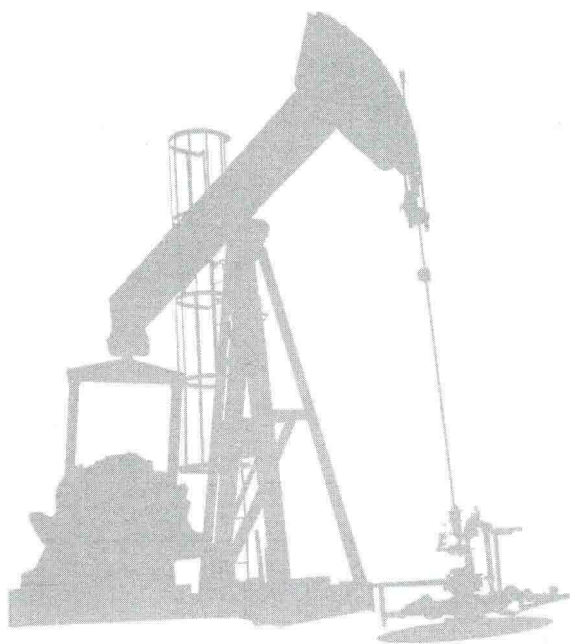
# 南海西部海上油气田 节能先进技术应用



化学工业出版社

# 南海西部海上油气田 节能先进技术应用

崔嵘 主编



化学工业出版社

· 北京 ·

本书主要介绍了中海石油（中国）有限公司湛江分公司在我国南海西部海上油气田历年生产过程中良好节能、节水技术应用案例，主要包括先进节能技术应用实践、典型节能改造实践和良好节能生产操作管理实践等内容。本书所引用的案例真实详尽，实用性强，具有重要的参考价值。

本书可供海上油气田生产管理、技术人员参考，也可供有关院校师生参考使用。

### 图书在版编目（CIP）数据

南海西部海上油气田节能先进技术应用/崔嵘主编. —北京：  
化学工业出版社，2016.1

ISBN 978-7-122-25725-3

I. ①南… II. ①崔… III. ①南海-海上油气田-油  
气田节能 IV. ①TE43

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2015）第 282273 号

---

责任编辑：刘军 张艳  
责任校对：王素芹

装帧设计：王晓宇

---

出版发行：化学工业出版社（北京市东城区青年湖南街13号 邮政编码100011）  
印刷：北京永鑫印刷有限责任公司  
装订：三河市胜利装订厂  
710mm×1000mm 1/16 印张12¼ 字数206千字  
2016年2月北京第1版第1次印刷

---

购书咨询：010-64518888（传真：010-64519686）  
售后服务：010-64518899  
网 址：<http://www.cip.com.cn>  
凡购买本书，如有缺损质量问题，本社销售中心负责调换。

---

定 价：120.00 元

版权所有 违者必究

## 本书编写人员名单

顾问： 谢玉洪 张国华 柯吕雄 高东升 唐广荣

主编： 崔 嵘

副主编： 刘小伟 刘祖仁 邵智生 徐振臻

编写人员：

张国礼	沈 宏	韦海明	李 力	熊永功	姚 平	欧光尧
常户星	邹木森	张 峙	叶冠群	戴 毅	曾庆军	张万兵
李跃喜	秦立峰	李劲松	谢培勇	张保山	卞超峰	田汝峰
张国欣	沈林冬	金海波	丁 辉	朱光辉	李晓磊	胡徐彦
彭远志	李晓刚	金光智	谢协民	蒋日新	杨根全	屈建红
李劲松	罗火箭	张海滨	李 达	卢 迪	呼晓昌	

# 前 言

中国的能源消费自 20 世纪 80 年代以来持续快速增长，在全球能源消费中的比重不断加大，1975 年中国所占比例不足 10%，2013 年已超过 22%。2014 年，中国能源消费总量达 42.6 亿吨标准煤，居世界第一。“十二五”前三年新增能耗达 5 亿吨标准煤，相当于增加了英国和意大利一年的能耗量。我国已成为世界最大的原煤进口国，净进口量超过 3 亿吨；2014 年，我国进口原油 3.1 亿吨，对外依存度达到 59.6%，远超安全警戒线；进口天然气 580 亿立方米，对外依存度首次超过 32.2%，能源安全形势严峻。

