

交叉·前沿

低碳化现代煤基能源开发关键技术体系

葛世荣¹, 刘淑琴², 樊静丽³, 赵毅鑫³, 滕 腾³

(1. 中国矿业大学(北京)机械与电气工程学院, 北京 100083; 2. 中国矿业大学(北京)化学与环境工程学院, 北京 100083; 3. 中国矿业大学(北京)能源与矿业学院, 北京 100083)

摘 要:煤炭为人类工业文明进步做出了重大贡献,但面临高碳排放的重大难题。现代煤基能源是破解煤与碳矛盾的新路径,能够立足我国资源禀赋实现能源自主可控,提升我国油气自主性,支撑电力清洁转型和新能源产业发展,是保障能源安全和实现双碳目标的重要创新方向。基于现代煤基能源概念及技术体系,系统梳理和介绍了现代煤基能源内涵和产品谱系。通过对现代煤基能源的煤基气开发技术、煤基油开发技术、煤基氢开发技术、煤基电生产技术、矿区动态碳中和技术等5个核心技术模块及其19个技术单元和61项关键技术进行分析和论述,提出了10项低碳化煤基能源开发的变革性技术:①基于自移式等离子体气化机的智能煤炭地下气化技术,具有自动燃烧、自动推进、自动封闭、自动监测、自动调控组分等功能;②煤炭地下气化与间接液化耦合可形成低成本、低排放、短流程煤制油路线(UCG-ICL);③利用太阳能加热或干热岩加热的富油煤原位干馏化学开采技术设想;④基于原位碳捕集利用与封存(CCUS)的深部煤炭地下气化制氢路径(UCG-H₂),循环CO₂作为气化剂提高煤气有效组分产量,捕集CO₂就地封存于地下气化空腔,形成近零排放UCG-H₂技术路线;⑤纳米富氢水煤浆掺氢发电技术,实现低温低压下的低碳煤基电生产,显著降低煤电CO₂排放量;⑥煤炭地下气化耦合IGCC的低碳发电系统构思(UCG+IGCC),减少了IGCC煤制气环节,显著降低CO₂排放部分;⑦煤粉爆燃直线驱动发电技术架构,理论做功能量是煤炭燃烧的15倍以上;⑧基于现代煤基能源内循环的CO₂加氢合成“绿色甲醇”路线,利用低碳UCG制取的煤基“蓝氢”与捕集CO₂合成制取甲醇;⑨现代煤基能源产生的CO₂原位地下封存技术系统,有助于实现零碳煤基能源生产;⑩矿区动态碳中和煤基能源系统架构,将智能保供、绿色开发、清洁转化、低碳利用、洁净排放耦合在一个矿区闭环系统中,实现矿区动态碳中和。

关键词:现代煤基能源;煤炭能源低碳转型;矿区动态碳中和技术;能源安全;CO₂减排

中图分类号:F426.21;TD82;TQ53 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-9993(2024)07-2949-24

Key technologies for low-carbon modern coal-based energy

GE Shirong¹, LIU Shuqin², FAN Jingli³, ZHAO Yixin³, TENG Teng³

(1. School of Mechanical and Electronic Engineering, China University of Mining and Technology-Beijing, Beijing 100083, China; 2. School of Chemical and Environmental Engineering, China University of Mining and Technology-Beijing, Beijing 100083, China; 3. School of Energy and Mining Engineering, China University of Mining and Technology-Beijing, Beijing 100083, China)

收稿日期: 2024-02-28 修回日期: 2024-06-22 责任编辑: 郭晓炜 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2024.0199

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52121003); 中国工程院战略研究与咨询资助项目“我国能源高质量发展战略及前瞻性技术体系研究”(2023-JB-08); 中国工程院战略研究与咨询资助项目“我国能源安全战略研究”(2022-JB-05)

作者简介: 葛世荣(1963—),男,浙江台州人,中国工程院院士。E-mail: gesr@cumt.edu.cn

引用格式: 葛世荣, 刘淑琴, 樊静丽, 等. 低碳化现代煤基能源开发关键技术体系[J]. 煤炭学报, 2024, 49(7): 2949-2972.

GE Shirong, LIU Shuqin, FAN Jingli, et al. Key technologies for low-carbon modern coal-based energy[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(7): 2949-2972.



移动阅读

Abstract: Coal energy has made a significant contribution to the development of human industrialization, but coal energy is faced with the major problem of high carbon emissions. Modern coal-based energy is a new path to crack the contradiction between coal energy and carbon. It can realize independent and controllable energy based on China's resource endowment, enhance the autonomy of China's oil and gas, support the clean transformation of electricity and the development of the renewable energy industry, and is an important innovative direction for guaranteeing energy security and realizing the dual-carbon goal. Based on the concept and technical system of modern coal-based energy, this paper systematically introduces the connotation and product lineage of modern coal-based energy. By analyzing and discussing the five core technology modules, 19 technical units and 61 key technologies of modern coal-based energy, including the new technologies such as coal-based gas, coal-based oil, coal-based hydrogen, coal-based electricity production, and dynamic carbon neutrality in mining area, ten revolutionary technologies for the development of low carbonization coal-based energy are proposed: ① Intelligent underground coal gasification technology based on self-moving plasma gasification machine which has the functions of automatic combustion, propulsion, sealing, monitoring and controlling; ② The coupling of underground coal gasification and indirect liquefaction can form a low-cost, low-emission, short-process coal-to-oil route (UCG-ICL); ③ In situ retorting chemical mining technology of oil-rich coal using solar heating or hot dry rock heating; ④ In the deep coal underground gasification hydrogen production path (UCG-H₂) based on in-situ carbon capture, utilization and storage (CCUS), recycled CO₂ is used as a gasification agent to improve the production of effective components of coal gas, and captured CO₂ is stored in the underground gasification cavity to form a zero-emission UCG-H₂ technical route. ⑤ nanometer hydrogen-rich coal water slurry hydrogen-mixed power generation technology to achieve low-carbon coal-based power production at low temperature and low pressure, and significantly reduce carbon dioxide emissions of coal power; ⑥ The Low carbon power generation system concept of underground coal gasification coupled with IGCC (UCG+IGCC) reduces the coal-to-gas process of IGCC and significantly reduces CO₂ emissions. ⑦ Pulverized coal deflagration linear drive power generation technology structure, the theoretical work energy is more than 15 times of coal combustion; ⑧ Based on the CO₂ hydrogenation synthesis "green methanol" route of modern coal-based energy recycling, methanol is synthesized from coal-based "blue hydrogen" produced by low-carbon UCG and captured CO₂; ⑨ The CO₂ in situ storage technology system generated by modern coal-based energy can help achieve zero-carbon coal-based energy production; ⑩ Dynamic carbon neutral coal-based energy system architecture in mining area, coupling intelligent supply protection, green development, clean transformation, low-carbon utilization and clean emission in a closed-loop system in mining area to achieve dynamic carbon neutrality in mining area.

