

煤层气行业全生命周期碳排放核算体系构建与低碳路径分析

郭武杰^{1,2,3}, 雷一博¹, 余师锦², 王 晨^{1,3,4}

(1. 中北大学 环境与安全工程学院, 山西 太原 030051; 2. 华新燃气集团有限公司, 山西 太原 030032;
3. 煤与煤层气共采全国重点实验室, 山西 太原 030032; 4. 中北大学德州产业技术研究院, 山东 德州 253011)

摘 要: 甲烷是仅次于二氧化碳(CO₂)的第二大温室气体, 煤层气作为非常规天然气的重要组成部分, 正处于“双碳”战略下快速发展的关键期。针对通用碳核算标准工艺适配性不足及全链条实测数据匮乏的问题, 以山西省某煤层气企业为研究对象, 在全生命周期评价框架下, 通过整合上游开采、中游储运处理和下游利用的设备信息及数据, 构建了行业专属的全产业链碳排放核算体系。结果表明, 全链条年度净排放为1774053.8 t/a(CO₂当量), 上、中 and 下游占比分别为47.8%、18.7%和33.5%。按排放源归并, 甲烷直接排放占比为52.5%, 间接排放占比为34.4%, 化石燃料直接燃烧占比为13.1%。分段特征显示, 产业上游以井口与集气站甲烷逃逸为主, 中游以输配逃逸为主, 下游呈现用电占比高的特点。基于核算特征, 提出了甲烷减排、余热替代和清洁用电的路径。针对甲烷排放, 利用生物甲烷替代减少逃逸, 并通过蓄热式热氧化器/蓄热式催化氧化器单元销毁不可回收甲烷。针对燃料与热力利用, 构建热能回收体系, 减少锅炉用气及外购热力排放。针对电力侧, 则通过实施新能源工程, 提升绿电消纳权重以压减间接排放。本研究构建的核算体系具有良好的煤层气行业适用性, 不仅可为煤层气企业的精细化碳管理与碳资产开发提供方法学参考, 更能为全行业的低碳转型路径设计提供坚实的实证依据。

关键词: 煤层气; 全生命周期评价; 碳核算; 低碳路径

中图分类号: X322; F407.21

文献标志码: A

文章编号: 2097-2547(XXXX)XX-001-09

Construction of life cycle carbon emission accounting system and analysis of low-carbon pathways for coalbed methane industry

GUO Wujie^{1,2,3}, LEI Yibo¹, YU Shijin², WANG Chen^{1,3,4}

(1. School of Environment and Safety Engineering, North University of China, Taiyuan 030051, Shanxi, China; 2. Huaxin Gas Group Co., Ltd., Taiyuan 030032, Shanxi, China; 3. State Key Laboratory of Coal and Coalbed Methane Co-mining, Taiyuan 030032, Shanxi, China; 4. Dezhou Industrial Technology Research Institute, North University of China, Dezhou 253011, Shandong, China)

Abstract: Methane is the second most important greenhouse gas after carbon dioxide (CO₂), and coalbed methane (CBM), as an important component of unconventional natural gas, is in a critical period of rapid development under the “carbon peaking and carbon neutrality” strategy. To address the insufficient process adaptability of general carbon accounting standards and the lack of measured data covering the entire industrial chain, provincial state-owned CBM enterprises in Shanxi Province were selected as the research objects. Under the life cycle assessment (LCA) framework, an industry-specific carbon emission accounting system covering the full industrial chain was established by integrating equipment information and data from upstream extraction, midstream storage, transportation and processing, and downstream utilization. The results show that the annual net emissions of the whole industrial chain are 1774053.8 t/a (CO₂ equivalent), with the upstream, midstream and downstream accounting for 47.8%, 18.7% and 33.5%, respectively. Aggregated by emission sources, direct methane emissions account for 52.5%, indirect emissions account for 34.4% and direct fossil fuel combustion accounts for 13.1%. Segment-specific characteristics indicate that upstream emissions are mainly dominated by methane fugitive emissions from wellheads and gathering stations, the midstream emissions are mainly dominated by fugitive emissions from transmission and distribution, and the downstream is characterized by a high proportion of electricity

收稿日期: 2026-01-03; 修回日期: 2026-03-31。

基金项目: 山西省科技合作交流专项项目(202504041101046); 华新燃气集团有限公司科技计划项目(HX202505); 山西省自然科学基金面上项目(202303021221122); 国家自然科学基金青年科学基金(21908207)。

第一作者: 郭武杰(1988—), 硕士, 高级工程师, 研究方向为燃气综合利用及碳减排, E-mail: 492679023@qq.com。

通信作者: 王 晨(1987—), 博士, 副教授, 研究方向为尾气净化及资源化利用, E-mail: chenwang87@nuc.edu.cn。

consumption. Based on the accounting characteristics, pathways involving methane emission reduction, waste heat substitution and clean electricity utilization are proposed. For methane emissions, fugitive emissions are reduced through biomethane substitution, and unrecoverable methane is destroyed using Regenerative Thermal Oxidizer/Regenerative Catalytic Oxidizer units. For fuel and thermal energy utilization, a thermal energy recovery system is established to reduce boiler gas consumption and emissions from purchased heat. On the electricity side, new energy projects are implemented to increase the proportion of green electricity consumption, thereby reducing indirect emissions. The accounting system established in this study exhibits good applicability to the CBM industry. It not only can provide a methodological reference for refined carbon management and carbon asset development of CBM enterprises, but also can provide solid empirical evidence for designing low-carbon transition pathways for the entire industry.

