

# “双碳”目标下零散气撬装回收管理的挑战与优化路径

陆智祎

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司，四川 成都

收稿日期：2026年2月27日；录用日期：2026年3月17日；发布日期：2026年4月28日

## 摘要

在“碳达峰、碳中和”战略深入推进的背景下，减少天然气放空焚烧、实现零散气资源高效利用成为油气田绿色低碳发展的核心任务。撬装式LNG/CNG回收技术因机动灵活、部署快速的特点，已成为新井测试放喷气、评价井试采气及无外输管网气井产能等零散气处理的主流方案，但该技术面临低温深冷/高压工艺风险、介质易燃易爆特性、管理模式复杂及合规性不足等多重挑战。基于国内油气田零散气回收实践，系统剖析了撬装回收模式在安全风险、管理机制及经济效益方面的核心问题，构建了“业务模式优化、手续流程规范、承包商全链条管控、历史遗留问题分类处置”的综合性管理框架。研究结果可为油气企业实现零散气回收的安全、合规、可持续运营提供技术支撑，助力资源节约与环境保护协同推进，为国家“双碳”目标达成提供重要保障。

## 关键词

双碳目标，零散气回收，撬装LNG/CNG，安全管理，合规性管控，油气田开发

# Challenges and Optimization Paths of Skid-Mounted Recovery Management of Scattered Natural Gas under the “Dual Carbon” Goal

Zhiyi Lu

Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu Sichuan

Received: February 27, 2026; accepted: March 17, 2026; published: April 28, 2026

## Abstract

Under the background of the in-depth advancement of the “carbon peaking and carbon neutrality” strategy, reducing natural gas venting and incineration and realizing the efficient utilization of scattered natural gas resources have become the core tasks of the green and low-carbon development of oil and gas fields. Skid-mounted LNG/CNG recovery technology has become the mainstream solution for treating scattered natural gas such as gas from new well testing, gas from appraisal well production testing, and gas well productivity without external transmission pipelines due to its flexibility and rapid deployment characteristics. However, this technology faces multiple challenges such as low-temperature cryogenic/high-pressure process risks, flammable and explosive characteristics of the medium, complex management models, and insufficient compliance. Based on the practice of scattered natural gas recovery in domestic oil and gas fields, this paper systematically analyzes the core problems of the skid-mounted recovery model in terms of safety risks, management mechanisms and economic benefits, and constructs a comprehensive management framework including “business model optimization, procedure standardization, full-chain contractor management, and classified disposal of historical legacy issues”. The research results can provide technical support for oil and gas enterprises to realize the safe, compliant and sustainable operation of scattered natural gas recovery, help promote the coordinated development of resource conservation and environmental protection, and provide an important guarantee for the achievement of the country’s “Dual Carbon” goals.

## Keywords

Dual Carbon Goal, Scattered Natural Gas Recovery, Skid-Mounted LNG/CNG, Safety Management, Compliance Control, Oil and Gas Field Development

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

随着全球气候变化治理进程加快,我国“碳达峰、碳中和”目标已成为能源行业转型发展的根本遵循。油气行业作为能源生产与消耗的核心领域,其甲烷排放管控是实现减排目标的关键环节——天然气主要成分甲烷的温室效应潜值约为二氧化碳的 28 倍,且大气停留时间长,对全球气候变暖的影响显著。传统油气田开发中,新井测试、评价井试采及偏远低产无管网覆盖单井产生的零散气,常采用直接放空或火炬焚烧的处理方式,不仅造成优质能源资源的严重浪费,更加剧了甲烷排放引发的环境问题[1] [2]。