Key words: modern coal-based energy; low-carbon transformation of coal energy; dynamic carbon neutral technology in mining area; energy security; carbon dioxide reduction

煤炭是人类近 300 年的主要能源,迄今煤炭仍是我国最安全最可靠能源,为保障我国能源安全 and 经济平稳发展做出了重要贡献。然而,煤炭行业面临着化石能源高碳排放的发展困境,作为我国乃至全球能源相关碳排放的主要来源,是应对气候变化所必须面对的严峻挑战。因此,寻找煤炭清洁高效利用新途径一直是能源界的重大课题。

自 20 世纪 80 年代末,煤基燃料拓展到煤基能源,涉及燃煤发电、煤制油、煤制气、煤制氢、煤制甲醇等,它们的能量效率由低到高排序:煤制油(34.8%)、煤制甲醇(41.8%)、燃煤发电(45%)、煤制气(50%~52%)、煤制氢(50%~60%)。1987 年,孟宪申^[1]提出煤基替代能源产品开发建议,包括煤炭气化、醇类替代能源、小化肥厂生产汽油、页岩油开发、水煤浆开发。

1991 年,张碧江等^[2]提出煤基合成液体燃料生产思路,利用中小型合成氨厂生产汽油。2008 年,潘连生等^[3]提出煤基能源化工品(煤制油、甲醇、二甲醚、甲醇制烯烃)发展策略,首次把甲醇/二甲醚、甲醇制烯烃列入煤基能源。2008 年,麻林巍等^[4]提出新型煤基能源技术,包括先进煤电技术、煤基液体燃料技术、煤基多联产技术、CO₂ 捕集技术,首次把清洁煤电和 CO₂ 减排纳入煤基能源。2008 年,张亮^[5]提出煤基气态能源产业概念,包括煤层气、煤炭气化(焦炉煤气、煤制气、地下气化)等及其衍生化工产品,首次把煤层气和煤炭地下气化列入煤基气态能源的重要来源。到 2019 年末,我国西北能源“金三角”地区的煤炭就地转化率达到 23% 左右,投产的煤直接制油、煤间接制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制乙二醇分别占全国总产能

的 100%、79%、74%、44% 和 18%^[6]。

现代煤化工是生产煤基能源主要技术途径, 生产中排放大量 CO₂。2020 年, 我国现代煤化工产业的 CO₂ 排放量约 3.2×10⁸ t, 约占石化化工行业碳排放量的 22.5%, 占当年我国碳排放量的 2.8%, 其中煤制烯烃碳排放约占 23.3%、煤制油碳排放约占 10.9%、煤制天然气碳排放约占 6.8%、煤制乙二醇碳排放约占 6.2%、煤制甲醇 (不含煤制烯烃中甲醇) 碳排放约占 52.8%^[7]。

2010 年以来, 煤基能源低碳发展成为重大挑战。2013 年, 张玉卓^[8]最早提出“近零排放”煤基能源系统理念, 把能源和化工 2 个行业融于一体, 生产超低污染物含量的燃油及化工品。2017 年, 谢和平等^[9]提出煤炭深部原位开采的科学技术构想, 构建煤炭深部原位流态化开采的理论与技术体系。2017 年, 笔者^[10]提出地下煤炭化学开采技术方法、技术架构和工艺系统。2019 年, 邹才能等^[11]提出以煤炭地下气化开辟中国特色的甲烷与氢气发展新途径。2021 年, 王双明等^[12]提出富油煤梯级利用和原位热解的绿色低碳开发途径。2022 年, 谢克昌^[13]提出现代煤化工向高端化、清洁化、低碳化发展, 实现煤炭由单一的燃料属性向燃料/原料并举转变。2023 年, 袁亮等^[14]阐述了煤炭工业碳中和发展的战略构想, 从碳减排、碳替代、碳封存、碳循环 4 个层面细化实施路径。2021 年, 笔者等^[15]创新提出广义煤基能源体系, 包括清洁化煤发电 (水煤浆发电、爆燃发电)、煤系气 (抽采煤层气、地面煤制气、地下煤气化) 和煤制油 (地面煤制油、地下原位热解产油) 等二次能源产品, 并融入矿区原位消纳 CO₂ 技术。

笔者将基于现代煤基能源概念及技术体系^[16], 介绍现代煤基能源技术内涵和产品谱系, 对现代煤基能源的煤基气开发技术、煤基油开发技术、煤基氢开发技术、煤基电生产技术、矿区动态碳中和技术等 5 个核心技术模块及其 19 个技术单元和 61 项关键技术作系统性的论述及讨论。

1 现代煤基能源技术内涵

1.1 现代煤基能源技术体系

在以现代煤化工支撑的煤基能源基础上, 笔者提出现代煤基能源技术体系, 它是煤炭原料创新转化生产的具有低碳属性的煤基气、煤基油、煤基氢和煤基电的新质能源, 并在矿区原位消纳 CO₂, 形成具有碳中和能力的清洁低碳能源生产系统。现代煤基能源技术体系如图 1 所示, 它包含煤基气、煤基油、煤基氢、煤基电和矿区动态碳中和 5 个核心技术模块, 由 19 个技术单元支撑 (含 61 项关键技术)^[16], 涵盖了智能保供、绿色开发、清洁转化、低碳利用、洁净排放的煤