此外，我国二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放大大超过了环境承载能力，氨氮、重金属、持久性有机物等污染物治理任务紧迫，城市和农村污染事件频发，生态环境已无法继续承载粗放的能源生产与消费方式。近年来，雾霾在我国覆盖范围越来越广、发生频率越来越高、持续时间越来越长，严重损害人民身体健康。

面对能源消费增长过快、能源安全形势严峻、能源环境问题突出、生态环境压力增加、应对气候变化压力日益凸显等一系列问题，国家加强了节能减排管理工作，通过不断促进优化调整产业结构、推进淘汰落后耗能设备、推动大力实施节能减排技术改造项目、充分发展利用新能源等措施，减少能源消费，提高能源利用水平，减少污染物排放。

作为我国国民经济的基础产业，石油和化工行业是能源资源消耗较高的行业。“十一五”以来，石油和化工行业按照国家节能总体要求，加快产业结构调整步伐，积极推广节能新技术、新装备，不断加强企业能源管理，全行业节能工作取得一定进展。海上油气生产作为石油和化工行业的重要组成部分，其节能工作的开展情况对行业的整体节能战略布局至关重要。

海上油气生产是将海底油气藏中的原油或天然气开采出来，经过采集、油气水初步分离与加工、短期的储存、装船运输或经海底管道外输的过程。海上油气生产过程与陆上油气田及炼厂相同或相近，但由于海上油气生产是在海洋平台或其他海上生产设施上进行，相对陆地而言，是一项相对独立的与陆地隔离的生产活动，因而海上油气的生产与集输有其自身的特点，技术更复杂，投资更高，风险更大，安全等级要求更高，空间有限，实施节能减排投入更大、所受限制更多。

面对海上油气生产特点以及诸多困难，在中国海洋石油总公司节能减排办公室的要求和指导下，中海石油（中国）有限公司湛江分公司（以下简称“湛江分公司”）高度重视节能减排工作，以“节能增效低碳创新”为理念、以“节约能源降低能耗，提高能效降低成本，绿色低碳保护环境，技术创新管理创新”为方针，多措并举，大力推进节能减排工作，持续优化能源结构，不断提高能源利用水平，加大节能改造项目实施力度，大力推进淘汰落后产能，大胆创新、积极探索，在海上油气田生产中不断优化管理理念、应用先进技术。在节能管理方面，充分发挥节能减排考核“指挥棒”的作用，建立健全节能各项规章制度，推进节能精细化管理，积极探索能源管理体系和能源管理中心的建设，积极营造节能文化和理念，使节能工作深入生产一线。在节能技术方面，努力探索伴生气回收利用、透平余热回收、电力组网、电潜泵变频、海水淡化等技术的应用与推广，不仅实现了节能减排，满足了生产，而且为海上油气田先进节能技术的应用积累了大量的宝贵经验。除此之外，湛江分公司在天然气并网改造、设备节能改造、工艺节能改造、能量系统优化方面亦做了大量工作，节能工作取得了显著的成绩。2006年至2014年期间，总计节能52.9万吨标准煤，超出湛江分公司2014年的综合能源消费总量。

为进一步提升节能减排工作水平，深入践行国家、中国海洋石油总公司的有关指示要求，促进先进节能管理理念和节能技术在海上油气田生产设施上的推广和应用，湛江分公司组织编写了本书。本书对湛江分公司近年实施的节能减排措施进行了全面深入的总结，主要包括先进节能技术应用实践、典型节能改造实践和良好节能生产操作管理实践三部分，以供同类型企业参考借鉴。希望能为本行业企业节能减排水平的进一步提升提供助力。