为破解零散气处置难题,撬装式 LNG (液化天然气)和 CNG (压缩天然气)回收技术凭借机动灵活、部署周期短、适配性强的优势,已在国内主要油气田实现规模化应用。该技术可将零散气通过深冷液化(LNG,  $-162^{\circ}\text{C}$ )或高压压缩(CNG, 20~25 MPa)方式回收利用,有效降低放空损耗,但同时面临多重风险与管理困境:其一,工艺涉及极端温压条件,介质易燃易爆,叠加作业点偏远、运输条件复杂等因素,安全管控难度极大[3];其二,回收主体多元、责任界面模糊、手续办理不规范等问题导致合规性风险突出;其三,产量不确定性与政策规模限制影响项目经济效益,制约技术推广应用。

现有研究多聚焦于撬装回收工艺技术优化,而针对管理模式、合规性管控及风险协同治理的系统性研究相对不足。基于此,本文结合油气田零散气回收实践,系统分析撬装回收模式的核心挑战,构建全

流程管理优化框架，为行业安全规范发展提供理论参考与实践指导。

## 2. 零散气撬装回收现状与核心挑战

### 2.1. 应用场景与技术特征

当前国内油气田零散气撬装回收的核心应用场景可分为三类：① 新井测试阶段，完井后产能测试过程中产出的天然气，具有产气周期短、产量波动大的特点；② 评价井试采阶段，为评估区块资源潜力开展的中长期试生产产气，产量稳定性优于新井测试，但规模仍受储层条件限制；③ 分散单井产气，即地理位置偏远、产量低(日产量通常低于 5 万方)或集输管网未覆盖的已投产单井产出的天然气，具有分布分散、持续产气周期长的特征。

撬装 LNG/CNG 回收技术的核心特征为“模块化、可移动、快速部署”，其中 LNG 撬装装置设计规模通常  $\leq 30$  万方/天，CNG 撬装装置  $\leq 15$  万方/天，符合国家对临时回收设施的规模管控要求。该技术虽有效解决了零散气无法管输的处置难题，但本质上属于高风险作业范畴，其安全与管理问题亟待系统性破解。

### 2.2. 核心挑战分析

#### 2.2.1. 安全风险多维度叠加

工艺风险方面，LNG 深冷工艺( $-162^{\circ}\text{C}$ )易导致设备密封失效、材料低温脆变，CNG 高压压缩(20~25 MPa)则存在超压泄漏风险，两类工艺均对设备材质、密封技术及操作规范提出严苛要求。介质风险层面，天然气爆炸极限为 5%~15% (体积分数)，泄漏后遇点火源极易引发火灾爆炸事故，且偏远作业点应急救援难度大，易导致事故扩大。环境与运输风险表现为作业点多位于山区或荒漠，道路崎岖导致槽车运输事故率较高，部分客户自行拉运模式下，安全管理缺失进一步放大风险。此外，外包运营模式中，部分承包商存在建设标准低、安全投入不足、人员资质不符等问题，难以满足现行法规和企业安全管理要求[4]。

#### 2.2.2. 管理模式与合规性困境

主体多元导致责任模糊，当前零散气回收存在企业自行回收、客户自建回收、承包商代加工等多种模式，安全生产责任界面划分不清，易出现责任推诿现象[5]。手续办理界面模糊，新井测试、评价井试采阶段的撬装回收，其“三同时”手续究竟纳入石油工程试气环节还是地面工程集输环节，行业内尚未形成统一标准，导致部分项目手续办理滞后[6]。用地合规性问题突出，历史项目及临时部署项目中，部分撬装装置建设用地未依法办理临时用地手续，存在违规用地风险。

#### 2.2.3. 经济效益与规模约束

勘探评价井产量受储层物性、含气饱和度等因素影响，不确定性较大，单井站撬装装置建设成本较高，难以形成规模效益。政策层面，国家明确撬装回收装置回收期原则上不超过 4 年，且对装置规模实施严格管控(LNG  $\leq 30$  万方/天，CNG  $\leq 15$  万方/天)，导致企业长期投资回报预期降低，制约了技术升级与规模化推广。