基能源生产全流程。

现代煤基能源内涵比过去的煤基能源内涵有 3 个拓展: ① 能源产品范围更加广泛; ② 体现油气氢电多能共存、相互支撑的协同理念; ③ 能源生产流程实现碳闭合, 具有零碳能源特征。现代煤基能源改变了煤炭作为一次能源燃烧利用的传统方式, 是煤炭能源系统实现动态碳中和的新路径, 体现了我国构建“清洁低碳, 安全高效”新型能源体系的创新方向, 为我国保障能源安全和实现碳减排目标提供创新技术路径。

我国煤基能源开发可分为 3 个阶段加以推进: 到 2030 年, 我国煤炭消费仍以传统燃烧利用方式为主, 现代煤基能源开发处于萌芽期, 煤制油、煤制氢、地下气化技术工程示范取得一定进展。到 2035 年, 我国现代煤基能源开发进入成长期, 以煤制油、煤制氢、地下气化、流态化技术为特征的煤基能源清洁高效利用体系初步形成, 煤基能源开发规模达到煤炭消费总量的 20% 左右。到 2060 年, 我国现代煤基能源开发进入成熟期, 现代煤基能源清洁高效利用技术规模化推广, 其供给能量占煤炭消费总量的近 100%^[16]。

1.2 现代煤基能源技术路线

煤基能源生产路线及低碳能源产品如图 2 所示。通过智能化采煤、煤层气抽采、原位地下气化、原位地下热解等 4 条途径, 将煤炭从地下开采出来, 形成固态、气态、液态等 3 种能源形态, 对煤炭进行能质提升。之后, 采用物理、化学方法对 3 种能源形态进行二次转化, 获得纳米富氢水煤浆、高品质燃气、高浓度含氢燃气和煤焦油, 以此改变传统的煤炭直接燃烧利用方式, 把煤炭转化为低碳排放的能源原料。基于矿区动态碳中和技术, 构建水煤浆加氢燃烧发电、合成气短程制油、燃气加氢制甲醇、零碳制氢、CO₂ 循环利用、CO₂ 煤层矿化封存的碳闭合系统, 产出低碳化“绿电”、“绿氢”、煤基油、煤基气和新能源“维生素”等新质能源产品。由此, 实现对传统煤炭能源利用的技术替代, 协同发挥低碳化新质能源的安全保障作用和对可再生能源稳健发展的协同支撑作用。

在现代煤基能源技术得以突破之后, 我国在 2035 年的煤炭和煤基能源混合占比为 44%; 2060 年的低碳化煤基能源占比 23% 左右, 其中, 煤基电 9%, 煤基气 6%, 煤基油 3%, 煤基氢 3%, 届时的油气能源占比约 16%, 形成非化石能源与化石能源比例 3 : 2 的中国特色新型低碳能源体系。此外, 煤基新材料 also 具有很好的应用前景。在双碳目标背景下, 学术界逐渐开始关注清洁高效的合成和利用煤基新材料。作为一种储量丰富、分布广泛且价格低廉的多功能新材

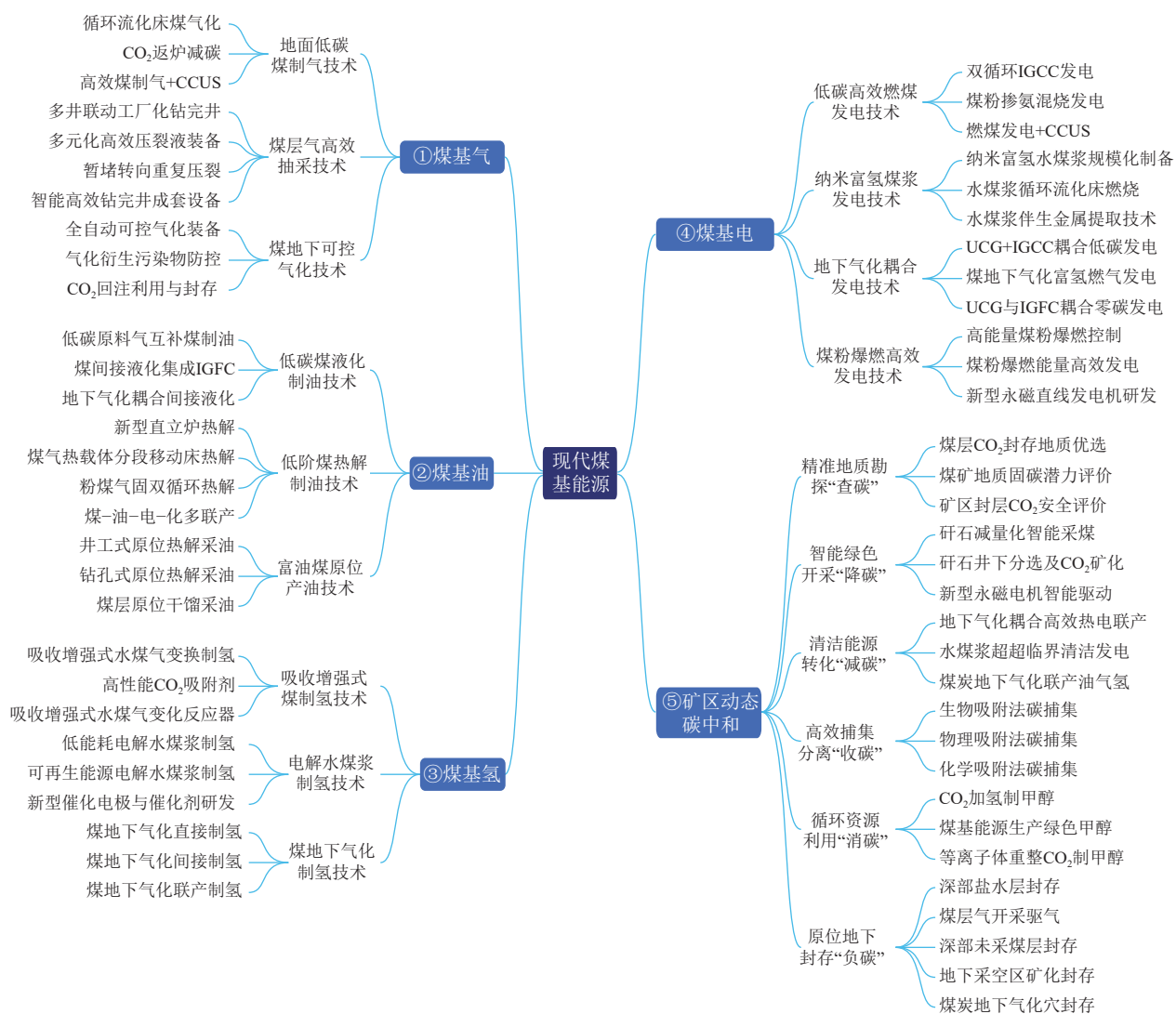
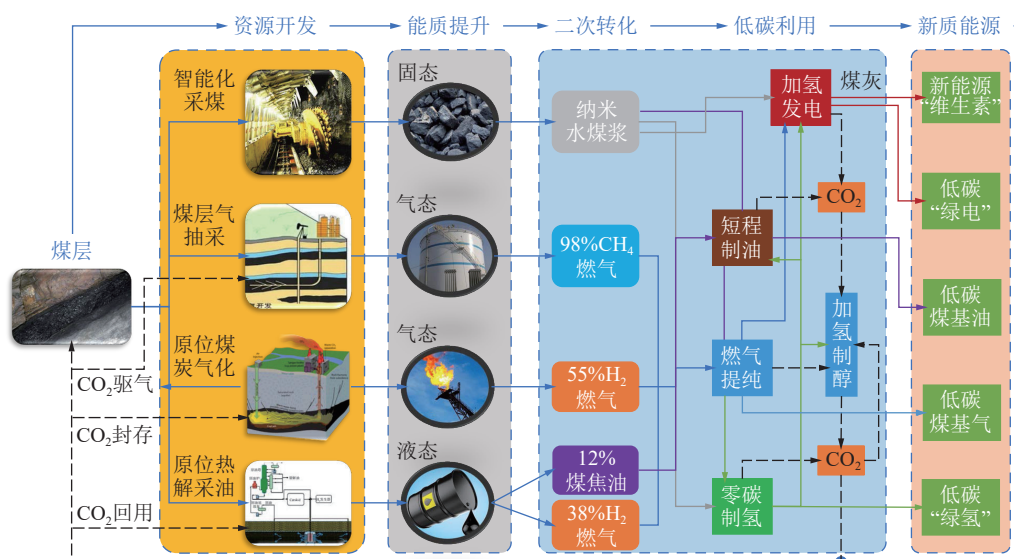
图1 现代煤基能源技术内涵^[16]Fig.1 Modern coal-based energy technology system^[16]