Keywords: coalbed methane; life cycle assessment; carbon emission accounting; low-carbon pathways

煤层气(CBM)是赋存于煤层中的非常规天然气资源,具有资源基础好、分布广泛和甲烷浓度高等特点,是我国推进清洁能源替代的关键途径之一^[1-2]。作为全球增温潜势(GWP)仅次于二氧化碳(CO₂)的温室气体^[3-4],甲烷在大气中的寿命较短,但单位质量的气候影响显著,因此被认为是实现中短期气候目标中“成本最低、减排潜力最大”的优先控制对象之一。近年来,随着《温室气体自愿减排交易管理办法》《甲烷排放控制行动方案》等政策的陆续出台,煤层气行业被纳入温室气体监管与碳市场建设的重点范畴。尤其是在国家推动甲烷排放监测、报告与核查能力建设的大背景下,省属国有能源企业亟需构建系统化的碳排放核算体系,提升碳管理与资产化能力。

生命周期评价(LCA)作为量化产品环境影响的标准化工具,已被广泛应用于能源领域的碳足迹评估^[5-11]。周新军等^[12]指出科学的阶段划分与边界界定是LCA核算准确性的前提,不同行业的工艺特性决定了其核算模型的特殊性。在煤炭关联领域,李姗姗等^[13]针对煤炭工业全生命周期碳排放进行了宏观测度;崔亚蕾等^[14]针对煤制天然气(SNG)产业建立了核算模型。前者侧重于宏观煤炭产业,后者聚焦于高能耗的化学转化过程,均难以直接适配以物理抽采为核心的煤层气行业特征。事实上,即便同属气体能源,煤层气也无法简单沿用常规天然气的核算范式。王治^[15]深入剖析了二者差异,指出煤层气特有的排水降压解吸机理与低压集输特性,使其在井口逃逸、压缩机工况及脱水工艺上与常规天然气的高压自喷模式存在本质区别。若直接套用常规油气核算指南,将导致关键排放源项被低估或误算。针对这一特殊性,战友等^[16]初步建立了煤层气LCA模型并识别了排采与集输的排放特征。然而,纵观既往煤层气碳核算的相关研究,其整体特征多呈现为局限于特定地质区块的局部案例分析或单一生产环节的测度,缺乏基于大型能源企业全

产业链视角的系统性考量;同时,在数据源的选取上普遍依赖理论测算或通用缺省参数,结合企业实际生产运维台账进行数据实证与模型修正的研究仍明显较少。

鉴于此,本研究以山西省煤层气企业为研究对象,结合LCA边界界定的理论框架,充分考量煤层气开采、储运和销售的工艺特征,构建覆盖上游勘探开采、中游管道储运及下游加工与终端利用的全产业链碳排放核算体系。本研究突破既往文献多局限于单一区块或理论估算的短板,利用企业实际生产运维台账数据替代通用缺省值,重点对煤层气特有工艺环节的关键甲烷逃逸源项进行精细化核算。在此基础上,本文将定量解析煤层气全生命周期的碳排放结构与主控因素,并据此提出针对性的行业低碳路径,旨在为我国非常规天然气行业的精细化碳管理、碳资产开发及绿色转型政策制定提供实证依据。

1 研究方法

1.1 研究对象

本文以山西省某煤层气企业为对象,按企业自有(或受控)资产范围,对进入企业生产运营系统的气量开展碳排放核算,覆盖上游采气端、中游储运环节和下游气体利用三部分。上游采气系统包括大量的煤层气开采设施,存在井口装置3640个、集气站287个、计量/配气站1个;以及煤层气(天然气)输配设备,包括增压站46个、计量/分配站1个和管线逆止阀55个。中游储运系统主要为输配设备,包括增压站6个、计量/分输站105个、管线逆止阀81个。下游利用端为企业内部输配系统,包括增压站4个、计量/分输站8个,以及年处理量 $8.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的液化天然气(LNG)工厂。此外,由于上、中和下游企业在整个生产过程中还需要保供动力来源,因此各系统利用化石燃料以及电力/热力消耗也需要考虑在内。

1.2 核算边界

通过对企业研究对象进行梳理,结合实际运行台账统计,基于LCA思想确定了山西省某煤层气企业碳排放核算边界,覆盖进入企业生产运营系统的全部环节(图1)。具体而言,上游企业碳排放源包括:燃气开采、输配排放、燃料消耗排放和电力/热

力消耗。中游和下游企业碳排放源均包括:输配排放、燃料消耗排放和电力/热力消费间接排放。需要说明的是,由于省内光伏发电等绿色新兴技术尚未大规模应用到各生产环节中,因此在本文碳核算边界内暂时不考虑碳汇补偿效应带来的减排效益。

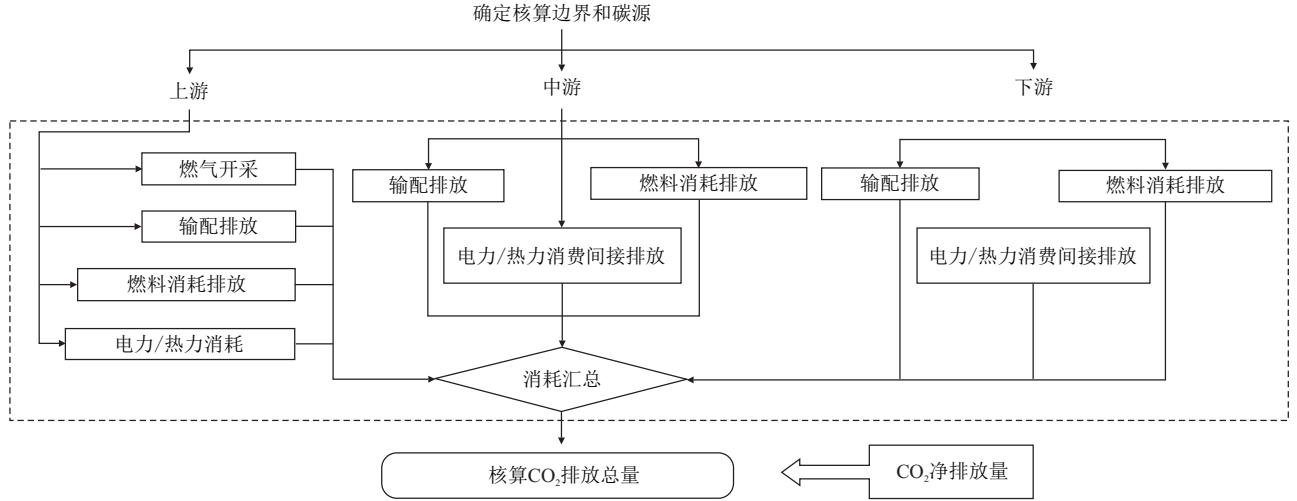


图1 基于LCA核算方法的核算边界及排放源

Fig. 1 Accounting boundary and emission sources based on LCA accounting method

1.3 计算方法和核算因子选择

1.3.1 直接CO₂排放核算

本文直接CO₂排放包括直接甲烷排放折算的CO₂排放,以及企业保供使用化石能源带来的CO₂排放两部分。按照煤层气流向分析,直接甲烷排放来自于上、中下游企业在开采、输配及利用煤层气时造成的泄漏和逃逸。直接甲烷排放量(E_{CH_4} , t/a)的计算方法见式(1)。