编者

2015年10月

# 目 录

## 1 先进节能技术应用实践 / 1

- 1.1 海上平台及陆地终端 LPG 回收技术 1
  - 1.1.1 海上平台及陆地终端 LPG 回收技术概况 1
  - 1.1.2 海上平台及陆地终端 LPG 回收技术应用情况 3
- 1.2 海上平台及陆地终端放空天然气回收与利用技术 11
  - 1.2.1 海上平台及陆地终端放空天然气回收与利用技术概况 11
  - 1.2.2 海上平台及陆地终端放空天然气回收与利用技术应用情况 12
- 1.3 透平机组余热回收技术 20
  - 1.3.1 透平机组余热回收技术概况 20
  - 1.3.2 透平机组余热回收技术应用情况 22
- 1.4 海上石油平台电力组网技术 31
  - 1.4.1 海上石油平台电力组网技术概况 31
  - 1.4.2 海上石油平台电力组网技术应用情况 32
- 1.5 火炬点火系统升级改造技术 36
  - 1.5.1 火炬点火系统升级改造技术概况 36
  - 1.5.2 火炬点火系统升级改造技术应用情况 38
- 1.6 陆地终端气换电技术 47
  - 1.6.1 陆地终端气换电技术概况 47
  - 1.6.2 陆地终端气换电技术应用情况 48
- 1.7 海水淡化技术 52
  - 1.7.1 海水淡化工艺技术概况 52
  - 1.7.2 海水淡化工艺技术应用情况 54
- 1.8 雨水及空调冷凝水回收技术 59
  - 1.8.1 雨水及空调冷凝水回收技术概况 59
  - 1.8.2 雨水及空调冷凝水回收技术应用情况 61

## 2 典型节能改造实践 / 67

- 2.1 节约天然气 67
  - 2.1.1 崖城 13-1 气田凝析油无闪蒸工艺改造 67
  - 2.1.2 东方 1-1 平台透平压缩机出口管线及调速系统升级改造 70
  - 2.1.3 文昌 15-1A 平台放空天然气脱碳项目 76
  - 2.1.4 涠洲终端未稳定轻烃闪蒸罐改造项目 79
  - 2.1.5 涠洲终端负压闪蒸项目 81
  - 2.1.6 东方 1-1 气田火炬点火系统管线及流程改造 84
  - 2.1.7 东方 1-1 气田湿气压缩机点火工艺流程改造及优化 85
  - 2.1.8 涠洲油田群天然气并网项目 87
- 2.2 节约柴油 90
  - 2.2.1 文昌作业区惰气机改烧天然气项目 90
  - 2.2.2 东方 1-1 气田大修期间透平发电机改烧天然气项目 93
  - 2.2.3 海洋石油 116 增加段塞流控制阀项目 94
  - 2.2.4 乐东 22-1 气田新增燃料气缓冲罐项目 99
  - 2.2.5 涠洲 11-1A 改造淡水罐, 减少柴油消耗 101
  - 2.2.6 涠洲终端综合利用液化气, 降低柴油消耗 103
  - 2.2.7 东方 1-1 气田节省柴油改造和优化 107
  - 2.2.8 工作船待命水鼓利用项目 110
- 2.3 节约淡水 113
  - 2.3.1 涠洲 11-4 油田甲板地漏改造 113
  - 2.3.2 涠洲 11-4 油田造淡机在线清洗改造 115
  - 2.3.3 涠洲终端节约淡水案例 120
- 2.4 节约电力 123
  - 2.4.1 东方终端二期冷却水塔改造 123
  - 2.4.2 东方终端脱碳二期水力透平泵改造 127
  - 2.4.3 乐东 15-1 气田海水泵变频改造 128
  - 2.4.4 涠洲终端照明系统节能改造 132
  - 2.4.5 东方 1-1 气田安装 LED 灯及设置照明定时器 134
  - 2.4.6 涠洲 11-1 油田钠灯控制系统改造 136
  - 2.4.7 “南海奋进号” 电容补偿改造 138
- 2.5 综合节能减排项目 140
  - 2.5.1 “南海奋进号” LPG 系统和燃气系统综合调整项目 140



- 2.5.2 “南海奋进号” 新增浮选器装置 148
- 2.5.3 东方 1-1 气田三甘醇再生装置尾气排放系统改造 152
- 2.5.4 东方终端贫液增压泵改造 155
- 2.5.5 涠洲终端原油储罐切水管线改造 159
- 2.5.6 涠洲 11-4D 独立生产改造项目 163

