

发展论坛

煤矿区煤层气全生命周期综合评价研究

赵路正

(煤炭工业规划设计研究院有限公司, 北京 100120)



摘要: 系统总结了“十三五”以来煤矿区煤层气在地面开发、井下抽采、集输和利用方面技术发展基础; 基于构建的煤矿区煤层气全生命周期综合评价方法和模型, 从技术-经济-环境多维度指标量化评价了垂直井、丛式井、水平井、U 型井 4 项典型地面开发技术, 顶板高位钻孔抽采、本煤层顺层钻孔抽采和底板穿层钻孔抽采 3 项典型井下抽采技术, 管道集输、压缩煤层气集输、液化煤层气集输 3 项集输技术, 以及不同浓度煤层气发电、供热、制 LNG 和 CNG 等 7 项利用技术的综合效益。通过科学量化评价煤矿区煤层气开发—集输—利用全产业链的技术水平、经济价值和环境效益, 对煤矿区煤层气产业发展技术优选和投资决策具有重要参考价值。

关键词: 煤矿区煤层气; 开发—集输—利用; 评价方法; 技术—经济—环境; 全生命周期综合评价

中图分类号: F416.21 **文献标志码:** A **文章编号:** 1002-9605 (2022) 05-0039-06

Study on comprehensive life cycle assessment of coalbed methane in coal mine area

Zhao Luzheng

(Coal Industry Planning and Design Research Institute Co., Ltd., Beijing 100120, China)

Abstract: This paper systematically summarizes the technological development foundation of coalbed methane in the coal mine area since the 13th Five-Year Plan in the aspects of surface development, underground drainage, gathering, transportation and utilization; Based on the constructed comprehensive evaluation method and model for the whole life cycle of coalbed methane in coal mine areas, the comprehensive benefits of four typical surface development technologies, including vertical wells, cluster wells, horizontal wells and U-shaped wells, three typical underground drainage technologies, including high-level borehole drainage in the roof, bedding borehole drainage in the coal seam and bedding borehole drainage in the floor, three gas gathering and transportation technologies, including pipeline gathering and transportation, compressed coalbed methane gathering and transportation, and LCBM gathering and transportation, as well as seven utilization technologies, including power generation and supply, heat supply, LNG production and CNG production of coalbed methane with different concentrations, are quantitatively evaluated from the multi-dimensional index of technology, economy and environment. The scientific and quantitative evaluation of the technological level, economic value and environmental benefits of the whole industrial chain of coalbed methane development, gathering and transportation and utilization in coal mine areas has important reference value for the technological optimization and investment decision-making of coalbed methane industry development in coal mine areas.

Key words: coalbed methane in coal mining area; development-gathering-utilization; evaluation method; technology-economy-environment; comprehensive life cycle assessment

DOI:10.13202/j.cnki.cer.2022.05.003

0 引言

煤矿区煤层气(煤矿瓦斯)项目具有典型技术密集型、资金密集型和环境友好型特征^[1]。随着人们对煤矿区煤层气认识的不断深入,如何提高煤矿区煤层气开发利用的综合效益,如何在地质条件、经济发展水平和环境承载力等多因素影响下优选适宜技术途径,越来越受到关注,且认识不统

一,在很大程度上制约了煤矿区煤层气开发利用的产业化发展。一些学者从煤层气开发、集输和利用的单项流程环节进行了评价研究,取得了一系列研究成果^[2-6]。张学超^[7]采用层次分析法和模糊综合评价法,从适应性、安全、效果方面对煤层气与煤炭协调开发进行综合评价;刘娜娜^[8]采用项目经济评价方法,从财务角度分析了地面煤层气抽采井两种设计方案的盈利能力,得出最优方案;焦海滨等^[9]选取财务内部收益率、财务净现值、投资回收期作为评价指标,探讨了煤层气抽采项目经济评价方法;辛欣^[10]对管道输送、液化槽车输送、压缩

基金项目: 国家科技重大专项资助项目(2016ZX05045007); 中国煤炭科工集团科技创新创业专项资金项目(2020-MS003)