图2 现代煤基能源技术路线及其生产的新质能源产品

Fig.2 Technology roadmap and the newly energy product of modern coal-based energy system

料资源,煤炭在材料研究领域具有广阔的前景,并在能源和催化领域的应用取得了显著进展。在催化领域,LI等^[17]成功制备了由煤焦油沥青衍生的氮掺杂多孔碳纳米片,并证明氮掺杂多孔碳纳米片提高了电催化CO₂的效果。此外,LYU等^[18]采用煤为原料合成了三维碳纳米管/碳复合材料,该复合材料具备三维结构的优势和丰富的活性位点,从而表现出较高的氧还原和析氧反应活性,在锌-空气电池中具有很好的应用前景。在能源领域,LYU等^[19]采用煤基氧化物为前驱体,利用聚乙烯醇作为交联剂,通过冷冻干燥和煅烧工艺成功合成了煤基三维多级孔碳气凝胶,合成气凝胶作为超级电容器电极材料表现出优异的电化学性能。PAN等^[20]利用煤基中间相沥青制备了一种新型的可充电锂离子电池软碳阳极,相比于氮气环境下炭化软碳阳极,真空条件下炭化煤基中间相沥青软碳阳极具有更高的能量密度和速率能力。

预测到2030年,我国煤基电、煤基油、煤基气、煤基氢等煤基能源量可达到 $(2.9\sim 3.9)\times 10^8$ tce,占全国能源需求量的5%~7%,传统煤炭消费的CO₂排放量降至 65.9×10^8 t。到2035年,煤基能源量达 $(4.4\sim 6.1)\times 10^8$ tce,占全国能源需求量的7%~10%,传统煤炭消费的CO₂排放量降至 58.6×10^8 t。到2060年,低碳化煤基能源产量达 $(10.2\sim 14.6)\times 10^8$ tce,占全国能源需求量的18%~24%,煤基能源的CO₂排放量控制在 5×10^8 t以下^[16]。届时,低碳化现代煤基能源不仅比原规划的煤炭在我国能源体系中份额提高1倍,而且把CO₂排放量比原规划的化石能源CO₂排放量降低50%。

2 煤基气低碳化开发技术

煤基气技术发展相对较早,其低碳化开发技术主要包括地面低碳煤制气技术、煤层气高效抽采技术、煤炭地下可控气化技术等3个技术单元和10项关键技术。在这些技术单元中,地面低碳煤制气技术和煤层气高效抽采技术应用较早,且取得了一定的发展规模,煤炭地下可控气化技术前景好,但还处于示范可研阶段,离商业化推广应用还有一定的距离。

2.1 地面低碳煤制气技术

(1) 循环流化床煤气化技术。

通过构建高浓度碳循环利用系统,可从源头控制碳源生成量,并大幅度降低清洁煤气生产成本。相比传统的固定床技术,该技术可进行高效率的粉煤气化,能耗与碳排放显著降低;采用干式除灰和排渣技术,实现灰渣直接利用,在生产过程中避免了焦油和酚类物质的生成,煤气化后剩下的残渣,用做燃料焚烧发

电,实现了对煤炭的梯级化利用。据预测,这项煤制气技术应用,煤制气工艺的煤耗有望减少30%,碳排放量降低约15%。

(2) CO₂ 返炉减碳技术。

构建基于CO₂返炉的煤制天然气联产甲醇工艺,如图3所示^[21],将低温甲醇洗装置的CO₂高含量气体作为补碳气平衡过剩氢气而产生甲醇,从源头降低合成气的氢碳比,使其尽量靠近甲醇合成和乙二醇合成所需要的最佳氢碳比,从而就地消纳CO₂、降低高压蒸汽消耗、减少废水产生量。相关研究表明,煤气化炉中通入CO₂气体,将增加CO的产量,每反应1 m³的CO₂气体,可以生成2 m³的CO气体。新疆庆华能源公司试验结果表明,CO₂返炉使煤气的H₂/CO比从返炉前的3.18降至2.78,证实CO₂返炉可参与煤焦的气化反应,提高粗煤气中CO的体积分数,减少了CO₂排放^[22]。