$$E_{CH_4} = \sum_n N_n \times EF_n^{CH_4} \quad (1)$$

式中, N_n 为第 n 类设施数量,pcs; $EF_n^{CH_4}$ 为相应的甲烷年排放因子,t/(pcs·a)。

由甲烷排放而折合CO₂逸散总量(E_{CO_2, CH_4} , t/a)的计算方法见式(2)。

$$E_{CO_2, CH_4} = E_{CH_4} \times 27.9 \quad (2)$$

此外,企业保供还需要燃烧煤层气(天然气)以及汽柴油等化石燃料,进行供热、运输等活动。化石燃料燃烧所产生的CO₂排放量($E_{CO_2, comb}$, t/a)按燃料消耗量法核算,覆盖锅炉燃烧气体、汽油、柴油、煤油、燃料油、其他油品、压缩天然气(CNG)和液化天然气(LNG)等,计算方法见式(3)。

$$E_{CO_2, comb} = \sum_j A_j \times 2NCV_j \times 2EF_j^C \times 2OF_j \times \frac{44}{12} \quad (3)$$

式中, A_j 为化石燃料 j 消耗量,t或 $\times 10^4 m^3$;NCV _{j} 为

低位热值,GJ/t或 $\times 10^4$ GJ/m³;EF _{j} ^C为含碳因子,t/GJ;OF _{j} 为碳氧化率,%;44/12为CO₂与C的相对分子质量之比。

对CNG/LNG燃料在缺少热值/因子时,化石燃料燃烧所产生的CO₂量($E_{CO_2, gas}$, t/a)可用体积法进行等效计算,计算方法见式(4)。

$$E_{CO_2, gas} = \sum_k V_k \times \varphi_{k, CH_4} \times \rho_{CH_4} \times \frac{44}{16} \quad (4)$$

式中, V_k 为气体燃料 k 标况体积,m³; φ_{k, CH_4} 为甲烷体积分,%; ρ_{CH_4} 为甲烷密度,0.716 kg/m³;44/16为CO₂与甲烷的相对分子质量之比。

1.3.2 间接CO₂排放核算

间接排放包括企业在上游采气、中游储运及下游加气站运营过程中,购入电力与热力(蒸汽/热水)时已经产生的CO₂排放。根据各企业年度能耗账单与抄表数据,可计算电力购买带来的间接CO₂排放($E_{CO_2, elec}$, t/a)和热力购买带来的间接CO₂排放($E_{CO_2, heat}$, t/a),计算方法分别见式(5)和式(6)。间接CO₂排放总量(E_{Scope2} , t/a)的计算方法见式(7)。

$$E_{CO_2, elec} = \sum_s Elec_s \times EF_{elec} \quad (5)$$

$$E_{CO_2, heat} = \sum_s Heat_s \times EF_{heat} \quad (6)$$

$$E_{Scope2} = E_{CO_2, elec} + E_{CO_2, heat} \quad (7)$$

式中, E_{elec_s} 为站点(或工段) s 年度购电量, $(\text{MW}\cdot\text{h})/\text{a}$; EF_{elec} 为电力 CO_2 排放因子, $\text{t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; Heat_s 为站点(或工段) s 年度购入热量, GJ/a ; EF_{heat} 为热力 CO_2 排放因子, t/GJ , 若热力以“吨蒸汽/吨热水”等物理量计量, 应依据合同或计量系统给定的焓差参数折算为 GJ 后代入式子。

1.3.3 碳排放因子

本部分中各企业甲烷直接排放因子, 采用国家指南推荐的单位设施排放因子法^[17]取得(表1)。需要说明的是, 针对常规标准难以准确覆盖的工艺放空甲烷排放, 本研究未直接沿用通用缺省值, 而是基于目标企业实际的维修泄压记录与输配管网运行台账, 通过理想气体状态方程推演与节点数据作差, 最后整合得出了符合该企业真实工艺特征的加权平均排放因子($7.2 \times 10^{-4} \text{ t}/\text{m}^3$)。其中, 维修泄压逃逸通过理想气体状态方程理论计算得到, 输配逃逸通过企业间实际运维数据作差得到。化石燃料

燃烧导致的 CO_2 排放量计算需要的低位热值等参数, 同样来自于《碳排放核算与报告要求 第16部分: 石油天然气生产企业》, 具体参数见表2。企业间接碳排放所使用的 CO_2 排放因子均来自《关于建立碳足迹管理体系的实施方案》^[18]。其中, 电力 CO_2 排放因子为 $0.71 \text{ kg}/(\text{kW}\cdot\text{h})$, 热力 CO_2 排放因子为 $0.11 \text{ t}/\text{GJ}$ 。

表1 基于单位设施排放因子法的甲烷排放因子

Table 1 Methane emission factors based on unit-facility emission factor method

油气系统	设施/设备甲烷排放因子	
	设施逸散	工艺放空
井口装置	2.50 t/(pcs·a)	
集气站	27.9 t/(pcs·a)	23.6 t/(pcs·a)
增压站	85.05 t/(pcs·a)	10.05 t/(pcs·a)
计量分输站	31.50 t/(pcs·a)	13.52 t/(pcs·a)
逆止阀	0.85 t/(pcs·a)	5.49 t/(pcs·a)
天然气处理	$40.34 \times 10^{-8} \text{ t}/\text{m}^3$	$13.83 \times 10^{-8} \text{ t}/\text{m}^3$