槽车输送等常用的煤层气储运方式进行了技术经济评价。赵路正^[11-12]曾采用技术、经济和环境相结合的评价方法,对多种煤矿区煤层气利用技术进行了多指标评价和对比分析,但缺乏从全产业链角度对煤矿区煤层气开发—集输—利用全生命周期进行综合评价,迫切需要建立煤矿区煤层气开发—集输—利用全生命周期综合评价方法,评估不同地区、不同地质条件的煤矿区煤层气抽采—集输—利

用全过程能源消耗、经济性、环境效益,为煤矿区煤层气资源开发利用和产业化发展提供决策支持。

1 煤矿区煤层气全生命周期综合评价方法

采用技术、经济和环境相结合方法,构建了煤矿区煤层气开发—集输—利用评价指标体系,建立了评价模型,并开发了“煤矿区煤层气全生命周期综合评价系统 V1.0”,如图1所示。

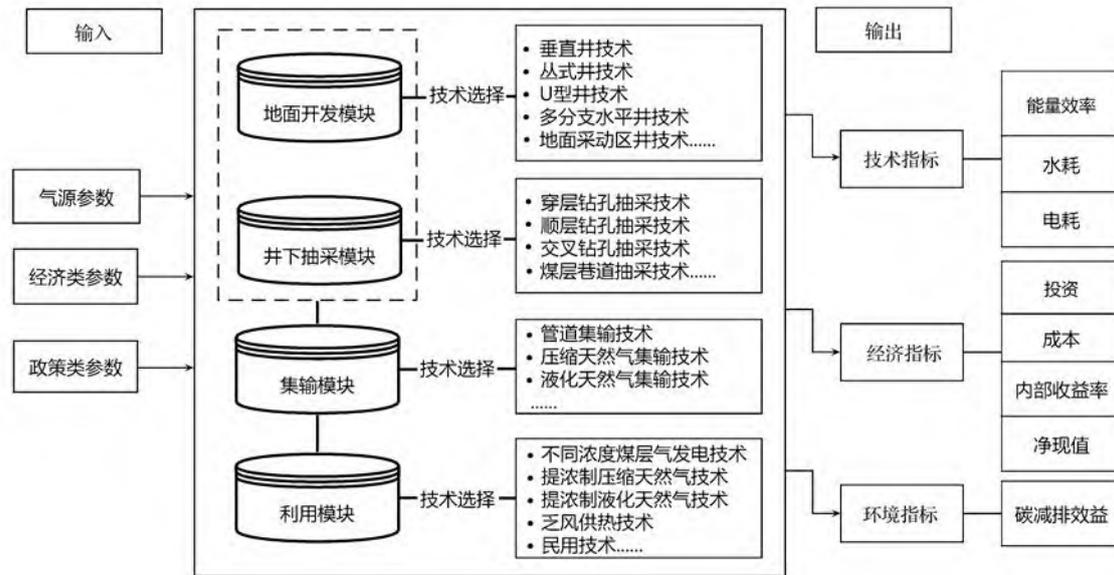


图1 煤矿区煤层气全生命周期综合评价方法

1.1 技术-经济-环境综合评价指标体系

煤矿区煤层气开发—集输—利用全生命周期综合评价指标体系,包括技术、经济和环境3个维度的一级指标,下设二级、三级指标。针对煤矿区开发—集输—利用项目特点,遵循指标体系建立原则,确定二级指标主要包括资源消耗、效率、产品质量、集输规模、技术成熟度、技术适应性、投入产出、减排效益等指标,三级指标主要包括能量效率、电耗、水耗、投资、成本、碳减排量等,见表1。因煤矿区煤层气开发环节、集输环节、利用环节技术特征不同,具体技术指标略有差异。

1.2 综合评价输入输出模型

采用模块化法,将每个煤矿区煤层气开发、集输和利用技术工艺作为独立系统,凡是从外界流入系统的物料和能量定义为输入,由系统输出到外界的定义为输出。系统内部建立物料平衡、能量平衡和化学反应平衡,在模块内部分别构建技术模型、经济模型和环境模型,建立数据输出指标和输入指标之间的关系,计算出能量效率、投入产出、减排效益等指标值。