### **3 良好节能生产操作管理实践 / 167**

- 3.1 南山终端凝析油连续处理减少天然气排放 167
  - 3.1.1 项目背景 167
  - 3.1.2 项目改造内容 168
  - 3.1.3 节能效果分析 169
  - 3.1.4 结论 171
- 3.2 崖城 13-1 气田使用氮气取代燃料气作为吹扫气和覆盖气 171
  - 3.2.1 项目背景 171
  - 3.2.2 项目改造内容 171
  - 3.2.3 节能效果分析 173
  - 3.2.4 结论 174
- 3.3 崖城 13-1 气田透平机水洗与切换同步工艺调整 174
  - 3.3.1 项目背景 174
  - 3.3.2 项目改造内容 175
  - 3.3.3 节能效果分析 175
  - 3.3.4 结论 176
- 3.4 香港终端销售天然气温度由 110°F 调整至 105°F 176
  - 3.4.1 项目背景 176
  - 3.4.2 项目改造内容 177
  - 3.4.3 节能效果分析 178
  - 3.4.4 结论 178
- 3.5 南山终端减少三甘醇汽提气量 178
  - 3.5.1 项目背景 178
  - 3.5.2 项目改造内容 179
  - 3.5.3 节能效果分析 179
  - 3.5.4 结论 180
- 3.6 东方终端优化工艺参数, 减少热媒炉启用台数 180

- 3.6.1 项目背景 180
- 3.6.2 项目改造内容 181
- 3.6.3 节能效果分析 181
- 3.6.4 结论 182
- 3.7 东方终端优化工艺参数，减少干气压缩机启动台数 182
  - 3.7.1 项目背景 182
  - 3.7.2 项目改造内容 182
  - 3.7.3 节能效果分析 182
  - 3.7.4 结论 183

## 参考文献 / 184

# 1

## 先进节能技术应用实践

### 1.1 海上平台及陆地终端 LPG 回收技术

#### 1.1.1 海上平台及陆地终端 LPG 回收技术概况

##### 1.1.1.1 技术基本原理

液化石油气 (LPG) 主要有两大来源, 即油田伴生气处理和炼油过程中的副产品, 其中从油田伴生气中回收生产出的 LPG 占世界 LPG 总产量的 60%, 其余 40% 为炼油副产品 LPG。油田伴生气中除含有甲烷外, 往往还含有一定量的乙烷、丙烷、丁烷以及更重的烃类, 有时还含有少量非烃类, 液化石油气 (LPG) 回收就是将天然气中除甲烷外的一些烃类予以分离和回收, 从资源综合利用角度讲, 是天然气 (伴生气) 利用的一部分。液化石油气 (LPG) 回收, 在我国通常被称为天然气凝液回收或轻烃回收。

国外油田伴生气 LPG 回收技术和国内天然气凝液回收技术主要有三种: 吸附法、油吸收法和冷凝分离法, 其中冷凝分离法应用最为普遍。

吸附法由于缺点较多, 因而目前应用很少。油吸收法按照吸收温度不同又可分为常温、中温和低温油吸收法三种。中温油吸收法温度一般为  $-20^{\circ}\text{C}$ ,  $\text{C}_3$  收率在 40% 左右; 低温油吸收法温度一般为  $-40^{\circ}\text{C}$  左右,  $\text{C}_3$  收率在 75%~85%,  $\text{C}_2$  收率一般为 35%~50%。

根据提供冷量的方法不同, 冷凝分离法又分为冷剂制冷法、直接膨胀制冷法和联合制冷法。联合制冷法又称为制冷剂与直接膨胀联合制冷法。顾名思义, 此法是冷剂制冷法与直接膨胀制冷法两者的联合, 即冷量来自两部分: 一部分由膨胀冷法提供, 一部分则由冷剂制冷法提供。当原料气组成较丰富, 或其压力低于适宜的冷凝分离压力, 为了充分、经济地回收天然气液而设置原料气压缩机时, 应采用有冷剂预冷的联合制冷法。由于当前国内对 LPG 的需求量较高, 提高 LPG 收率通常是天然气处理的重要考虑, 因此膨

