

# 中海油首套天然气一体化处理装置系统优化 与实践经济效益

唐浩 赵宇昊 虞声明 叶敬红 于浩

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司乌石油田作业公司, 广东 湛江 524000)

**摘要:** 乌石油田作为我国海上首个全方位绿色设计油田, 是中国海油践行绿色低碳发展战略的核心载体。针对传统海上油田伴生气“发电自用+剩余放空”模式存在的资源浪费与碳排放超标问题, 该油田设计了“伴生气全链条转化为LNG与LPG高附加值产品”的处理工艺, 通过“六站合一”的空间集成与绿色工艺融合, 实现“变废为宝、减碳增效”的发展目标。系统阐述乌石油田天然气处理系统的技术架构、关键工艺参数、系统投用及操作要点, 详细分析试生产过程中的技术攻关成果, 深入探讨现存问题与优化解决方案, 并总结“工程生产一体化”的实践经验, 为海上油田天然气高效回收提供可复制、可推广的技术范式与行业参考。

**关键词:** 天然气一体化; 系统优化; 工艺参数优化; 双碳; 经济效益

**中图分类号:** TE53 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167(2026)007-0101-04

## Optimization and Practical Economic Benefits of the First Gasification Integrated Treatment System of CNOOC

Tang Hao, Zhao Yuhao, Yu Sheng, Ye Jinghong, Yu Hao (China National Offshore Oil Corporation (China) Limited Zhanjiang Branch U Petroleum Field Operations Company, Zhanjiang Guangdong 524000, China)

**Abstract:** The U Oilfield, as China National Offshore Oil Corporation's first fully green-designed offshore oilfield, is the core carrier for implementing the company's green and low-carbon development strategy. In response to the problems of resource waste and excessive carbon emissions in the traditional offshore oilfield associated gas "power generation for self-use + remaining gas venting" mode, this oilfield has designed a processing technology of "converting associated gas into high-value-added products such as LNG and LPG along the entire chain". Through the spatial integration of "six stations combined into one" and the integration of green processes, it achieves the goal of "transforming waste into treasure and reducing carbon emissions to increase efficiency". This paper systematically elaborates on the technical architecture, key process parameters, system commissioning and operation points of the U Oilfield's natural gas processing system, thoroughly analyzes the technical breakthroughs during the trial production process, deeply discusses the existing problems and optimization solutions, and summarizes the practical experience of "engineering production integration", providing a replicable and scalable technical model and industry reference for efficient natural gas recovery in offshore oilfields.

**Keywords:** Integrated natural gas; System optimization; Process parameter optimization; Dual carbon; Economic benefits

在“双碳”目标引领下, 海上油气田开发面临着资源高效利用与生态环境保护的双重使命。传统海上油田伴生气处理模式中, 未被利用的伴生气通过火炬放空燃烧, 会造成宝贵油气资源的严重浪费, 其燃烧产生的大量二氧化碳、氮氧化物等污染物也与绿色发展理念相悖, 成为制约行业高质量发展的突出痛点。

中国海油作为我国海洋油气开发的领军企业, 积极探索海上油田绿色开发新路径, 乌石油田群的建设与投产正是这一战略的关键实践。该油田突破传统开发模式, 建成中海油首套天然气一体化处理装置, 构建了涵盖增压、脱酸、脱水脱汞、轻烃回收及液化五大核心单元的完整处理系统。项目团队以“磐石、穿石、

同舟、辟径、决胜”的“乌石力量”攻坚克难, 拼搏建设15个月, 抢出逾8个月的宝贵工期, 刷新了中国海油同类终端项目建设最快纪录。本文基于乌石油田天然气一体化处理装置系统优化的实践经验, 从技术架构、系统优化方案及攻关成果等方面展开深入研究, 为行业绿色低碳转型提供技术支撑。

### 1 油田概况

#### 1.1 项目背景与战略定位

乌石油田群地处我国南海, 属于国内首个依据“全方位绿色设计”理念进行规划建设的海上油田, 其战略核心在于推动油气资源开发与生态环境保护协调并进, 积极探索海上油田“减排增效”的可持续开发路

径。该项目的实施是中国海油贯彻国家“双碳”目标、促进能源体系转型的关键行动，通过全程回收与资源化利用伴生气，有效解决了以往海上油田开发存在的资源利用率低与碳排放过高的问题，为我国海上油气田的绿色开发提供了示范。