表1 煤矿区煤层气开发—集输—利用全生命周期综合评价指标体系

环节	一级指标	二级指标	三级指标	
开发	技术指标	资源消耗	电耗	
			水耗	
			油耗	
产品质量		抽采浓度		
		产气量		
集输		技术指标	资源消耗	电耗
	气耗			
	集输规模		集输量	
漏损率				
利用	技术指标		效率	能量效率
			资源消耗	电耗
		水耗		
		技术成熟度	发展阶段	
技术适应性		煤层气浓度适应性		
		煤层气资源适应性		
开发/集输/利用	经济指标	投入产出	投资	
			成本	
	内部收益率			
	净现值			
环境指标	减排效益	碳减排量		

1.2.1 技术指标模型

1) 能量效率。表征系统中输出有用能量与所有输入系统能量之比(%)，技术越先进能量效率越高。

$$\eta_i = \frac{\sum Q_{\text{出}} Q'_1 + Q'_2 + \dots + Q'_n}{\sum Q_{\text{入}} Q_1 + Q_2 + \dots + Q_m} \times 100\% \quad (1)$$

式中： η_i 为能量效率，%； $Q_{\text{出}}$ 为输出有用能量，GJ； $Q_{\text{入}}$ 为输入消耗能量，GJ； Q'_i 为各种输出有用能量，如煤层气发电产生的电能、供热产生的热能等，GJ； Q_i 为各种输入能量，如水耗、电耗、气耗等，GJ。

2) 资源消耗。表征评价技术生产单位能量的所有资源消耗，包括水、电、其他资源等。例如，水耗为

$$q_w = \frac{\text{总用水量}}{\sum Q_{\text{出}}} \quad (2)$$

电耗为

$$q_e = \frac{\text{总用电量}}{\sum Q_{\text{出}}} \quad (3)$$

式中： q_w 为生产单位能量的水资源消耗，GJ或 m^3 ； q_e 为生产单位能量的电资源消耗，GJ或kWh； $Q_{\text{出}}$ 为输出有用能量，GJ。

1.2.2 经济指标模型

1) 投资。表征评价技术工程需要的投资(万元)。

$$T = T_0 \times \left(\frac{X_2}{X_1}\right)^n \times CF \quad (4)$$

式中： T 为技术工程的投资额； T_0 为已建类似工程的投资额； X_2 为拟建工程的生产能力； X_1 为已建类似项目的生产能力； CF 为调整系数； n 为生产能力指数， $0 \leq n \leq 1$ 。

2) 成本。表征评价技术的资本耗费(万元)。

$$T_c = F_c + V_c = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 + C_7 + C_{\text{else}} \quad (5)$$

式中： T_c 为总成本； F_c 为固定成本； V_c 为可变成本； C_1 为外购原材料费； C_2 为外购辅助材料费； C_3 为外购燃料动力费； C_4 为人员工资及福利费； C_5 为修理费； C_6 为折旧费； C_7 为推销费； C_{else} 为其他费用，包括其他营业费用、其他管理费用、其他制造费用。

3) 环境指标模型。煤矿区煤层气主要成分甲烷，它的温室效应是二氧化碳的21倍。煤矿区煤层气的开发利用具有非常可观的碳减排效益，本文

重点表征碳减排效益。

$$Y_{\text{CO}_2} = Y_{\text{BE}} - Y_{\text{PE}} = BE_{\text{md}} + BE_{\text{mr}} + BE_{\text{use}} - PE_{\text{me}} - PE_{\text{md}} - PE_{\text{um}} \quad (6)$$