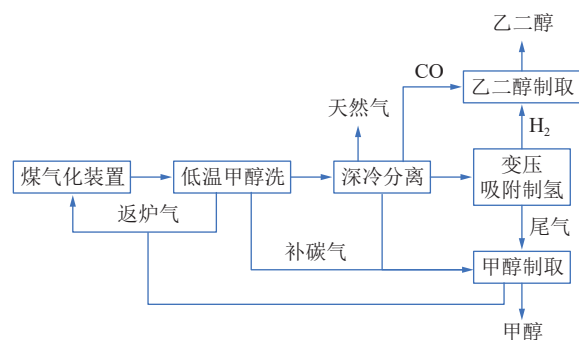


图3 CO₂ 返炉煤制气联产甲醇工艺

Fig.3 Co-production process of coal to gas and methanol with CO₂ return to furnace

(3) 高效煤制气+CCUS 技术。

煤制天然气生产过程中只有1/3碳(含锅炉用煤)进入了天然气产品,其余2/3碳变成CO₂排放,是一种潜在的碳资源。煤制天然气厂捕集CO₂有2个利用优势:一是大部分CO₂在生产过程中被捕集,无需额外投入和捕集费用;二是煤制天然气生产过程捕获较高纯度CO₂,便于运输与集中利用。2022年8月25日,我国首个百万吨级CCUS项目在齐鲁石化第二化肥厂煤制气装置投运,采用中压法低温液化提纯CO₂尾气,获得体积分数99%以上的液态CO₂,直达输送到距离109 km的胜利油田高青油区,每年可将 170×10^4 t的CO₂注入地下进行驱油封存。

2.2 煤层气高效抽采技术

煤层气是煤伴生的一种非常规天然气,开发煤层气既可供给高效洁净能源,也有助于消减导致煤矿瓦斯爆炸、煤岩突出等事故的危险气体,还能降低甲烷类温室气体排放,具有“一举三得”开发价值。目前,

中国煤层气开发理论与技术在地质、钻井、压裂、排采四大关键核心技术取得显著突破。

近年来,我国深部煤层气开发取得重大进展,中石油煤层气公司在大宁-吉县区块累计探明深部(层)煤层气地质储量 $1.122 \times 10^{11} \text{ m}^3$,成为中国首个埋深超 2 000 m、地质储量超 10^{11} m^3 、高丰度的整装大型煤层气田。2021 年 12 月投产,最高日产气量为 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,连续生产 260 d,累计产气量超过 $1.4 \times 10^7 \text{ m}^3$,平均日产气量为 $5.82 \times 10^4 \text{ m}^3$,成为深部(层)煤层气开发的标志性成果^[23]。

中国煤层复杂的地质条件对钻完井设备、压裂材料、压裂工艺形成了巨大的挑战,为了攻克煤层气规模化商业开发的壁垒,裂缝扩展、支撑剂运移、压裂材料清洁化、压后诊断分析等机理问题有待深入研究^[20]。未来我国煤层气增产改造技术创新重点在于:①多井联动工厂化钻完井技术;②多元化高效压裂液装备技术;③暂堵转向重复压裂技术;④智能高效钻完井成套设备^[24-26]。此外,煤层气增产改造需要在多岩性协同开发的合层压裂作业技术和智能化的数据管理与远程决策系统方面取得一定的突破。

2.3 煤炭地下可控气化技术

煤炭地下气化(UCG)是在煤层直接进行不完全燃烧,把煤炭转化为煤气的化学开采方法,它将建井、采煤、气化三大工艺合为一个流程,具有流程短、成本低、地表损伤小、资源回收率高等显著优点^[10]。梁杰等^[27]推测,若建设 100 座日产 10^7 m^3 合成气的深部地下气化站,每年可转化 $2.2 \times 10^8 \text{ t}$ 煤炭,产出 $6.6 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 合成气。实现深部煤炭地下气化的工业化生产,不仅可高效开发深部煤炭资源,还能作为天然气第二开发资源。

在加大科技攻关支持下,2030 年左右有望实现煤炭地下气化规模化生产,但需要突破 3 项关键技术。

(1) 全自动可控气化装备。

目前,煤炭地下气化工艺都基于点火-助燃剂-监控-产气的自蔓式燃烧生产方式,处于不可控的初级技术阶段,煤层燃烧区可控性、产气组分调控性较差,难以实现 UCG 大规模稳定生产,其根本原因在于地下气化未能实现装备化和智能化。为此,笔者^[10]于 2017 年提出无井式盾构-气化协同工艺及装备技术设想,如图 4 所示。基于自移式等离子体气化机,形成全自动气化工艺,具有自动燃烧、自动推进、自动封闭、自动监测、自动调控组分等功能,成为一种兼顾煤炭气化、围岩支护、炉道密闭、自移推进等智能地下气化工艺,通过等离子炬实现强化煤层燃烧,其燃烧速度和充分程度会远高于传统气化工艺的自蔓式燃烧。

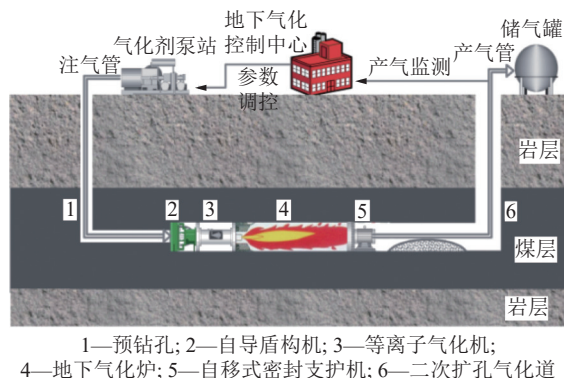


图 4 等离子炬地下煤炭气化机及生产系统^[10]

Fig.4 Underground coal shield-gasification process and intelligent control mechanism^[10]

