

附件 9

《温室气体自愿减排项目方法学 陆上油田低气量伴生气回收利用（征求意见稿）》 编 制 说 明

为构建完善全国温室气体自愿减排项目方法学体系，推动陆上油田伴生气回收利用、减少石油开采行业温室气体排放，生态环境部在前期向全社会公开征集方法学建议并开展遴选评估的基础上，组织编制了《温室气体自愿减排项目方法学 陆上油田低气量伴生气回收利用（征求意见稿）》（以下简称《低气量伴生气回收利用方法学》），有关情况说明如下。

一、编制背景与意义

石油天然气作为重要的一次能源，攸关国计民生和国家安全，是我国国民经济发展的重要支柱产业。油田伴生气是在石油开采过程中伴随原油一起产出的天然气，若不回收将在井口处通过火炬燃烧排放。油田伴生气回收位于油气开发产业链的起始环节，可以从源头强化减排，减少后续处理、集输环节的甲烷排放，同时将原本可能浪费的能源重新纳入生产循环，提升资源综合利用率。经过多年的技术发展，国内陆上油田常规井场伴生气回收率已达 80%~95%。但剩余约 15%的伴生气受气质组分复杂、井场位置偏远、产品销路受限、气源条件波动等因素影响，其实现回收利用的建设投资大、

运行成本高，存在技术和投资风险障碍，需要相关激励政策予以推广。本方法学支持伴生气处理系统设计规模 ≤ 3 万立方米/天的陆上油田伴生气回收，回收的伴生气用于生产管输天然气、液化天然气（LNG）、压缩天然气（CNG）、液化石油气（LPG）、稳定轻烃、混烃等产品或用于发电，减少伴生气直接燃烧产生的二氧化碳排放。经估算，当前已建项目可产生的年减排量约为 80 万吨二氧化碳，至 2030 年的年减排量可增加至约 210 万吨二氧化碳。

二、编制过程

2023 年 4 月，生态环境部向全社会公开征集方法学建议，组织开展方法学建议评估遴选工作，方法学建议提交单位及领域专家成立方法学编制组。2023 年 5 月至 2024 年 7 月，编制组通过资料分析、实地调研、座谈研讨等方式，广泛调研主要油田伴生气产生情况和回收项目情况，形成《低气量伴生气回收利用方法学》初稿。2024 年 8 月至 2025 年 4 月，编制组组织召开多次专家研讨会，并赴多家企业开展监测数据收集工作，验证方法学的可操作性。2025 年 5 月至 7 月，经进一步修改完善，形成征求意见稿。

三、主要内容

本方法学共 9 章和 2 个附录。

第 1 章“引言”，说明本方法学的减排机理为将直接燃烧的陆上油田低气量伴生气回收并利用，减少二氧化碳排放，明确本方法学属于燃料（固体、石油和天然气）的逸散性排放领域方法学。

第 2 章“适用条件”，明确本方法学适用于伴生气处理系统设

计规模 ≤ 3 万立方米/天的陆上油田低气量伴生气回收利用项目，规定项目和减排量应满足的具体技术条件、数据质量保证等方面的要求。

第 3 章“规范性引用文件”，列出了本方法学引用的国家标准、行业标准和检定规程。

第 4 章“术语和定义”，规定了 11 个主要术语及定义，主要参考国家和石油天然气行业的推荐性标准。

第 5 章“项目边界、计入期和温室气体排放源”，以文字描述和边界图明确了项目边界包括伴生气集气系统、伴生气净化系统、天然气增压装置、LNG 生产装置、CNG 生产装置、LPG/稳定轻烃/混烃生产装置、燃气发电装置、输送系统及配套辅助系统等，规定了项目寿命期限与项目计入期的开始时间和结束时间，识别了基准线情景和项目情景下的温室气体种类以及排放源。

第 6 章“项目减排量核算方法”，规定了陆上油田低气量伴生气回收利用项目的基准线情景、额外性论证方式和减排量的计算方法。

第 7 章“监测方法”，列举了陆上油田低气量伴生气回收利用项目在设计阶段应确定的参数，以及在项目实施阶段应开展监测的参数，并说明数据来源、数据单位、监测位置与频次、质量保证与控制程序要求、数据管理要求等内容。