胀制冷加冷剂（一般为丙烷）制冷的联合工艺已成为国内 LPG 回收的主流技术组合。

典型 LPG 回收工艺流程如图 1-1 所示。

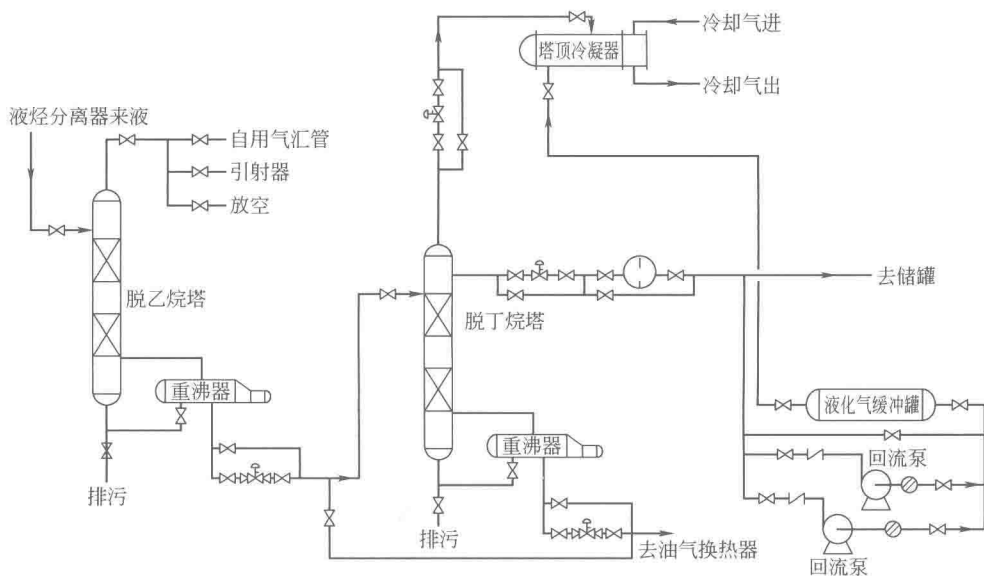


图 1-1 典型 LPG 回收工艺流程

### 1.1.1.2 主要技术指标与技术难点

#### (1) 主要技术指标

① 从油田伴生气中分离提取液化石油气 (LPG) 以及戊烷以上 ( $C_{5+}$ ) 轻油，其中丙烷 ( $C_3$ ) 回收率不小于 80%， $C_{4+}$  以上轻烃回收率达到 99.6% 以上。

② 根据《油气田液化石油气》(GB 11174—2011) 规定，产品组分为  $C_3/C_4$  的液化石油气需满足以下标准：饱和蒸气压 ( $37.8^{\circ}C$ )  $< 1380kPa$  (g)； $C_{5+}$  最大含量  $< 3.0\%$  (摩尔分数)；温度  $< 40^{\circ}C$ 。

#### (2) 主要技术难点

油气集输技术的良好利用、增压设备的合理选型、平台装置场地的选择、改造安全控制等。

### 1.1.1.3 技术推广前景

加快开发适合我国特点的海上平台及陆地终端 LPG 回收工艺技术研究、加大对相关应用技术研究的力度和投入，已成为天然气应用开发领域的重要课题之一。海上平台及陆地终端 LPG 回收技术在陆岸终端和 FPSO 具有广阔的发展前景。

### 1.1.2 海上平台及陆地终端 LPG 回收技术应用情况

文昌 13-1/2 油田“南海奋进号”FPSO、涠洲终端、南山终端均建立了油气田伴生气 LPG 回收设施，每年 LPG 回收量  $5 \times 10^4 \text{t}$ 。

#### 1.1.2.1 文昌 13-1/2 油田放空天然气 LPG 回收项目

##### (1) 项目概况

文昌 13-1/2 油田放空天然气 LPG 回收项目概况如表 1-1 所示。

表 1-1 文昌 13-1/2 油田放空天然气 LPG 回收项目概况

项目名称	文昌 13-1/2 油田放空天然气 LPG 回收技术应用
项目概述	文昌 13-1/2 油田是中国海洋石油南海西部地区第一个以中方作为作业者的合作油田，合作伙伴是加拿大哈斯基公司。油田现由文昌 13-1 和文昌 13-2 组成，于 2002 年投产售油。文昌 13-1/2 油田由两个井口平台和一艘没有自航动力的“南海奋进号”浮式生产处理储油装置(FPSO: floating production storage and offloading vessel)组成，在原油生产过程中，油田生产处理装置的一级和二级分离器析出大量的油田伴生气，改造前这些气体除供应燃气透平发电机作为燃气外均送至火炬燃烧排放，造成较大浪费，经气质分析确认该气中富含轻烃。新建的 LPG 回收装置可以回收大量的液化石油气，节能、经济效益明显。
主要设备	<ul style="list-style-type: none"> <li>①进口压缩、分离系统</li> <li>②分子筛脱水系统</li> <li>③丙烷制冷系统</li> <li>④吸收单元系统</li> <li>⑤脱丁烷单元系统</li> <li>⑥冷却系统</li> <li>⑦LPG 储存、外输系统</li> </ul>
建设期	24 个月
节能效果	每年回收 LPG 约 $2 \times 10^4 \text{t}$