(2) 气化衍生污染物防控技术。

煤炭地下气化过程释放出铅、汞、氟等痕量元素,必须高度重视这些有害元素的赋存机制及周期,研发稀释有害元素的气化助剂,创新原位封闭有害元素扩散技术。有关研究表明^[28],特征污染物迁移主要发生在中心气化区内,挥发酚及氨气在煤层顶板内向上迁移,煤层顶板垮落带及裂隙带是污染物迁移主要通道,污染物向底板岩层渗透迁移倾向极低。在富氧气化中,Hg 在气化灰渣中富集系数极低,其地下气化过程中主要迁移到气相中,而 Pb、Be、As 和 Se 经历了富氧地下气化后在灰渣中发生了富集,但灰渣不具备浸出毒性,其中的有害微量元素浓度远低于标准规定值^[29]。常琴琴等^[30]用副产煤气中的焦炉煤气、转炉煤气进行提浓得到氢气和一氧化碳可用于合成甲醇,提浓后氢气体积分数约为 97%,一氧化碳的体积分数约为 98%,整体性能较好。邓立康等^[31]以煤基合成气为底物生产乙醇、丁醇、己醇等生物基醇类化学品可降低原料成本,揭示了发酵条件对乙酸及醇类产物合成具有复杂的影响。

(3) CO₂ 回注利用与封存技术。

把煤炭地下气化成煤气中的 CO₂ 分离出来,再混入气化剂回注地下气化腔,可以改善煤炭地下气化效果,从而减少 UCG 工艺的 CO₂ 排放量。试验结果表明,混入高浓度 CO₂ 的气化剂可延长气化时间,使炉内温度场向垂直方向分布;当含氧体积分数为 40% 时, O₂/CO₂ 气化可获得较大 CO₂ 减排量;在整个气化过程中, O₂/CO₂ 气化剂比 O₂/Air 气化剂显著降低 H₂S 和 NH₃ 排放量^[32]。

3 煤基油低碳化开发技术

我国能源总体自给率虽然维持高位,但油气资源短板突出,能源的保障力量是煤炭。我国能源安全

问题实际是石油安全问题,目前的能源应急能力建设以石油储备为主,发展煤基燃油产业是我国建设能源应急能力可行的特色办法。测算表明,当能源应急能力目标大于 1.3 a, 1 t 煤制油产能的应急效果大于 1.3 t 石油储备;达到同样应急效果,建设煤制油产能的财政成本低于增加石油储备^[33]。从技术方面来看,煤基油技术发展相对成熟,其低碳化开发技术主要包括低碳煤液化制油技术、低阶煤热解制油技术、富油煤原位开发技术等 3 个技术单元和 10 项关键技术。在这些技术单元中,低碳煤液化制油技术和低阶煤热解制油技术应用较早,取得了较显著的技术突破,而富油煤原位开发技术前景好,亟需政策支持并实现商业化推广应用。

3.1 低碳煤液化制油技术

煤制油本质是将 $H/C < 1.0$ 的固体煤炭调变转化为 $H/C=1.6\sim 2.0$ 的液态油品,将煤直接催化加氢制取油品称为直接液化工艺,通过煤气化生成合成气再费托合成油品称为间接液化工艺。我国是世界上唯一掌握百万吨煤直接液化技术的国家,在鄂尔多斯建成百万吨级煤制油厂^[34]。截至 2022 年底,我国煤制油投产项目累计完成投资约 1 280 亿元,煤制油年总产能 823×10^4 t,年产量 733×10^4 t。2022 年,国家能源集团宁夏煤业公司的间接液化煤制油产量达 435×10^4 t,吨油品煤耗 3.4 t 标煤、水耗 6 t,吨油品综合能耗 2 tce,能源转化效率 43.6%,CO 总转化率 97%,有效气总转化率达 92%。但是,煤制油生产过程的 CO_2 排放量很高,直接液化煤制油 CO_2 排放比为 5.8 t/t、间接液化煤制油 CO_2 排放比为 6.5 t/t,必须寻找一条低碳化煤制油技术路径。

(1) 煤制油低碳原料气互补技术。

煤气化合成气的相当一部分 C 元素在后续变换中生成 CO_2 ,如果在工艺过程中降低变换比,将大幅度降低 CO_2 排放,可采取降碳措施有:①煤与天然气互补造气,发挥 2 种原料生产合成气的优势,实现碳氢互补。通过降低粗煤气中 CO 变换深度,节省粗煤气 CO 变换和脱除 CO_2 消耗的额外能量,降低单位产品能耗,减少 CO_2 排放;②绿氢用作补氢原料,减少变换反应,使合成气的 C 元素大部分通过反应进入产品,实现工艺过程基本不排放 CO_2 ^[7]。

(2) 煤间接液化集成 IGFC 技术。

在煤间接液化基础上,通过集成高温燃料电池发电技术,构建 CO_2 近零排放的煤间接液化与煤气化燃料电池 (IGFC) 集成系统,如图 5^[35]所示。高温燃料电池直接利用煤制合成气和费托合成尾气高效发电,代替传统的锅炉电站为煤间接液化过程供电供热,可提高供电效率。

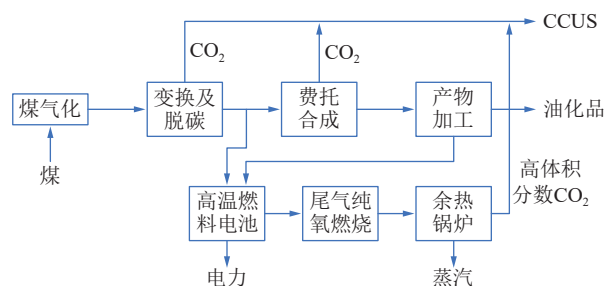


图 5 煤间接液化和 IFGC 集成系统示意

Fig.5 Schematic diagram of integrated indirect coal liquefaction and IFGC system

高温燃料电池发电效率达 50%~60%,远高于同等规模燃气发电效率 30%~40%,发电尾气的 CO_2 富集度达 90% 以上,大幅降低这些 CO_2 捕集难度,有利于实现系统 CO_2 近零排放。IGFC 系统与煤间接液化共用煤气化净化装置,可降低 IGFC 系统投资,进一步提高系统效率。费托合成过程尾气富含 CO、 H_2 、 CO_2 等,是一种非常适合于高温燃料电池的气体,通过高温燃料电池发电利用可显著提高尾气经济价值,同时降低污染物排放。