表2 化石燃料燃烧 CO_2 排放量计算参数

Table 2 Parameters for calculating CO_2 emissions from fossil fuel combustion

燃料品种	计量单位	单位燃料低位发热量 /GJ	单位热值含碳量 /($\text{t}\cdot\text{GJ}^{-1}$)	碳氧化率 /%
锅炉燃烧气体总量	$\times 10^4 \text{ m}^3$	389.31 ^①	15.3×10^{-3}	100
火炬燃烧气体总量	$\times 10^4 \text{ m}^3$	389.31 ^①	$15.3 \times 10^{-3\text{④}}$	100
消耗汽油	t	43.070 ^①	$18.9 \times 10^{-3\text{④}}$	100
消耗柴油	t	42.652 ^①	$20.2 \times 10^{-3\text{④}}$	100
消耗煤油	t	43.070 ^①	$19.6 \times 10^{-3\text{④}}$	100
消耗燃料	t	41.816 ^①	$21.1 \times 10^{-3\text{④}}$	100
消耗其他油品	t	41.031 ^②	$20.0 \times 10^{-3\text{④}}$	100
消耗 CNG	$\times 10^4 \text{ m}^3$			100
消耗 LNG	t	51.498 ^③	$15.3 \times 10^{-3\text{④}}$	100

注: ①数据来源于《中国能源统计年鉴2021》; ②数据来源于《中国温室气体清单研究》; ③数据来源于 GB/T 2589—2020; ④数据来源于《省级温室气体清单编制指南(试行)》。

2 结果与讨论

2.1 全流程碳排放分析

统计换算的煤层气上、中和下游企业 CO_2 排放量见表3。全链条 CO_2 净排放量为 $1774053.8 \text{ t}/\text{a}$ 。上游企业以开采过程为主导并伴随一定输配损失, CO_2 净排放量为 $847245.1 \text{ t}/\text{a}$, 占比为 47.8%。中游企业以输配为主, CO_2 净排放量为 $331872.0 \text{ t}/\text{a}$, 占比为 18.7%。下游企业则以电力/热力与工艺燃料消耗为主, CO_2 净排放量为 $594936.7 \text{ t}/\text{a}$, 占比为 33.5%。统计计算结果表明, 企业排放重心位于上游, 下游受工艺与能耗耦合影响为次高贡献。此外, 依据《温室气体核算体系》对直接排放与间接排放的边界划分原则^[19], 本文将全链条繁杂的排放节点重新

归并为三大核心统计源。开采及输配过程导致的甲烷直接排放折算 CO_2 当量为 $931527.4 \text{ t}/\text{a}$ (52.5%), 为决定性贡献; 购入电力和热力消耗的 CO_2 排放量为 $610246.2 \text{ t}/\text{a}$ (34.4%), 为次高贡献; 场站锅炉及运输车辆等燃烧化石燃料的直接 CO_2 排放总量为 $232280.2 \text{ t}/\text{a}$ (13.1%)。

表3 煤层气行业全链条企业各环节 CO_2 排放数据

Table 3 CO_2 emission data for each stage of full industrial chain of coalbed methane enterprises

企业	各环节 CO_2 排放数据 /($\text{t}\cdot\text{a}^{-1}$)				合计 / ($\text{t}\cdot\text{a}^{-1}$)
	开采	输配	化石燃料 燃烧	电力/热力 消耗	
上游企业	478377.5	112968.4	11846.4	244052.8	847245.1
中游企业		268858.0	13285.3	49728.7	331872.0
下游企业		71323.5	207148.5	316464.7	594936.7
小计	931527.4		232280.2	610246.2	1774053.8

2.2 上游企业碳排放分析

上游企业碳排放达到847245.1 t/a(表3),占比近一半,需要进一步分解各环节碳排放指标,才能有效鉴别可减排环节和项目。上游企业各环节CO₂排放具体数据及相应占比见图2。由图2可知,上游企业碳排放总体呈现以甲烷直接排放为主、电力间接排放次之的规律。其中,开采具体项目中井口装置和集气站的甲烷直接排放,导致的CO₂合计排放量分别为253890.0 t/a(30.5%)和223403.7 t/a(26.4%)。高甲烷排放与煤层气特有的排水降压解吸开采工艺密切相关^[2]。一方面,庞大的井群与较长的低压集气管网增大了阀门、法兰等节点的无组织泄漏风险^[20];另一方面,在压裂液返排及长期连续的排水采气过程中,部分溶解态甲烷不可避免地随采出水逸散至大气中^[21]。输配端CO₂排放主要由增压站甲烷

直接排放贡献,CO₂合计排放量为109153.2 t/a(12.9%)。这主要是由于煤层气井口采出压力极低,为满足并入外输主干管网的压力要求,必须通过增压机组进行多级压缩。高频次、大负荷运行的压缩机,不仅其密封元件易发生磨损泄漏,而且随之增多的检修频次也导致了工艺放空排放的显著增大^[22]。对于间接消耗,由图2可知,计量表等电力消耗占据了该部分CO₂排放量的近30%。这一高电耗特征同样源于上游开采对人工举升与集输多级增压的严重依赖。针对此类受特定工艺刚性约束的结构性排放痛点,常规的工艺参数优化效果有限。因此,需重点在井场和集气站的闲置空间实施分布式光伏等新能源微电网技术,通过提升绿电消纳权重实质性压减电网购电带来的间接碳排放。