##### (2) 项目背景

文昌 13-1/2 油田于 2002 年 7 月 7 日投产，在生产过程中，一级、二级分离器析出大量的油田伴生气，这些伴生气除供发电机使用外均送火炬燃烧，浪费量较大。

经过化验，伴生气中  $C_3$ 、 $C_4$  含量接近 40%。因此文昌作业公司邀请中国石油西南油气田分公司天然气研究院、中国船舶及海洋工程设计研究院（708 所）对“南海奋进号”FPSO 轻烃回收（LPG）项目进行前期调研并做了可行性研究报告。2005 年 5 月完成主要设备招标采购，2005 年 8 月份开始设备建造，2006 年 8 月完成海上吊装，2006 年 10 月 20 日海上油田试生产，日产 LPG $170\text{m}^3$ 、轻油  $100\text{m}^3$ 。

### （3）项目改造内容

① 项目实施前生产概况 从井口出来的油、气、水混合物经海底管线，输送到“南海奋进号”FPSO 一级分离器（V-2201A/B/C）进行气液分离，原油及少量水进入二级分离器（V-2202）进行降压气液分离，气体经火炬分液罐（V-3301）后放空至火炬燃烧。一级分离器出来的气体经冷却、压缩、再冷却后，供透平发电机使用，多余的气体经火炬分液罐处理后放空至火炬。流程示意图见图 1-2。

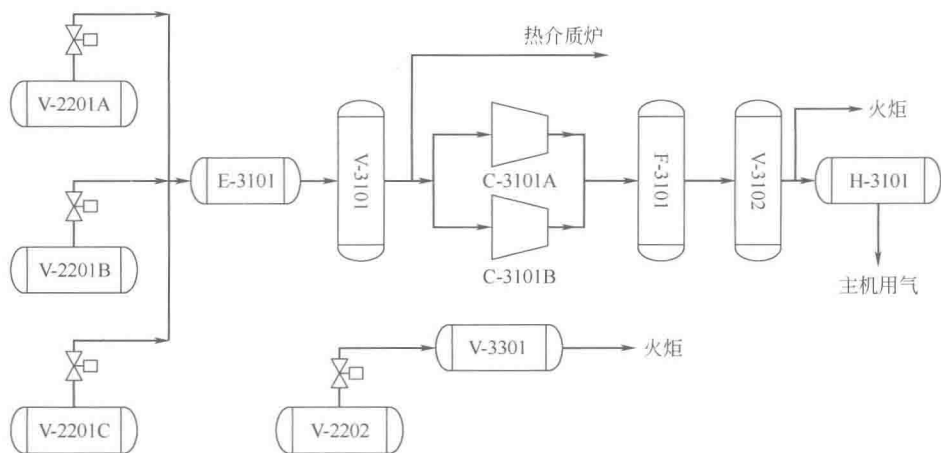


图 1-2 油田伴生气处理流程

文昌 13-1/2 油田气油比不高，但气体中的  $C_{3+}$  以上的组分占了 45% 以上，具有较好的回收价值。

② 项目实施后生产概况 “南海奋进号”FPSO 轻烃回收（LPG）项目主要是对放空伴生气进行回收利用，项目实施后，在 FPSO 新增了一套 LPG 回收处理装置、四个 LPG 储罐、LPG 计量撬块和 LPG 外输撬块。LPG 处理流程如下：

部分来自大舱的燃气经增压至 20kPa 后，与火炬放空系统的气体汇合，经进口分离器除液后进入进口压缩机，进口压缩机将原料气由 20kPa 压缩至 1206.6kPa（绝对压力）。压缩后的燃气经过压缩机后冷却器冷却至 35℃，此

时,部分水与较重的轻烃液化后进入常温分离器,进行油、气、水三相分离,分离出的生产水排入污水处理系统进行处理,液态烃经重烃输送泵输送至脱丁烷塔进行处理,自常温分离器分离出来的气体进入分子筛进口过滤器,除去其中的杂质颗粒和液滴以保护分子筛。