## 3. 零散气撬装回收管理优化路径

### 3.1. 优化业务模式，明确管理归属与优先级

#### 3.1.1. 优先推进管输消纳模式

对于边远井零散气，应将管输消纳作为首选方案，鼓励企业拓展周边工业用户、城镇燃气等小型用

气市场，就近建设小型集输管线实现外输利用。地方政府应在规划审批、用地保障等方面给予政策倾斜，优先支持零散气管道输送项目建设，从源头降低撬装回收的安全与合规风险。

### 3.1.2. 精准界定撬装回收管理归属

对无法实现管输销售的零散气，采用撬装 LNG/CNG 回收模式，并明确管理归属：分散单井撬装回收纳入油气开采集输环节管理；新井测试、评价井试采阶段的撬装回收，因地面工程尚未启动，纳入石油工程试气环节管理。企业可通过自行实施或外包代加工方式开展回收，严格落实“石油天然气开采企业承担零散气撬装回收安全生产主体责任”的要求[7]。

### 3.1.3. 强化规模与时限管控

严格执行撬装装置规模限制标准(LNG ≤ 30 万方/天, CNG ≤ 15 万方/天)，对回收期届满仍需继续回收的项目，必须开展安全现状评价，评价合格并履行备案手续后，方可延续运营。对于外输管道暂未贯通的新建产区块，采用“区块集输 + 集中建站”模式，先建设区块内部集输管网，集中选取 1~3 个站点部署撬装回收装置，支撑区块整体试采评价，同时加快外输管线建设进度，待管网贯通后逐步退出撬装回收模式。

## 3.2. 规范手续办理，破解合规性难题

### 3.2.1. 简化许可审批流程

由具备陆上采气安全生产许可证的油气开采企业自行或外包实施的零散气撬装回收项目，无需单独办理安全生产许可证，其安全管理纳入企业主体资质管控范畴。

### 3.2.2. 实施“三同时”分类管理

纳入集输环节的分散单井撬装回收项目，应随地面工程统一设计、统一履行“三同时”手续；纳入试气环节的新井测试、评价井试采撬装回收项目，应在钻井工程方案中体现并纳入安全预评价，在试油气方案中开展撬装回收设计，作为项目合规实施的核心依据。

### 3.2.3. 统筹用地规划管理

将撬装装置建设用地纳入钻井工程或地面工程井场用地统一规划设计，依法办理临时用地手续，明确用地期限与恢复要求，杜绝违规用地现象。

## 3.3. 强化承包商管理，筑牢安全防线

### 3.3.1. 明确运营模式与责任边界

采用外包代加工模式时，油气企业保留资源与产品所有权，委托具备相应资质的承包商负责装置建设与运营，严禁项目整体“连人带设备”转包。通过签订四方安全管理协议(油气企业、承包商、销售部门、提货客户/承运商)，清晰界定各方在装置运行、产品运输、应急处置等环节的安全责任。

### 3.3.2. 严格承包商准入与资质管控

油气企业对承包商选取负总责，建立承包商资质审核机制，要求承包商必须具备撬装装置设计、建设、运营相关资质，且拥有健全的管理体系。构建零散气回收队伍资质管理制度，明确人员配置标准(需配备专职安全管理人员、技术人员及持证操作人员)、设备技术要求及运行管理规范[8]，对不符合要求的承包商实行市场禁入[9]。

### 3.3.3. 强化全过程监管与考核

油气企业履行属地 HSE 管理责任，对承包商装置建设、投产验收、日常运行实施全过程监管。严格

执行投产条件确认制度,投产前组织联合应急演练,确保应急联动机制有效运行。加强运输安全管理,督促客户固定提货车辆,明确客户对站场外运输环节的安全管理责任。建立承包商考核退出机制,制定生产运行、安全绩效等考核指标,定期开展评估,对存在严重安全隐患或考核不合格的承包商予以清退[10]。