式中： Y_{CO_2} 为评价技术项目每年碳减排量，t； Y_{BE} 为基准情景下碳排放量，即无项目时碳排放量； Y_{PE} 为项目情景下碳排放量，即有项目时碳排放量； BE_{md} 为基准情景下，摧毁或燃烧甲烷释放的碳排放量； BE_{mr} 为基准情景下，未利用直接释放到大气中的碳排放量； BE_{use} 为基准情景下，替代煤炭或其他能源的碳排放量； PE_{me} 为项目情景下，为收集和利用甲烷所消耗能源的碳排放量； PE_{md} 为项目情景下，摧毁或燃烧甲烷后的碳排放量； PE_{um} 为项目情景下，未完全摧毁或燃烧甲烷的碳排放量。

2 煤矿区煤层气开发综合评价

2.1 开发技术发展基础

煤矿区煤层气开发包括地面开发和井下抽采两种方式，其中，地面开发包括地面井煤层气抽采和地面采动区井煤层气抽采^[13]。根据井型结构，地面开发技术可分为垂直井、丛式井、多分支水平井、U型井等开发技术，技术选择受开发目标、所在地区地形条件、地质条件及资金等多方面因素影响，不同开发技术适应于不同的地质条件^[14]。此外，在煤矿区煤层气(煤矿瓦斯)井下抽采实践中，先后探索发展了多种抽采技术，根据煤矿瓦斯抽采时间与采掘时间点的关系，可分为采前预抽、边采边抽和采后抽采；根据煤矿瓦斯赋存情况以及煤炭开采情况等因素，因地制宜选择适宜的抽采方法^[15]。

2.2 地面开发技术综合评价

选取晋城寺河矿区典型区块，在1 km×1 km评价范围，针对适用的垂直井、丛式井、水平井、U型井等地面开发方式，通过模型计算和综合评价，典型指标的评价结果见表2。

结果表明，在地质构造简单、条件适宜的煤矿区，U型井单位产品能耗较低，为0.013 6 kgce/ m^3 ；丛式井单位产品能耗较高，为0.030 9 kgce/ m^3 。垂直井和丛式井单位采气成本相对较高，为0.44 ~ 0.45元/ m^3 ；U型井单位采气成本相对较低，为0.39元/ m^3 。

2.3 井下抽采技术综合评价

选取两淮芦岭煤矿，针对常用的煤层气井下抽采方式：顶板高位钻孔抽采、本煤层顺层钻孔抽采和底板穿层钻孔抽采技术，通过模型计算和综合评价，典型指标的评价结果见表3。

表2 煤矿区煤层气地面开发技术综合评价结果

评价指标		垂直井	丛式井	多分支水平井	U型井
技术指标	总产气量/ 万 m^3	9 900	7 920	5 940	14 850
	单位产品能耗/ $(\text{kgce} \cdot \text{m}^{-3})$	0.028 9	0.030 9	0.023 7	0.013 6
经济指标	投资/万元	2 460.13	1 938.46	1 744.00	3 924.00
	生产成本/万元	291.19	239.36	172.19	381.56
	单位抽采成本/ $(\text{元} \cdot \text{m}^{-3})$	0.44	0.45	0.43	0.39
	内部收益率(税前)/%	16.77	13.18	9.77	14.83
	净现值(税前)/万元	704.63	568.66	-36.27	1 592.94
环境指标	碳减排量/t	378 081.27	302 465.02	226 848.76	567 121.91

表3 煤矿区煤层气井下抽采技术综合评价结果

评价指标		底板穿层钻孔	顶板高位钻孔	本煤层顺层钻孔
技术指标	煤层瓦斯含量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	10.25	9.15	10.1
	瓦斯压力/MPa	3.5	0	2.56
	单孔产气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	10.24	283.51	280.72
	单位产品能耗/ $(\text{kgce} \cdot \text{m}^{-3})$	0.384 1	0.323 6	0.1892
经济指标	投资/万元	2 460.13	1 938.46	1 744.00
	成本/万元	362.35	285.73	172.52
	内部收益率(税前)/%	13.92	14.59	15.00
	净现值(税前)/万元	751.81	687.67	610.46
环境指标	碳减排量/t	14.13	391.24	387.39