经过滤后的气体进入分子筛脱水单元进行脱水,脱水后的干气露点应达到 $-60^{\circ}\text{C}$ 以下,然后经过脱水的干气进入干气过滤器除去其中的固体杂质,再分为三路:少部分气体用于分子筛的再生;部分气体进入气/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 $-17.1^{\circ}\text{C}$ ;另外一部分气体进入吸收塔塔底吸收重沸器,作为热源与吸收塔的塔底产品进行换热,换热后的气体冷却至 $17.6^{\circ}\text{C}$ 与另外一路经过气/气换热器的气体汇合,进入丙烷蒸发冷却器进行冷却,冷却至 $-6.7^{\circ}\text{C}$ 后自吸收塔的中部位置进入吸收塔。在吸收塔内,沉降到底部收液塔盘的大部分液相进入塔底重沸器,与来自干气过滤器的气体换热至 $26.7^{\circ}\text{C}$ ,汽化后的轻质组分与经过丙烷蒸发冷却器冷却后未凝气体一起进入丙烷制冷冷凝器进行冷却,温度由 $-18.5^{\circ}\text{C}$ 冷却至 $-32.8^{\circ}\text{C}$ 后进入冷分离器分离。在冷分离器中绝大部分 $\text{C}_{3+}$ 轻质组分冷凝析出,冷分离器分离出的残余气体(主要组分为甲烷、乙烷)与经过干气过滤器过滤的气体经过气/气换热器进行换热,温度由 $-32.8^{\circ}\text{C}$ 加热至 $30.8^{\circ}\text{C}$ 。经冷分离器分离出的温度较低的轻烃(温度大约为 $-32.6^{\circ}\text{C}$ )通过冷回流泵自吸收塔上部重新打回吸收塔,为吸收塔提供一定的塔顶温度,并与吸收塔内挥发的气相形成逆向传质传热。吸收塔塔底液相(主要组分为 $\text{C}_{3+}$ )则通过吸收塔塔底泵输送至脱丁烷塔。

来自吸收塔和热分离器的液态烃进入脱丁烷塔中部进行闪蒸,在塔中部闪蒸出来的气体从塔的上精馏柱自下而上运动,并与脱丁烷回流罐打回的液相回流进行传质传热,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塔顶冷凝器冷凝后凝析成液态烃,液态烃进入脱丁烷回流储罐后,部分液烃通过脱丁烷回流泵自上打回脱丁烷塔控制塔顶温度,其余则全部输送至液化石油气储罐。在脱丁烷塔中部闪蒸出来的液相以及回流液态烃自上而下移动过程中与脱丁烷重沸器蒸出的气相进行传质传热,其中轻组分不断被蒸发,重组分则变得更纯。脱丁烷塔底的液体进入脱丁烷重沸器,温度由 $141.3^{\circ}\text{C}$ 上升至 $147.2^{\circ}\text{C}$ ,部分液体被汽化,作为塔底气相回流,塔底轻质油则经过冷却后回至原油总管。