## 1.2 核心设计理念与创新模式

### 1.2.1 “六站合一”空间集成设计

乌石油田改变了传统海上油田站点分散的布局方式，创新采用“六站合一”的空间集约设计方案，在占地仅约 300 亩的乌石终端场地内，将原油处理站、生产水处理站、液化天然气处理站、液化石油气处理站、变电站及 5G 基站六大功能设施进行一体化整合。这一设计显著节约了海上平台与陆上终端用地，减少了工程建设投入，同时增强了各系统之间的协同运作效能，成为中国海油践行绿色开发的示范项目。

### 1.2.2 资源利用创新模式

在资源利用模式上，该油田突破“发电自用+剩余放空”的局限，建成中海油首套天然气一体化处理装置，通过全链条工艺技术将伴生气转化为 LNG（液化天然气，Liquefied Natural Gas）和 LPG（液化石油气，Liquefied Petroleum Gas）两种高附加值产品，实现了伴生气全回收利用，真正达成“变废为宝、减碳增效”的核心目标。其中，LNG 产品经罐区储存后装车外销，LPG 产品通过专用储罐存储并实现市场化销售，形成了完整的资源化利用产业链。

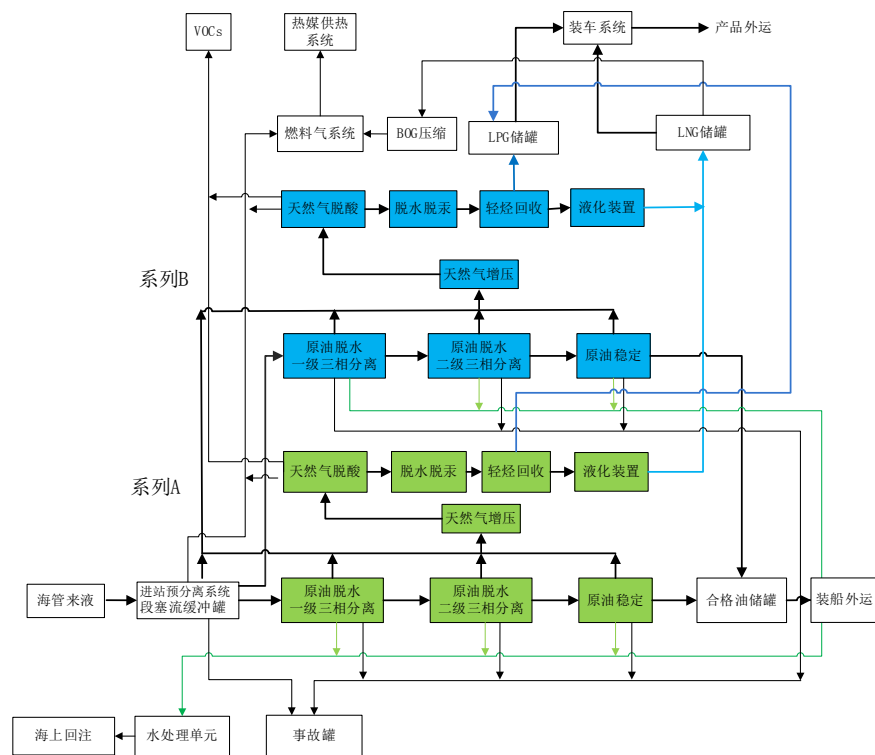


图 1

## 2 天然气处理系统技术架构

### 2.1 系统整体设计参数

乌石终端天然气处理系统采用 A/B 双系列对称设计，两个系列规模完全一致，单系列处理能力为  $23 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，系统总处理能力达到  $46 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。该设计既保障了系统运行的稳定性与可靠性，又为后续产能扩容预留了灵活空间，可根据井口天然气产量变化实现单系列或双系列运行切换。系统布局中，除脱水脱汞单元为两系列共用外，增压、脱酸、轻烃回收及液化单元均分为 A/B 两个系列独立运行，进一步提升了系统运行的灵活性与容错性。

### 2.2 核心单元工艺技术

#### 2.2.1 增压单元

增压单元是天然气处理系统的前置动力模块。其工艺流程为：原油处理部分脱出的天然气经三级压缩送至下游处理单元，具体分为三步：①原稳塔顶分液罐分离出的气相进入原稳气一级压缩机增压至 400kPaA；②二级三相分离器分离出的天然气与一级增压后的原稳塔顶气汇合，进入原稳气二级压缩机增压至 900kPaA；③增压后的天然气与来自一级三相分离器和段塞流捕集器的天然气汇合，进入伴生气压缩机增压至 3500kPaA，最终送至天然气处理下游单元。