结果表明,该评价区内顶板高位钻孔技术方案为最优开发方式,其次为本煤层顺层钻孔和底板穿层钻孔。芦岭矿煤层松软、透气性差,底板穿层钻孔产气量低、能耗高,瓦斯抽采工程量大、成本高、钻孔利用率低,且预抽后煤层留有抽采盲区,给工作面安全开采带来极大威胁;本煤层顺层钻孔在松软煤层中施工钻孔时,容易出现卡钻塌孔,技术适应性较差;顶板高位钻孔抽采投资和成本相对较高,需要进一步优化提升。

3 煤矿区煤层气集输综合评价

3.1 集输技术发展基础

高浓度煤矿区煤层气集输方式主要有管道集输(PNG)、压缩集输(CNG)、液化集输(LNG)^[16-17]。煤层气长输管道除国家级天然气输气主干管网外,已建成沁水—博爱—郑州(全国第一条跨省煤层气专用输送管道)、韩城—渭南—西安、沁水—晋城—长治、沁水—西气东输、沁水—侯马、临县—临汾等多条煤层气专用管道,国家“十三五”末期,全国建设煤层气长输管线4 300余千米,年输气能力235亿 m^3 。此外,全国投运煤层气压缩(液化)站20余座,压缩液化能力达到320万 m^3/d 以上。

低浓度煤矿区煤层气采用细水雾混合输送或气水二相流输送工艺。

3.2 集输技术综合评价

设定集输规模为1 500万 m^3/a 情况下,重点针对管道集输(PNG)、压缩煤层气(CNG)集输、液化煤层气(LNG)集输3种集输方式进行评价分析,运输距离和成本关系如图2所示。

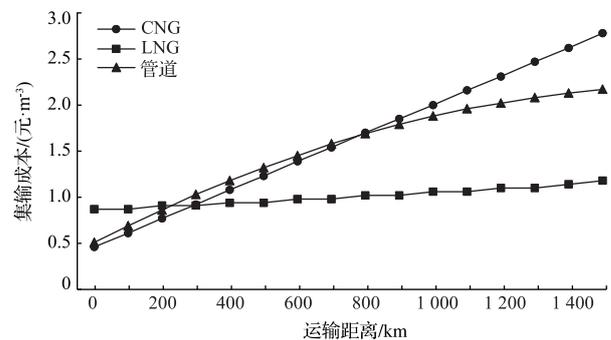


图2 煤矿区煤层气运输距离与成本关系

结果表明,CNG集输适用于短距离供气,集输成本随距离增长呈线性上升趋势,在短距离集输方面具有一定优势,超过300 km则不具备竞争优势。LNG集输适用于中远距离供气,虽然在接收站方面的投资高于CNG,但是单程运输量远大于CNG,单

位运输成本低, 超过 400 km 中远运输距离具有较明显优势。PNG 集输因管道投资巨大, 适用于大规模长距离供气, 特别是在 1 100 km 以上, 且年集输规模可达亿方级, 成本优势将会极大显现。

4 煤矿区煤层气利用综合评价

4.1 利用技术发展基础

不同浓度的煤层气均能实现有效利用^[18]。中高浓度煤层气(甲烷浓度 $\geq 30\%$)主要用于民用、发电、化工、工业燃料等领域, 以民用和发电为主; 低浓度煤层气($1\% < \text{甲烷浓度} < 30\%$)主要用于发电和浓缩提纯后再利用^[19]; 极低浓度煤层气(矿井乏

风, 甲烷浓度 $\leq 1\%$)因其产量大、浓度低, 主要用于辅助或主要燃料供热、蓄热氧化^[20]。针对煤矿区煤层气浓度低、气源不稳定、集中度低、经济性差等问题, 围绕低浓度煤层气安全输送、浓缩利用开展了系列攻关, 对提高煤矿区煤层气利用率发挥了重要作用^[21]。2020年煤矿区煤层气井下抽采利用率 44.8%, 比 2015 年提高了 10 个百分点。