第 8 章“项目审定与核查要点”，针对项目适用条件、项目边界、项目计入期、监测计划以及各参数说明审定与核查要点及方法。

第9章“方法学编制单位”，列出了对本方法学编制作出积极贡献的单位名称。

附录A提供了监测数据联网基础信息表，明确监测数据联网与质量控制的内容及相关要求。

附录B提供了常见化石燃料低位发热量、单位热值含碳量、燃料碳氧化率等参数推荐值。

四、需要重点说明的问题

（一）关于适用于本方法学的具体项目类型

按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）要求，对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。对于难以回收的陆上油田伴生气，其井场所在区域位置较为偏僻或孤立，周边无现成集输管网或者受到工艺、地质等条件限制不适合投资建设集输管网，单口井可回收气量偏小且存在气量衰减，开展此类陆上油田伴生气回收利用项目不具备经济可行性。为通过定量方式明确“难以回收的陆上油田伴生气”的定义，编制组选取不同伴生气处理规模的项目，开展了经济性论证及敏感性分析，结果表明伴生气处理系统设计规模 ≤ 3 万立方米/天的回收利用项目收益率低、经济性较差。因此，本方法学适用于伴生气处理系统设计规模 ≤ 3 万立方米/天的陆上油田低气量伴生气回收利用项目。

随着伴生气回收利用技术进步以及化工产品市场的扩大，回收获得的伴生气的用途从常规的生产管输天然气、CNG、LPG扩展到

LNG、稳定轻烃、混烃、发电等，且伴生气用于生产 LNG、稳定轻烃、混烃逐渐成为主流方向。其中，管输天然气既包括进入油田内部集输管网的，也包括进入国家管网的。方法学覆盖了目前国内回收伴生的所有用途，符合国家《甲烷排放控制行动方案》中“鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用”的要求。

（二）关于基准线排放量计算方法

本方法学的基准线排放量为项目回收利用的陆上油田伴生气在生产井处直接燃烧产生的温室气体排放量。由于生产井处火炬燃烧时流量波动大，实时测量流量和组分困难，本方法学遵循保守性原则，采用末端计量的方式，将伴生气回收产品贸易交接点的产品总量视为直接燃烧的伴生气总量，该点位于生产装置之后，已扣除设备损耗和逸散排放，同时可以应用生产台账数据和贸易结算凭证进行交叉核对，以确保数据的准确性。

（三）关于数据质量保障问题

本方法学中共涉及参数 23 个，其中在项目实施阶段需监测和确定的参数中，需要企业自测的参数有 8 个，分别为：回收的气态天然气产品量、LNG 产品量、LPG/稳定轻烃/混烃产品量、外供电量、消耗化石燃料量、消耗的下网电量、运输车辆的往返距离、运输回收产品的总量，关于以上产品量和项目能源消耗量的参数监测仪表已有相应规范，技术成熟可靠且具备监测数据联网条件，能够实现数据在全国碳市场管理平台的实时上传和存储，可以有效辅助第三方机构根据全国碳市场管理平台数据、项目监测储存系统、生产数

据统计台账等材料进行交叉核对，提升政府部门远程在线监管力度，有力保障数据质量。对于车辆的运输距离，根据交通运输部发布的《关于加强危险货物道路运输运单管理工作的要求》，回收产品运输信息实施电子运单管理，为核查工作提供有效的支撑材料。

（四）关于额外性论证方式

伴生气处理系统设计规模 ≤ 3 万立方米/天的陆上油田低气量伴生气回收利用项目具有以下特点。一是气质组分复杂，净化等处理需投入高额的药剂、能耗费用，约占总运行成本的30%~40%。二是井场位置偏远，管道建设与运输成本高，偏远井场管道铺设成本达50~80万元/公里。三是产品销路受限，CNG销售受150km运输半径限制，LNG虽可扩大销售范围，但液化环节投资大、运行成本高。四是气源波动导致收益不稳定，部分油藏受井衰减快、井口压力不稳、气量突变等风险因素影响，运行负荷率低，负荷率每下降10%，项目全投资内部收益率（IRR）将降低2~3个百分点。因此，本方法学采用免于额外性论证的方式，以期通过温室气体自愿减排交易机制支持陆上油田低气量伴生气回收利用项目可持续发展。