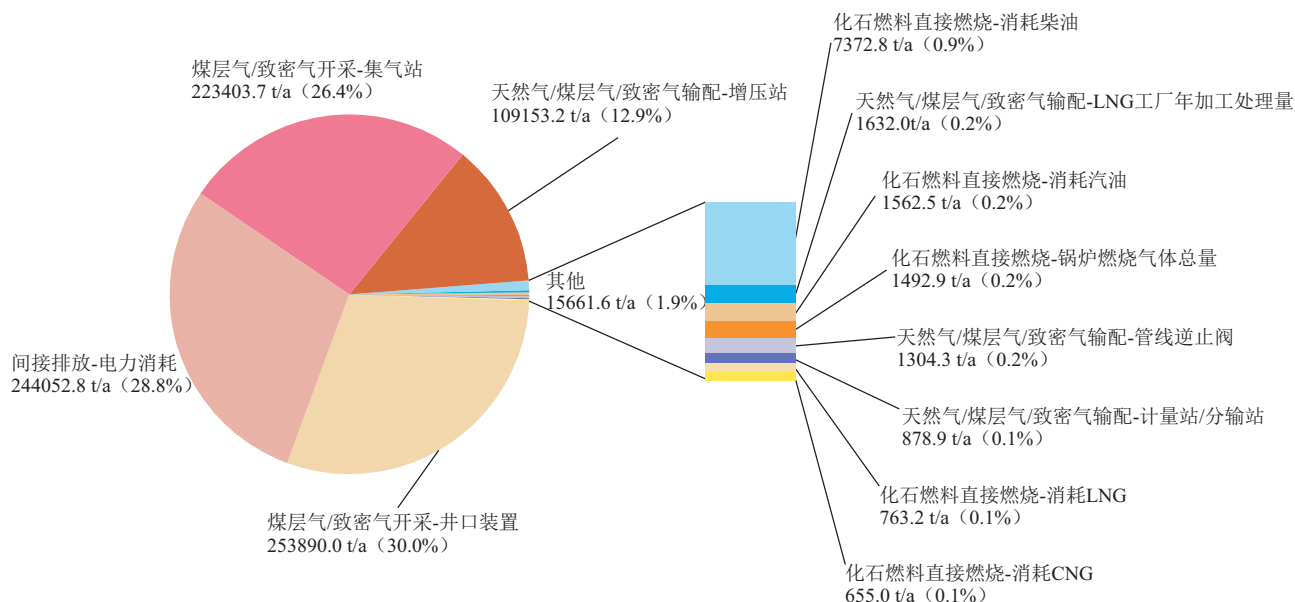


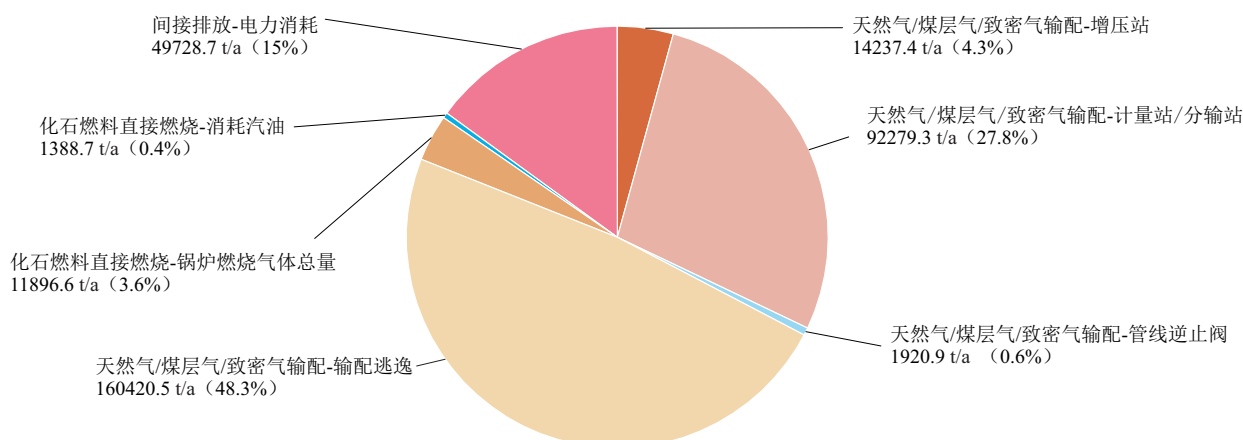
图2 上游企业煤层气(致密气)开采输配环节CO₂排放占比

Fig. 2 Proportions of CO₂ emissions at different stages of coalbed methane (tight gas) extraction, transmission and distribution in upstream enterprises

2.3 中游企业碳排放分析

为进一步明确中游企业可降碳路径,对中游企业煤层气输配各环节CO₂排放进行了汇总,结果见图3。由图3可知,中游企业CO₂排放特征表现为逃逸主导、场站排放其次、电力消耗为辅。其中,输配逃逸为最大单项,CO₂排放量为160420.5 t/a(48.3%);其次为计量站/分输站,CO₂排放量为92279.3 t/a(27.8%)。不同于常规天然气的高压直输,煤层气单井产气量小,常采用串接或阀组进站等复杂的汇集模式^[23]。长距离、多节点的网络结构增大了管网阀门及密封

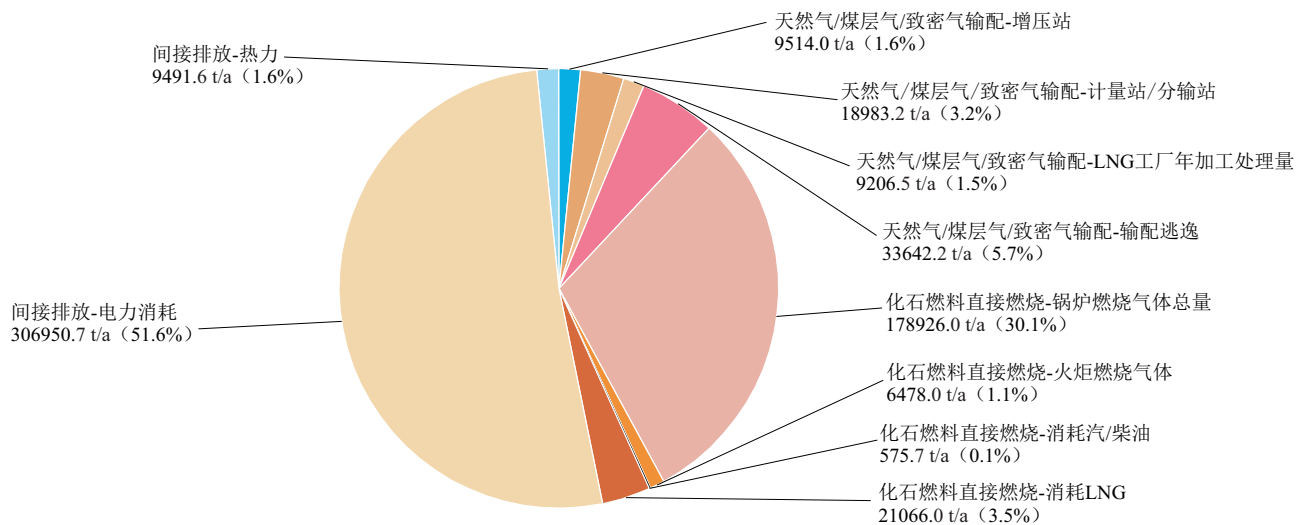
件的泄漏风险^[11]。同时,为满足严苛的外输压力,中游场站需频繁进行多级增压调压,伴随的工艺放空增加了直接排放。最后,电力消费的CO₂排放量为49728.7 t/a,占比为15.0%。该CO₂排放量(间接排放)主要源于大功率压缩机为克服低压而进行的长周期、高负荷运行。基于此,中游践行低碳路径需双管齐下:一是强化管网泄漏检测与技术修复以遏制物理逃逸;二是在增压站与分输站全面实施分布式新能源工程,利用绿电替代传统网电以压减刚性电耗。