4.2 利用技术综合评价

煤矿区煤层气利用包括不同浓度煤层气发电、供热、民用燃料、制 LNG 和 CNG 等多种技术途径。通过模型计算和综合评价, 典型指标的评价结果见表 4。

表 4 煤矿区煤层气利用技术综合评价结果

评价指标	发电技术			加工技术		供热技术		
	中浓度联合循环发电	低浓度发电	极低浓度(乏风)发电	中浓度提纯制 LNG	中浓度提纯制 CNG	中高浓度民用	乏风供热	
技术指标	能量效率/%	36.49	34.60	10.36	57.38	53.40	55.00	33.79
	单位能耗/(GJ·GJ ⁻¹)	2.74	2.89	9.65	1.74	1.72	1.82	2.96
经济指标	单位投资/(元·GJ ⁻¹)	144.63	285.59	787.16	123.90	118.77	731.61	315.68
	单位成本/(元·GJ ⁻¹)	84.95	130.91	105.81	57.75	57.75	18.00	58.54
环境指标	碳减排量/(t·GJ ⁻¹)	1.27	1.32	2.54	0.44	0.56	0.34	0.97

结果表明, 煤层气浓缩制 LNG/CNG 技术前景好, 能量效率为 53.4%~57.38%, 单位能耗为 1.72~1.74 元/GJ, 单位投资为 118.77~123.9 元/GJ, 优于煤层气发电。中高浓度民用能量效率高, 为 55%, 但铺设管道投资较大导致单位投资高。不同浓度煤层气发电技术成熟, 能量效率较低, 为 10.36%~36.49%, 经济效益较差; 乏风利用碳减排效益好, 其中乏风发电碳减排量为 2.54 元/GJ。

5 结 论

煤矿区煤层气产业发展关乎国家能源安全、双碳目标实现和保障煤矿安全。煤矿区煤层气产业经过半个多世纪探索与发展, 走出了具有中国特色的煤层气与煤炭协调开发之路, 煤矿区煤层气地面开发、井下抽采、集输和全尺度浓度利用技术不断取得新突破, 实现了煤矿区煤层气开发利用从“起步阶段”到“快速发展阶段”到“稳步发展阶段”的跨越式发展。

1) 构建了煤矿区煤层气全生命周期综合评价方法, 建立了技术-经济-环境多维度评价指标体系, 包括三个维度的一级指标, 以及多个二级、三级指标。采用定量分析和定性分析相结合, 以定量

分析为主方法, 构建综合评价输入输出模型, 结合煤矿区煤层气开发-集输-利用全产业链技术发展基础, 量化评价了煤矿区煤层气全产业链典型技术—经济—环境综合效益, 为煤矿区煤层气全产业链高质量发展提供科学决策支撑。

2) 地面开发方面, 垂直井、丛式井、多分支水平井、U 型井等开发技术具有不同的适应特征, 技术选择应考虑开发目标、所在地区地形条件、地质条件及资金等多因素。对于地质构造简单矿区, U 型井单位能耗和单位投资相对低, 建议优选。

3) 井下抽采方面, 根据煤矿瓦斯抽采时间与采掘时间点关系, 采前预抽、边采边抽、以及采后抽采等多种抽采技术适应不同煤炭开采情况。对于煤层松软、透气性差矿区, 建议优选顶板高位钻孔技术方案, 但投资和成本相对高, 需要进一步优化提升。

4) 集输方面, 对于高浓度煤层气地面集输, 压缩集输(CNG)适用于低于 300 km 的短距离供气, 液化集输(LNG)在超过 400 km 的中远运输距离具备优势, 管道集输(PNG)适合大规模长距离运输。对于低浓度煤层气集输, 重点考虑安全因素, 采用细水雾混合输送或气水二相流输送工艺。