#### 2.2.2 脱酸单元

脱酸单元采用活化 MDEA（甲基二乙醇胺）法吸收再生工艺，核心原理是利用 MDEA 溶液对天然气中的酸性组分（主要为二氧化碳和硫化氢）进行选择吸收，实现天然气的净化处理，目标是将  $\text{CO}_2$  含量脱除至 50ppm 以下。

#### 2.2.3 脱水脱汞单元

脱水脱汞单元运用三塔分子筛吸附工艺，并同时天然对天然气中的水分与汞进行深度脱除，为后续液化环节供应达标的原料气，目标是使天然气含水量降至 1ppm 以内，水露点低于  $-60^\circ\text{C}$ 。

#### 2.2.4 轻烃回收单元

轻烃回收单元主要是采用冷却分馏工艺，经由脱乙烷塔与液化石油气塔的两级分馏过程，从天然气中分离获得 LPG 产品，关键控制参数包括两塔的塔底温度及塔顶压力。

#### 2.2.5 液化单元

液化单元作为天然气转化为 LNG 产品的关键环节，主要是采用

混合制冷工艺，以氮气、甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷五种组分构成混合冷剂，依托不同冷剂相变温度的差异，从而实现逐级制冷，最终将天然气冷却至  $-162^{\circ}\text{C}$  并液化为 LNG。

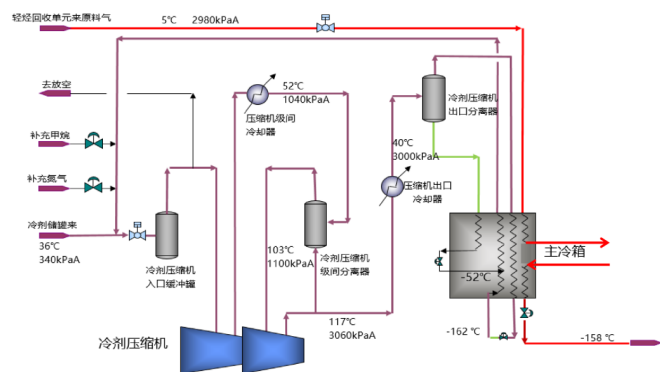


图2 工艺流程图

### 3 系统投用与操作要点

系统投用顺序依次为：增压单元 - 脱酸单元 - 脱水脱汞单元 - 轻烃单元 - 液化单元。

#### 3.1 增压单元操作要点

投用原稳气一、二级压缩机及伴生气压缩机级间各冷却器；给原稳气一级入口缓冲罐充压至 140kPa 稳定；启动原稳气一级、二级压缩机，控制一级入口压力 140kPa、二级入口压力 250kPa；待原稳气二级压缩机出口压力稳定 780kPa 后启动伴生气压缩机。

#### 3.2 脱酸单元操作要点

MDEA 胺液浓度控制：45% 至 55%，避免胺液变质失效；胺液循环量调节：约 10t/h；再生塔温度控制：118 至 123 $^{\circ}\text{C}$ ，超过 130 $^{\circ}\text{C}$  会导致胺液不可逆降解；液位控制：吸收塔、再生塔液位控制在 60% 至 70%， $\text{CO}_2$  分液罐液位控制在 50%；溶液过滤：维持 10% 的溶液循环量。

#### 3.3 脱水脱汞单元操作要点

保证连续稳定进气，避免吸附器床层受损；再生气温度控制在 250 至 280 $^{\circ}\text{C}$ ；检查聚结器压差，及时更换滤芯；定期取样检测，确保水露点小于  $-60^{\circ}\text{C}$ 。

#### 3.4 轻烃单元操作要点

脱乙烷塔实际操作温度 90 $^{\circ}\text{C}$ ，LPG 塔 132.5 $^{\circ}\text{C}$ ，避免温度过高导致重组分循环或过低造成轻组分损失；根据回流罐液位控制回流量，回流泵至回流罐保持一定开度，防止泵憋压或气蚀；保障 LPG 塔顶冷却器冷却效果，避免温度偏高导致回流罐压力升高，造成 LPG 放空。