### 3.4. 分类处置历史遗留项目

对于早期形成的、由客户自行投资建设运营的存量项目(企业售气给客户,客户自行撬装加工),因历史原因可能存在用地、“三同时”手续不全等问题,不宜简单“一刀切”关停。

针对该类项目,由油气开采企业主导开展全面的安全现状评价,对评价中发现的安全隐患和不达标项,必须及时督促并确保整改到位,达到现行安全规范要求,实现安全受控运行。其次,企业需从严从实加强日常运行监管和定期的 HSE 专项检查,确保问题及时发现和整改。同时,企业加快周边集输管网建设,对具备管输条件的历史项目,协调用户将供气方式转为管道输送,逐步淘汰安全风险较高的撬装回收模式。

## 4. 结论与展望

撬装 LNG/CNG 技术是油气田零散气回收利用的关键技术手段,对减少甲烷排放、提升资源利用率、助力“双碳”目标达成具有重要意义,但该技术的高风险性与管理复杂性需通过系统化管理框架予以破解。本文提出的优化路径可总结为一是确立“管输优先、撬装补充”的业务原则,通过区块集中建站模式平衡风险与效率;二是实施分类管理,明确撬装回收管理归属与“三同时”手续办理要求,破解合规性难题;三是构建“准入-监管-考核-退出”的承包商全链条管控体系,以四方协议与联合演练强化交接界面安全;四是采用“评价整改-强化监管-转管输销”的策略,妥善处置历史遗留项目。

未来,零散气回收管理需重点关注四方面发展方向:一是技术创新,研发更安全、高效、小型化的撬装装置,提升极端工况适应性;二是政策支持,推动地方政府在管网建设、用地审批、许可简化等方面出台专项支持政策;三是数字化赋能,利用物联网、大数据、人工智能等技术[11],构建远程监控与智能预警系统[12],提升现场安全管控水平;四是市场机制完善,探索零散气回收利用的市场化交易模式,激发企业投资积极性[13]。唯有油气企业、政府部门、技术提供方协同发力,才能实现零散气回收的安全、绿色、可持续发展,为国家能源安全与“双碳”目标达成提供坚实支撑。

## 参考文献

- [1] 毛勇,王玺,沈科斌,等. 油气田零散伴生气回收处理撬装装置研究与应用[J]. 化学工程与装备, 2024(2): 61-64.
- [2] 张建龙. 胜利油田边远井小气量零散气回收技术研究[J]. 石化技术, 2024, 31(8): 153-155.
- [3] 岳海滨. 油气勘探开发高风险作业风险管控对策探讨[J]. 石化技术, 2025, 32(5): 403-404, 229.
- [4] 姜积群. 承包商 HSE 管理体系运行审核探索与实践[J]. 安全、健康和环境, 2024, 24(6): 56-58.
- [5] 赵军,潘朝发. 成品油销售企业承包商安全管理创新与实践[J]. 安全、健康和环境, 2024, 24(6): 59-62.
- [6] 刘少鹏. 重点钻采工程建设管理路径研究[J]. 中国石油企业, 2025(12): 106-108.
- [7] 张宏,覃万峰,张会龙,等. “1 + 4 + N”承包商管理模式在采气基层单位的应用与研究[J]. 石化安全技术, 2024, 40(4): 20-22.
- [8] 高盛驰,乔林峰,刘钊,等. 浅谈 HSE 线上标准化管理系统对承包商管理水平提升的重要作用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(6): 1-3.
- [9] 郑长青,陈硕. 一体化管理强化承包商安全管理[J]. 劳动保护, 2022(7): 19-21.
- [10] 杜榕军. 浅谈化工企业承包商安全管理[J]. 中国盐业, 2021(24): 34-38.

- [11] 李阳, 廉培庆, 薛兆杰, 等. 大数据及人工智能在油气田开发中的应用现状及展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(4): 1-11.
- [12] 杨骏. 信息技术在气田安全监控中的应用与效果分析[J]. 中国新通信, 2024, 26(23): 92-94.
- [13] 杨延峰. “双碳”背景下石油石化能源央企转型发展风险防控探究[J]. 当代石油石化, 2022, 30(2): 45-48.