图3 中游企业煤层气(天然气)输配各环节CO₂排放占比Fig. 3 Proportions of CO₂ emissions at different stages of coalbed methane (natural gas) transmission and distribution in midstream enterprises

2.4 下游企业碳排放分析

下游企业整体碳排放情况见图4。由图4可知,下游企业排放结构总体上呈现出电力消耗主导,化石燃料次之的特征。按分项统计,电力与热力合计的间接排放为316464.7 t/a,占比为53.2%。其中,电力消耗为第一贡献源,间接排放为306950.7 t/a,占比为51.6%。下游的高电耗主要源于液化煤层气深冷加工与末端输配。天然气降温至-162℃的液化储存过程,需依托大型制冷压缩机长周期满负荷运行,这种能源密集型的物理转化构成了下游电负荷的刚性约束。化石燃料直接排放合计为207045.5 t/a,占比为34.8%。其中,以锅炉燃烧气体为主(178926.0 t/a,30.1%),其次为LNG自用(21066.0 t/a,3.5%)、火炬燃烧气体(6477.9 t/a,1.1%)与汽/柴油消耗(575.7 t/a,0.1%)。锅炉燃烧之所以构成第二大碳排放梯队,主要源于场站运营、工艺提纯及厂区

冬季供暖对持续性热源的庞大需求。传统工艺中,这些热负荷高度依赖化石燃料的直接燃烧维系。输配相关源项合计占比为12.0%(71323.5 t/a)。其中,输配逃逸占比为5.7%(33642.2 t/a)、计量/分输站占比为3.2%(18983.2 t/a)、增压站占比为1.6%(9491.6 t/a)、LNG年加工处理过程占比为1.6%(9206.5 t/a)。该结果说明:(1)下游企业碳排放主要受电负荷约束;(2)锅炉等热源燃烧构成第二梯队;(3)输配作业与逃逸对碳排放总量的贡献较小。基于下游企业高耗电与高耗热的排放特征,低碳路径设计需针对电热双重负荷双管齐下。一是在重点耗能厂区建设分布式新能源微电网,以绿电替代传统网电,压减深冷工艺带来的间接碳排放;二是对甲烷蓄热式氧化产生的高品位余热进行梯级回收,直接用于提纯再沸器及厂区供暖,从源头削减燃气锅炉造成的化石燃料燃烧直接排放。

图4 下游企业煤层气(天然气)输配各环节CO₂排放占比Fig. 4 Proportions of CO₂ emissions at different stages of coalbed methane (natural gas) transmission and distribution in downstream enterprises

2.5 煤层气行业低碳路径分析

基于上文量化核算与机理分析的结果,上游井群低压集输导致的甲烷逃逸、中游管网存在的输配泄漏,以及下游深冷加工工艺带来的电热刚性负荷,构成了煤层气全生命周期的核心排放环节。为将上述碳核算结果转化为企业可落地的精细化碳管理与减排决策,本节立足于核算识别出的甲烷直接排放、化石燃料燃烧和购入电力与热力三类主导源,构建了以甲烷减排、余热替代和清洁用电为核心的系统化降碳路径(图5)。该路径遵循优先控制高增温潜势气体、其次减少化石能源需求与间接排放的逻辑,旨在实现煤层气企业排放强度与总量的同步削减。

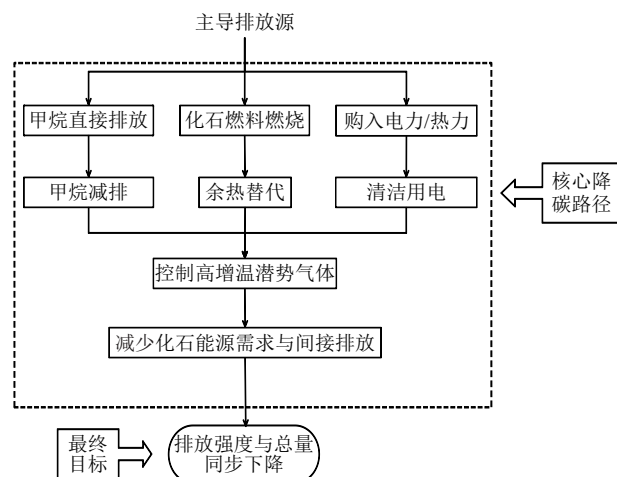


图5 基于主导排放源的系统化降碳路径及实施优先级

Fig. 5 Systematic carbon reduction pathways and implementation priorities based on dominant emission sources

针对省属企业实际特点,控制甲烷直接排放主要包括两大举措。一是实施生物甲烷替代工程。例如,近年来华新燃气集团有限公司在山西省应县依托当地畜禽粪污,成功建成并规模化运营了生物天然气示范项目。该项目年产生生物天然气 $460 \times 10^4 \text{ m}^3$,通过直接替代同等规模的常规煤层气产量,从源头上大幅规避了庞大井群与低压管网的甲烷逃逸。二是针对在用设备不可回收的工艺放空及其他低浓度瓦斯,全面部署蓄热式热氧化与蓄热式催化氧化单元。此类高效率氧化设备可实现极高的甲烷转化率,将其转化为低增温潜势的 CO_2 ,从而实质性压减甲烷当量总排放^[24]。

针对甲烷氧化系统释放的高品质热能,可构建多级梯度的热能回收系统。通过热回收将高温氧化烟气与工艺流程深度耦合,综合运用烟气余热冷凝回收、换热网络重构,以及吸收式热泵制冷等先

进单元,可实现热能向工艺赋能的转变。具体而言,回收热量优先满足提纯单元再沸器、发酵罐恒温系统及厂区冬季采暖的用热需求,从源头上减少企业对燃气锅炉等传统供热设施的依赖,从而显著减少化石燃料燃烧产生的直接排放。该举措通过大幅削减外购热力需求,同步优化企业能源消费结构,降低了购入热力产生间接碳排放的权重,实现了温室气体排放强度与运行成本的双重削减^[25]。