5) 利用方面, 不同浓度煤层气均能实现利用,

中高浓度煤层气利用技术相对成熟。中浓度煤层气浓缩制 LNG/CNG 技术前景好；中高浓度民用能量效率高，但铺设管道投资较大导致单位投资高；煤层气发电技术成熟，但低浓度煤层气发电能量效率较低，经济效益较差，需政府补贴；乏风（风排瓦斯）利用碳减排效益好，应加大乏风利用技术研发和补贴力度。同时，建议推动将 10% 以下的低浓度煤层气和风排瓦斯纳入国家核证自愿减排管理体系（CCER），参与全国碳交易，提高企业加大低浓度煤层气利用的积极性，促进煤矿区煤层气产业健康可持续发展。

参考文献：

- [1] 矿区煤层气开发项目组. 煤层气与煤炭协调开发理论与技术[M]. 北京：科学出版社，2021.
- [2] 刘见中，沈春明，雷毅，等. 煤矿区煤层气与煤炭协调开发模式与评价方法[J]. 煤炭学报，2017，42（5）：1221-1229.
- [3] 王成，姜在炳. 煤矿区煤层气抽采项目经济评价方法及其应用[J]. 煤田地质与勘探，2012，40（5）：27-30.
- [4] 贾志超，黄华州，黄绍博，等. 基于 AHP-熵权法的采动区煤层气开发潜力评价[J]. 煤田地质与勘探，2021，49（2）：117-124.
- [5] 李耀谦. 阳泉矿区煤层气利用模式评价与优化[J]. 煤矿安全，2020，51（12）：207-213.
- [6] 刘彦青，赵灿，李国富，等. 晋城矿区煤与煤层气协调开发模式优化决策方法[J]. 煤炭学报，2020，45（7）：2575-2589.
- [7] 张学超. 煤与煤层气协调开发综合评价[J]. 中国矿业，2021，30（9）：42-48.
- [8] 刘娜娜. 基于项目经济评价的煤矿区煤层气开发方案优选[J]. 中国煤层气，2021，18（6）：33-36.
- [9] 焦海滨，牟全斌，孙四清，等. 煤矿区煤层气抽采经济评价方法[J]. 煤炭技术，2015，34（4）：324-326.
- [10] 辛欣. 煤矿区地面煤层气抽采集输工艺研究[D]. 北京：煤炭科学研究总院，2014.
- [11] 赵路正. 煤矿区煤层气利用途径技术-经济-环境综合评价[J]. 中国煤层气，2015，12（6）：42-46.
- [12] 赵路正. 煤矿乏风中的甲烷利用技术经济分析[J]. 煤炭工程，2017，49（7）：97-99.
- [13] 刘见中，孙海涛，雷毅，等. 煤矿区煤层气开发利用新技术现状及发展趋势[J]. 煤炭学报，2020，45（1）：258-267.
- [14] 张培河，张明山. 煤层气不同开发方式的应用现状及适应条件分析[J]. 煤田地质与勘探，2010，38（2）：9-13.
- [15] 王耀锋. 中国煤矿瓦斯抽采技术装备现状与展望[J]. 煤矿安全，2020，51（10）：67-77.
- [16] 薛刚. 矿区煤层气的地面抽采集输工艺研究[J]. 能源与节能，2018（12）：132-133.
- [17] 江涛，王遂正，林中月，等. 我国煤层气产业链集输环节存在的问题与建议[J]. 中国煤炭地质，2018，30（6）：47-50.
- [18] 吴立新，赵路正. 煤矿区煤层气利用技术[M]. 北京：中国石化出版社，2014.
- [19] 熊云威. 煤矿区低浓度煤层气梯级利用技术研究进展[J]. 矿业安全与环保，2018，45（4）：121-124.
- [20] 高鹏飞，孙东玲，霍春秀，等. 超低浓度瓦斯蓄热氧化利用技术研究进展[J]. 煤炭科学技术，2018，46（12）：67-73.
- [21] 赵路正. 提高煤矿区煤层气利用率的科技方向研究[J]. 煤炭经济研究，2019，39（11）：48-52.

作者简介：赵路正（1984—），女，河南荥阳人，副研究员，主要从事洁净煤技术经济评价和能源领域软科学研究工作。
E-mail: zlz905@126.com

责任编辑：柳妮