#### 3.5 液化单元操作要点

按照冷剂色谱分析结果，实时优化氮气、甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷的配比，保障压缩机运行工况最优；

在冷箱温度上升时及时补充冷剂，确保其下部温度保持于  $-160^{\circ}\text{C}$ ；参考喘振点与喘振曲线的间距，调节防喘振阀开度及压缩机转速，如果喘振点接近曲线则开大阀门，并提升转速；为提高处理能力，在安全允许范围内尽可能提高转速、减小防喘振阀开度。

### 4 系统优化与实践经济效益

该系统自 2024 年下半年投产后，曾经面临压缩机处理能力偏低、分子筛脱水效率不足、LNG 产量受限等多重技术挑战。油田现场通过成立专项攻关团队，开展系统性技术分析与试验验证，逐步攻克各项技术难题。至 2025 年 10 月，生产数据已实现显著提升，经济效益明显增强。

#### 4.1 压缩机处理量提升技术攻关与效益

##### 4.1.1 问题诊断

在投产初期，单台伴生气压缩机的处理能力仅为 8000 $\text{m}^3/\text{h}$ ，明显低于 9600 $\text{m}^3/\text{h}$  的设计指标。检测分析表明，缸体内径尺寸与运行参数匹配度不足，导致动力传递效率偏低，这是处理量未达要求的主要原因。

##### 4.1.2 优化方案与实施

确定了镗缸扩容与内部构件改进相结合的改造措施：首先对压缩机缸体进行精密镗削以扩大内径尺寸，增加缸内容积；其次更换为高效能气阀组件，优化气阀结构设计，降低气体泄漏损失；最后重新调整气门间隙，增强动力传递的稳定性。

##### 4.1.3 优化经济效益

经过改造以后，单台压缩机处理气量稳步提高至 10500 $\text{m}^3/\text{h}$ ，处理能力增加 31.25%，每年可减少约 4380 万  $\text{m}^3$  的资源损耗，并降低二氧化碳排放约 8.64 万 t。

#### 4.2 分子筛脱水工艺优化与效果

##### 4.2.1 问题表现

初始设计中，分子筛运行程序为“吸附 8h-再生 8h-冷却 8h”，实际运行中天然气水露点仅能降至  $-50^{\circ}\text{C}$  左右，无法满足液化单元  $\leq -80^{\circ}\text{C}$  的要求，存在冻堵风险。

##### 4.2.2 原因分析与方案优化

经数据回溯与试验分析，原有程序冷却时间过长，冷却 2h 即可将床层温度降至 40 $^{\circ}\text{C}$  以下，继续冷却会导致分子筛过度吸水，吸附容量提前饱和。据此优化为“双吸附-再生-冷却”模式，即“吸附 8h+8h-再生 6h-冷却 2h”，确保再生彻底的同时延长有效吸附时间。

##### 4.2.3 优化成效

经过优化后，天然气水露点稳定降至  $-90^{\circ}\text{C}$ ，显著优于规定指标，从根本上消除了冻堵隐患，并延长

了分子筛的使用周期。

### 4.3 液化效率提升技术突破与经济效益

#### 4.3.1 产量受限原因分析

系统投运初期, LNG日产量未能达到设计目标, 主要限制因素在于混合冷剂的制冷效率偏低。监测分析表明: 首先, 初始冷剂配方中轻组分(甲烷)比例偏高, 重组分(乙烯、异戊烷)比例不足, 导致冷剂在冷箱内相变过程不充分, 冷箱底部气相节流前后温差消失、冷剂流道阻力增大, 部分冷量被回流的冷剂带走, 形成冷量损失; 其次, 冷剂中轻组分过多引起冷剂压缩机二级排气压力升高、功耗增加、运行电流过大。

#### 4.3.2 优化措施实施

2025年10月9日至30日持续调整冷剂配比(见表1), 逐步降低甲烷占比, 提高乙烯与异戊烷占比。冷剂压缩A机电流从260A降至240A, 二级排气压力从2.8MPa降至2.6MPa; 液相冷剂调节阀前后温度从-36.29℃/-26.15℃降至-44.94℃/-39.59℃, 气相冷剂调节阀前后温度从-152.25℃/-150.20℃调整至-152.95℃/-144.04℃, 制冷效率显著提升。冷剂压缩B机电流从260A降至250A, 液相冷剂调节阀前后温度从-27.46℃/-33.04℃降至-31.53℃/-39.95℃, 解决了此前节流温度上升的问题, 有效降低冷箱冻堵风险。