在终端能源消耗消减与电力脱碳方面,针对上、中游多级增压与下游液化深冷加工带来的庞大电负荷刚性约束,必须全方位实施高比例可再生能源替代工程。根据煤层气企业的空间布局,应充分利用厂房屋顶及开阔区域部署分布式光伏发电或风能收集系统,构建微电网架构。通过配置化学储能或物理储能系统实现电力削峰填谷,提升电力自给率并最大化绿电消纳权重,从而大幅压减对外部高碳足迹电网电力的依赖与采购预算。在国家“碳达峰、碳中和”战略框架下,这一路径不仅能够通过调整电力结构降低企业购入电力的间接碳排放,更能通过电力负荷侧的精准调度应对电网排放因子动态波动带来的风险,最终确保企业实现低碳甚至零碳电力供应的战略目标。

3 结论

为建立山西省煤层气行业碳排放核算方法,本文以省属某煤层气企业为考察对象,基于生命周期评价框架明确了碳排放核算边界,通过汇总上游开采、中游储运与下游利用各企业的运行设备及数据,获得了煤层气行业全产业链碳排放核算方法,并得到如下主要结论。

(1)通过汇总全产业链碳排放数据可知,该企业年度 CO_2 净排放量为1774053.8 t/a,其中上、中和下游占比分别为47.8%、18.7%和33.5%;若按排放源统计,甲烷直接排放折算的 CO_2 排放占比为52.5%,购入电力与热力的间接 CO_2 排放占比为34.4%,化石燃料燃烧的直接 CO_2 排放占比为13.1%。

(2)产业上游以甲烷直接排放为主,这由煤层气低压、排水降压解吸等特有工艺存在的广泛甲烷逃逸决定;中游以输配逃逸为主,受制于串接多节点复杂管网(计量站、分输站和管线逆止阀等)的物理泄漏风险;下游呈现电热消耗主导特征,主因为液化深冷加工与持续供暖的刚性负荷约束。

(3)针对上述受特定工艺约束的排放特征,煤

层气企业应选择多能互补与高效销毁的低碳转型路径。产业上游实施生物甲烷替代工程,从源头规避开采逃逸;针对不可回收甲烷,全面部署蓄热式氧化单元进行就地销毁,并对其产生的高品位余热进行梯级回收,反哺工艺热能需求;终端用能侧则通过实施分布式新能源微电网工程提升绿电消纳权重,实质性压减电网购电带来的间接碳排放。

综上,本研究针对核算体系实现了三项实质性改进:一是核算边界由单一开采区块拓展为覆盖上、中和下游的全产业链;二是采用企业实际台账替代通用缺省值,精准修正了低压集输与压裂液返排环节的排放因子,提升了工程适用性;三是基于全链条排放特征,提出了生物甲烷替代与余热梯级利用等机理耦合的减排路径。然而,本研究亦存在部分局限性及未来改进方向。首先,受限于检测手段,微小无组织排放仍依赖经验系数估算,未来需引入高精度在线监测或无人机巡检,以提升数据保真度;其次,当前核算尚未考虑生态碳汇抵扣效应,未来应探索碳源汇耦合的净零排放模型;最后,基于特定区块的实证参数,在向其他不同地质条件的煤层气田推广时,需进行必要的适应性校正。

参考文献

- [1] 李夏伟,何思源,张烨毓,等.含水煤储层孔隙-吸附动态演化机制与煤层气开发方法优化[J].岩矿测试,2026,45(1): 190-203.
LI X W, HE S Y, ZHANG Y Y, et al. Dynamic evolution mechanism of pore-adsorption in moisture-bearing coal reservoirs and implications for optimizing coalbed methane development [J]. Rock and Mineral Analysis, 2026, 45(1): 190-203.
- [2] 桑树勋,谢洪高,颜智华,等.煤层气开发—瓦斯治理—甲烷减排一体化技术探索与进展[J].工程科学学报,2025,47(4): 606-619.
SANG S X, XIE H G, YAN Z H, et al. Exploration and research progress on the integrated technology of coalbed methane development, gas control, and methane emission reduction [J]. Chinese Journal of Engineering, 2025, 47(4): 606-619.
- [3] 原白云,岳宗耀,高保彬,等.井工煤矿全生命周期甲烷捕集核算及减排路径[J].矿业科学学报,2024,9(1): 116-125.
YUAN B Y, YUE Z Y, GAO B B, et al. Capture accounting and emission reduction of methane in the whole life cycle of underground coal mine [J]. Journal of Mining Science and Technology, 2024, 9(1): 116-125.
- [4] XIAO M, LIU Z, YAN Z D, et al. Facet engineering enables long-term water tolerance of Pd/Al₂O₃(110) catalyst for methane oxidation [J]. Applied Catalysis B: Environment and Energy, 2026, 383: 126148.
- [5] 刘金凤,唐君兰,刘玉春,等.基于生命周期视角的再生重包装膜碳足迹及减碳潜力研究[J].中国塑料,2026,40(3): 94-98.
LIU J F, TANG J L, LIU Y C, et al. Study on carbon footprint and carbon reduction potential of recycled FFS films based on life cycle assessment perspective [J]. China Plastics, 2026, 40(3): 94-98.
- [6] 韩子诺,林双娇,潘福斌.基于生命周期的船舶供应链碳足迹测算与减排策略分析[J].环境工程学报,2026,20(5): 1384-1396.
HAN Z N, LIN S J, PAN F B. Carbon footprint accounting and emission reduction strategy analysis of ship supply chains based on life cycle assessment [J]. Chinese Journal of Environmental Engineering, 2026, 20(5): 1384-1396.
- [7] 张文会,张玮仪,乔晓田,等.纯电动公交车辆全生命周期碳排放测算与排放因子[J/OL].吉林大学学报(工学版): 1-12[2026-03-28]. DOI: 10.13229/j.cnki.jdxbgxb.20250706.
ZHANG W H, ZHANG W Y, QIAO X T, et al. Calculation and analysis of carbon emissions in the whole life cycle of pure electric public transport vehicles [J/OL]. Journal of Jilin University (Engineering and Technology Edition): 1-12 [2026-03-28]. DOI: 10.13229/j.cnki.jdxbgxb.20250706.
- [8] 王泽琳,司嘉琨,刘青山.氢燃料电池客车全生命周期环境影响评估与不确定性分析[J].环境科学,2025,46(9): 5595-5607.
WANG Z L, SI J K, LIU Q S. Lifecycle environmental impact assessment and uncertainty analysis of hydrogen fuel cell buses [J]. Environmental Science, 2025, 46(9): 5595-5607.
- [9] 刘含笑,朱前林,林青阳,等.基于LCA方法的光伏产品碳足迹量化评价与低碳设计[J].环境工程学报,2024,18(10): 2972-2981.
LIU H X, ZHU Q L, LIN Q Y, et al. Carbon footprint quantification and low-carbon design of photovoltaic products based on life cycle assessment [J]. Chinese Journal of Environmental Engineering, 2024, 18(10): 2972-2981.
- [10] 付子航.煤制天然气碳排放全生命周期分析及横向比较[J].天然气工业,2010,30(9): 100-104+30.
FU Z H. Life cycle assessment of carbon emission from synthetic natural gas (SNG) and its horizontal comparison analysis [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9): 100-104+30.
- [11] 袁运栋,严岑,张宇,等.天然气集输过程碳排放行为及核算研究进展[J].低碳化学与化工,2025,50(9): 116-125+142.
YUAN Y D, YAN Q, ZHANG Y, et al. Research progress on carbon emission behavior and accounting in natural gas gathering and transportation process [J]. Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering, 2025, 50(9): 116-125+142.