经过处理合格的液化气直接进入液化气储罐,然后通过外输计量系统定期将液化气输入液化气船运走。

LPG 处理系统流程见图 1-3。

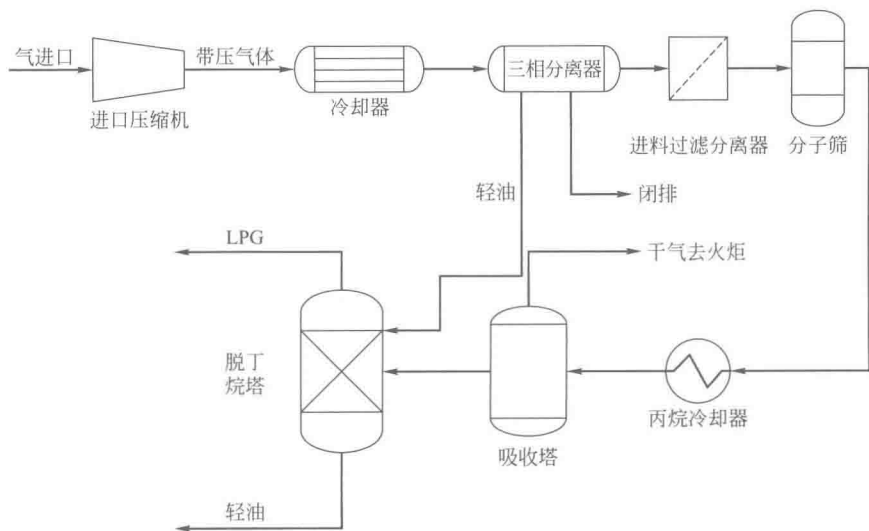


图 1-3 LPG 处理系统流程

#### (4) 节能效果分析

文昌 13-1/2 油田 LPG 回收装置投产后，2006—2010 年回收 LPG、轻油产量见表 1-2。

表 1-2 装置回收 LPG、轻油产量 单位： $10^4 \text{ m}^3$

项目 \ 年份	2006	2007	2008	2009	2010	合计
LPG	0.87	4.38	4.13	3.64	2.90	15.92
轻油	0.57	3.09	2.99	2.78	2.07	11.50

节能量计算如下：

LPG、轻油折标系数见《常用能源与耗能工质当量值与等价值标煤系数表》，LPG 取  $1.714 \text{ kgce/kg}$ ，轻油取柴油值  $1.4571 \text{ kgce/kg}$ ；LPG、轻油密度根据油田实测，分别取  $0.546 \text{ t/m}^3$ 、 $0.86 \text{ t/m}^3$ ；LPG 装置系统额定功率  $1059 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，系统效率 85%，一年按 330d 计算，2006 年 10 月 20 日投产，2006 年按 65d 计算 [电力折算系数取  $0.1229 \text{ kgce}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ]。

LPG： $15.92 \times 0.546 = 8.69 \times 10^4 \text{ (t)}$ ，折算成标煤  $14.89 \times 10^4 \text{ tce}$ 。

轻油： $11.5 \times 0.86 = 9.89 \times 10^4 \text{ (t)}$ ，折算成标煤  $14.41 \times 10^4 \text{ tce}$ 。



LPG 装置耗能计算：

$$(65+4 \times 330) \times 0.1229 \times 1059 \times 24 \times 0.85 / 1000 = 3677 \text{ (tce)}。$$

“十一五”期间文昌 13-1/2 油田 LPG 回收装置节能量为：

$$(14.89+14.41) - 3677 / 10000 = 28.93 \times 10^4 \text{ (tce)}。$$

#### (5) 结论

文昌 13-1/2 油田 LPG 回收处理装置是海油发展史上的一个创举，国内首创全海式 LPG 回收，项目实施后节能减排效果非常明显，仅“十一五”期间就回收能量  $28.93 \times 10^4$  tce，同时大大减少温室气体排放，为缓解国内能源紧张做出了极大的贡献。

### 1.1.2.2 南山终端 LPG 回收项目

#### (1) 项目概况

南山终端 LPG 回收项目概况如表 1-3 所示。

#### (2) 项目背景

南山终端处理厂主要由天然气、凝析油两部分处理设施组成，负责处理海上气田输送来的油气。天然气处理设施进行天然气脱水、脱液处理，以保证下游用户对烃露点的要求；凝析油处理设施主要进行油、气、水三相分离，获得合格稳定的凝析油以便销售。

表 1-3 南山终端 LPG 回收项目概况

项目名称	南山终端 LPG 回收项目
项目概述	<p>南山终端原有天然气工艺处理设施的主要任务是处理由崖城 13-1 平台输送过来的天然气和凝析油；对天然气进行脱水，降低烃的露点，经计量交付下游用户；对凝析油进行脱水，稳定后储存外销</p> <p>由崖城 13-1 平台输送过来的流体中含有大量的液化石油气(LPG)组分(C<sub>3</sub>、C<sub>4</sub>)，南山终端原设计只是对天然气进行简单的处理，分成气相(销售气)和液相(凝析油)就作为最终产品销售给用户，没有考虑 LPG 的分离和回收，从而造成高价格的 LPG 混合在低价格的销售气相和凝析油中销售给下游用户。其次，南山终端凝析油储罐是常压操作，凝析油中的 LPG 在存储过程中部分闪蒸后进入低压火炬系统燃烧掉，这不仅造成一定的经济损失，而且也不符合国家的节能减排政策。为了解决上述问题，湛江分公司于 2012 年在南山终端建设一套 LPG 回收装置来回收天然气中的液化石油气</p>