表1 冷剂配比

日期	A装置冷剂组分				
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>
10月9日	34.4%	8.8%	37.7%	6.8%	5.5%
10月30日	32.84%	14.94%	30.09%	9.18%	6.16%
日期	B装置冷剂组分				
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>
10月9日	44.39%	7.7%	31.18%	3.3%	4.54%
10月30日	31.33%	13.59%	26.63%	13.72%	5.04%

#### 4.3.3 经济效益

2025年10月31日, 终端LNG日产量首次突破700方, 创投产以来最高纪录; 液化A/B装置经冷剂优化后, 产量分别从13.53m<sup>3</sup>/h和12.66m<sup>3</sup>/h提升至14.91m<sup>3</sup>/h和15.01m<sup>3</sup>/h。

## 5 现存问题与优化解决方案

### 5.1 现存核心问题

伴随着井口天然气产量持续增长, 现有系统逐渐暴露适应性不足, 主要体现在: 设备备用能力不足。脱水脱汞系统为单套装置运行, 缺乏备用切换机制, 在故障维修或停运时将影响系统连续性; 处理能力趋于饱和。目前系统总处理能力为46×104Nm<sup>3</sup>/d, 而井口产气量已达约45×104Nm<sup>3</sup>/d, 双系列已基本处于满负荷运行状态; 根据“十五五”产量规划, 预计从2028年起井口产气量将超过85×104Nm<sup>3</sup>/d, 现有系统难以满足未来需求。

### 5.2 多维度优化解决方案

首先, 提升设备冗余能力。计划增设一套脱水脱汞处理装置, 与现有装置形成“2+1”并联运行模式。新增装置采用模块化设计, 便于快速安装调试, 投入使用后可实现故障状态下的无缝切换, 保障系统连续稳定运行。其次, 实施处理能力扩容。引入天然气一体化撬处理装置, 该装置具备集成度高、占地小、安装周期短等优点, 单套处理能力可达15×104Nm<sup>3</sup>/d。装置投运后与现有A/B系列并列运行, 系统总处理能力将提升至61×104Nm<sup>3</sup>/d, 有效释放生产潜力。再次, 推动资源协同利用。与周边工业园区签订天然气直供协议, 新建一座调压计量撬, 气源取自轻烃回收系统脱乙烷塔顶回流罐气相出口管线及天然气脱水单元分子筛出口管线, 经计量调压后输送至园区企业。该方案一方面缓解液化单元处理压力, 降低终端运行负荷; 另一方面为园区提供稳定清洁能源, 替代传统燃煤燃油, 支持园区碳减排, 实现“企地共赢”。

## 6 结论

乌石油田天然气一体化处理装置通过创新设计、工艺优化、技术攻关与精细运行管理, 有效解决了传统海上油田伴生气处理中的资源浪费与碳排放问题, 实现了伴生气全链条资源化利用, 建成了中海油首套天然气一体化处理绿色开发示范工程。

系统架构覆盖增压、脱酸、脱水脱汞、轻烃回收、液化等完整处理环节, 明确了各单元工艺流程、关键参数与调试运行规范; 技术攻关方面, 通过压缩机改造、分子筛程序优化、冷剂配比调整等措施, 显著提升了系统处理能力与产品产量; 针对当前设备冗余不足和处理能力饱和问题, 制定了增设备用装置、引入一体化撬设备、开展企地协同供气等多维度解决方案。未来, 随着技术持续迭代、环保措施深化与产业协同拓展, 乌石油田将进一步发挥示范引领作用, 为海上油田天然气高效利用与“双碳”目标实现提供更多实践经验和关键技术支撑。

### 参考文献:

- [1] 中国海油. 乌石油田群天然气一体化处理技术创新与实践 [J]. 中国海上油气, 2024, 36(2): 189-196.
- [2] 黄俊杰. 海上油田伴生气利用技术探讨 [J]. 石化技术, 2017, 24(1): 81.
- [3] CNOOC. 海上油田绿色开发技术导则 [R]. 北京: 中国海洋石油集团有限公司, 2023.
- [4] 李鹏. 油田天然气处理装置检修项目管理优化分析 [J]. 西安: 长安大学, 2016.
- [5] 吴昊, 高桂凤, 王燕芬. 天然气处理装置的模拟与优化 [J]. 新疆石油天然气, 2009(01): 92-93+98.