(3) 煤地下气化耦合间接液化技术。

本文提出将煤炭地下气化与间接液化耦合,构建一条无需地面煤气化合成气的低成本、低排放、短流程煤制油路线 (UCG-ICL),如图 6 所示。现有煤间接液化制油技术工艺的吨油品耗煤约 3.5 t,其成本约占油品生产成本的 40%。在煤炭坑口价 180、245 和 350 元/t 的情景下,地面煤制天然气进网成本分别约为 1.25、1.5、1.7 元/ m^3 ^[36]。

乌兰察布煤炭地下气化试验工程中采用空气气化、富氧气化的生产成本分别为 0.11、0.25 元/ m^3 ^[37]。煤间接液化过程中产生气化炉渣、蜡渣、粉煤灰等残渣,气化炉渣产生量占整个残渣总量的 80% 左右^[38]。由此可见,UCG-ICL 煤制油工艺消除了地面煤气化的大量 CO_2 排放,生产成本比现有煤间接液化工艺降低 60% 以上,同时减少大量残渣排放。

3.2 低阶煤热解制油技术

低阶煤 (褐煤、长焰煤、弱黏煤和不黏煤等) 约占我国煤炭储量的 50%,产量约占目前总量的 30%。通过中低温热解,使低阶煤分子结构发生交联键断裂和产物重组,先分质转化为热解气、煤焦油、半焦,再进一步分质转化利用,获得煤基特种燃料、高端工艺油品、氢气、甲烷等能源产品,该过程被称为以煤热解为龙头的低变质煤分质清洁高效转化多联产技术。陕煤集团率先研发以煤热解为龙头的低阶煤分质清洁高效转化多联产技术,创建煤分质清洁高效转化多联产开发系统^[39-40]。

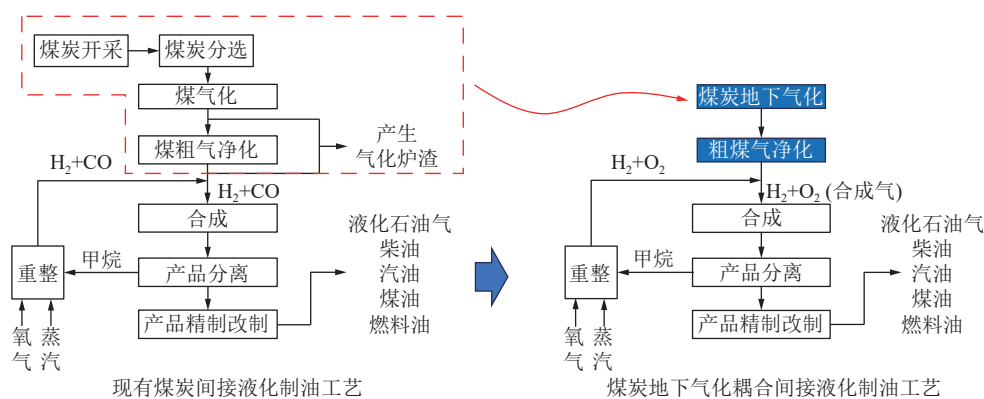


图 6 UCG-ICL 煤制油生产工艺

Fig.6 Coal to oil production process of UCG-ICL

(1) 新型直立炉热解技术 (SM-DXY)。

通过对制氢解吸气替代回炉煤气、炉顶密封微正压、火道砖异形结构设计等多项工艺装备进行优化改进,实现了小粒煤和块煤的综合热解提质,热解效率大幅提升,且能耗水平显著降低。其中的封闭式烘干及“水油氨硫”分质回收处理技术,解决了现有技术的烘干烟气无法回收处理、烘干过程中 VOCs 无组织排放的技术问题,在烘干过程中实现了“水油氨硫”分质回收处理目前,利用该技术建成 3 套年处理混煤 36×10^8 t 的直立炉热解装置,并在实际生产中取得了良好的经济效益和环保效益。

(2) 煤气热载体多层低阶煤热解技术 (SM-GF)。

SM-GF 工艺主要包括国富炉热解单元、煤气冷却净化单元、加热炉单元、烟气净化单元和废水处理单元。原煤经炉顶储煤仓进入国富炉干燥段,经过高温换热脱水,干燥原煤进入国富炉热解段,与高温气体热载体换热,生成半焦、焦油、煤气和热解水,高温半焦进入国富炉冷却段与低温烟气换热降至 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下。热解产生的油-水-气混合物经煤气净化系统充分净化后得到洁净煤气,煤气返回一部分经加热炉升温后进入国富炉热解段充当热源,剩余部分外送。净化产生的油水混合物进入焦油回收系统,实现高效的油/水分离。

(3) 低阶粉煤气固热载体双循环快速热解技术 (SM-SP)。

SM-SP 技术包括原料存储加料、气固热载体双循环热解、气固分离及干熄焦、气液分离单元,如图 7 所示。该技术以循环粉状半焦为热载体,使粉煤在提升管内与热载体充分混合接触后快速反应实现煤的热解。粉煤热解产生的部分焦粉在流化床烧炭器内进行燃烧加热热载体,为热解反应提供热量。热解油气经急冷塔降温减少二次反应,通过分馏技术分离制取轻焦油、中焦油、重焦油和煤气产品。煤焦油收率达