- [12] 周新军, 满朝翰. 全生命周期碳排放核算方法及其应用[J]. 铁路节能环保与安全卫生, 2019, 9(4): 10-14.
ZHOU X J, MAN C H. Accounting method of life cycle carbon emission and its application [J]. Railway Energy Saving & Environmental Protection & Occupational Safety and Health, 2019, 9(4): 10-14.
- [13] 李姗姗, 袁亮. 煤炭工业全生命周期碳排放核算与影响因素[J]. 煤炭学报, 2023, 48(7): 2925-2935.
LI S S, YUAN L. Carbon emission accounting and influencing factors for whole life cycle of coal industry [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(7): 2925-2935.
- [14] 崔亚蕾, 孙仁金, 赵亚南, 等. 煤制天然气全生命周期碳排放核算研究[J]. 资源与产业, 2018, 20(6): 52-60.
CUI Y L, SUN R J, ZHAO Y N, et al. Carbon emission accounting study on entire life cycle of coal-made gas [J]. Resources & Industries, 2018, 20(6): 52-60.
- [15] 王治. 煤层气开采企业温室气体排放核算方法现状与问题浅析[J]. 低碳世界, 2019, 9(8): 77-78.
WANG Y. Current situation and problems of greenhouse gas emission accounting methods for coalbed methane production enterprises [J]. Low Carbon World, 2019, 9(8): 77-78.
- [16] 战友, 黎剑. 煤层气全生命周期碳排放核算研究[J]. 环境保护与循环经济, 2023, 43(8): 1-8.
ZHAN Y, LI J. Study on carbon emission accounting over the whole life cycle of coalbed methane [J]. Environmental Protection and Circular Economy, 2023, 43(8): 1-8.
- [17] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 碳排放核算与报告要求 第16部分: 石油天然气生产企业: GB/T 32151.16—2023 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2023.
State Administration for Market Regulation, National Standardization Administration of China. Carbon emission accounting and reporting requirements—Part 16: Petroleum and natural gas production enterprises: GB/T 32151.16—2023 [S]. Beijing: China Standards Press, 2023.
- [18] 生态环境部, 国家发展和改革委员会, 工业和信息化部, 等. 关于建立碳足迹管理体系的实施方案[EB/OL]. (2024-05-22) [2026-01-04]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202406/t20240604_1074986.html.
Ministry of Ecology and Environment, National Development and Reform Commission, Ministry of Industry and Information Technology, et al. Implementation plan for establishing a carbon footprint management system [EB/OL]. (2024-05-22) [2026-01-04]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202406/t20240604_1074986.html.
- [19] World Resources Institute, World Business Council for Sustainable Development. GHG Protocol product life cycle accounting and reporting standard [S]. Washington: WRI & WBCSD, 2011.
- [20] 薛岗, 许茜, 王红霞, 等. 沁水盆地煤层气田樊庄区块地面集输工艺优化[J]. 天然气工业, 2010, 30(6): 87-90+132.
XUE G, XU Q, WANG H X, et al. Process optimization of surface gathering system: Case history of the Fanzhuang Block in the coalbed methane gas fields, Qinshui Basin [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(6): 87-90+132.
- [21] 李忠城, 唐书恒, 吴敏杰, 等. 煤层气损失气量计算的全脱分析法[J]. 煤田地质与勘探, 2013, 41(1): 20-24.
LI Z C, TANG S H, WU M J, et al. A new method for calculation of lost coalbed methane [J]. Coal Geology & Exploration, 2013, 41(1): 20-24.
- [22] 张景奇, 卢迪. 煤层气生产过程温室气体排放研究[J]. 资源节约与环保, 2020, (5): 111-112.
ZHANG J Q, LU D. Study on greenhouse gas emissions during coalbed methane production [J]. Resources Economization & Environmental Protection, 2020, (5): 111-112.
- [23] 陈仕林, 齐建波, 周军, 等. 煤层气田地面集输技术进展[J]. 油气储运, 2015, 34(12): 1276-1279.
CHEN S L, QI J B, ZHOU J, et al. Progresses in surface gathering techniques in coal-bed methane (CBM) fields [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(12): 1276-1279.
- [24] LIU Y J, GAO H B, YU Z J, et al. Managing methane emissions in abandoned coal mines: Comparison of different recovery technologies by integrating techno-economic analysis and life-cycle assessment [J]. Environmental Science & Technology, 2022, 56(19): 13900-13908.
- [25] WANG B, LI Z X, SHI R, et al. Exploring win-wins from trade-offs? Co-benefits of coalbed methane utilization for the environment, economy and safety [J]. Energy Engineering, 2022, 119(6): 2469-2487.