17.1%,是格金干馏收率的 155%,能源转化效率达 80.9%,粉焦产率 45.2%,目前正在建设 120×10^8 t/a 工业示范装置。

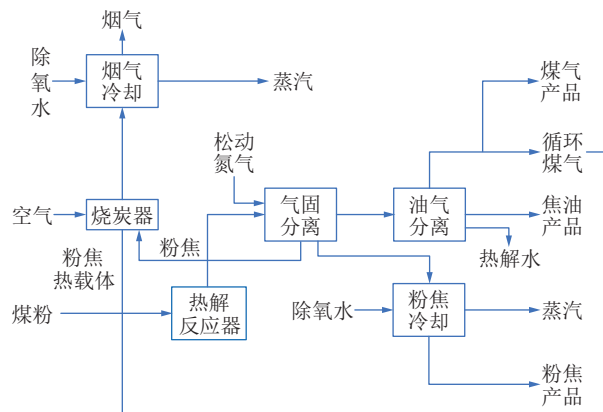


图 7 SM-SP 煤热解工艺

Fig.7 Coal pyrolysis process of SM-SP

(4) 煤-油-电-化多联产技术。

通过以煤热解为龙头的煤分质利用技术,可提取富油煤中的油气资源,实现富油煤从燃料向燃料+原料转化,实现多元化补充油气短缺、保障能源的安全稳定供给。煤-油-电-化多联产模式方案如图 8 所示。工业化试验表明,1 t 煤热解后可得到 $100 \sim 180$ kg 煤焦油、 $60 \sim 100$ m³ 纯热解煤气及约 600 kg 洁净高热值半焦。煤焦油中含有多种难以通过经济的石油化工路线获得的酚类、芳烃、环烷基特种油品及精细化学品;热解煤气中的 H_2 、 CH_4 和 CO 体积分数占到 85% 以上,可以进一步与氢气和甲烷制成纯氢和液化天然气,或催化转化成化学品;半焦可做电石、铁合金等,粉煤可与煤分选过程中的煤矸石一起用于发电,同时也可气化进一步催化转化为油品或者其他化学品,粉焦也可作为高炉喷吹料和无烟燃料。煤炭热解能效可达 80%~93%,几乎不消耗新鲜水, CO_2 排放极低,1 t 原料煤仅产生约 50 kg 废水,废水可耦合煤气化进行资源化利用。

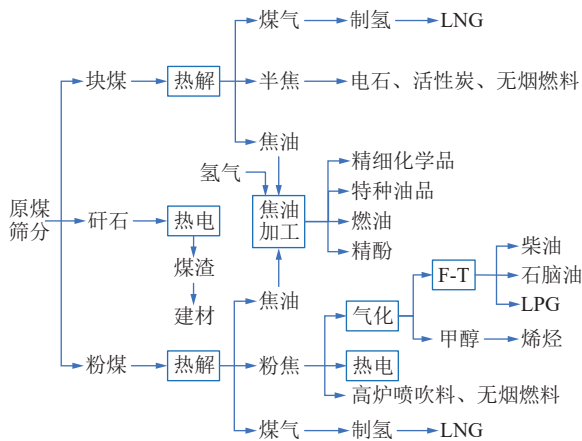


图8 煤-油-电-化多联产模式

Fig.8 Multi-level generation model of coal-oil-electricity-chemical system

3.3 富油煤原位开发技术

富油煤具有煤、油、气属性，其中的油、气资源以非常规形式赋存，无法利用常规油气开采方式获取。富油煤地下原位热解产油技术将热量导入地下煤层并对其进行直接加热，在煤炭固态有机质受热发生裂解后，将产生的油气有机质抽取至地面加工提取油品，把煤炭的大部分碳残留在地下残焦中，形成“取氢留碳”的低碳化富油煤开发路线^[41]。2024年1月，陕煤地质集团等单位开展了富油煤地下原位热转化先导性试验工程试验，首次打通富油煤地下原位热解开采工艺流程，经过一个月的加热，产生液体2 500 L，其中煤焦油约300 L，成功提取了全球第一桶原位热解焦油。

(1) 井工式原位热解技术。

在富油煤有利区布置煤层热解开采工作面，笔者提出煤炭地下原位热解的2种方案：①通过含催化剂

的高温介质开展地下煤炭原位干馏技术；②通过电磁感应、微波辐射加热技术的原位热解技术^[10]。王双明等^[12]推荐2种方案：①向煤层布置等密度加热棒，采用电加热方式进行热解；②采用含有催化剂的高温介质（如过热水蒸气等）进行加热。

(2) 钻孔式原位热解技术。

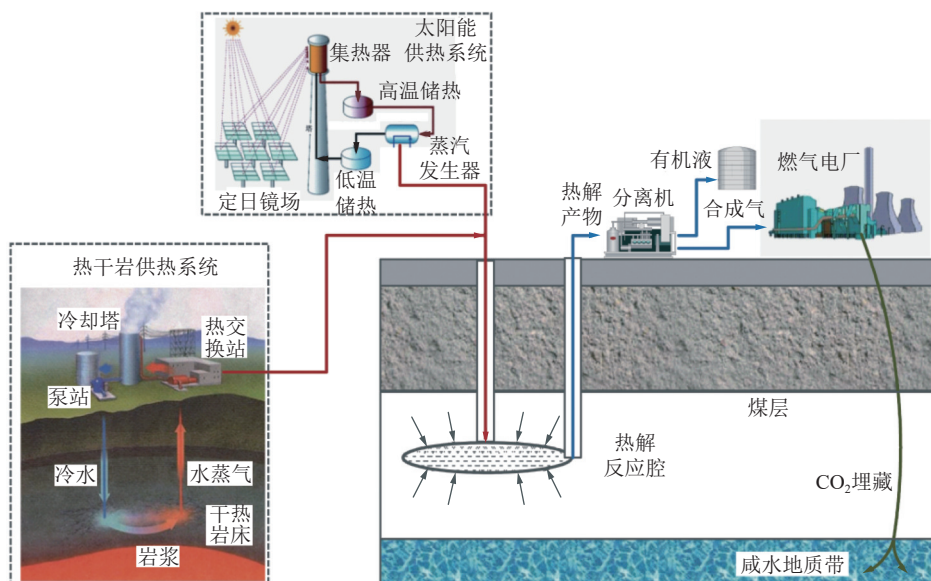
在富油煤层构建水平井形成加热通道，抽采井与水平井相连，在煤层中开展人工造缝形成裂隙场，通过高温介质或电加热方式对富油煤进行原位热解，再通过抽采井进行热解油气产物抽取，注热热源可采用矿区周围的风能、太阳能等可再生能源。

(3) 煤层原位干馏采油技术。

2017年，笔者提出可用于富油煤原位开发的煤炭原位干馏化学开采技术设想，如图9所示^[10]。用小孔径钻机向煤层钻构气化孔，进行局部地下气化，形成原位干馏的地穴反应穴；然后向干馏地穴注入压裂液，使地穴周边煤层产生裂缝；之后，向干馏地穴注入含有催化剂的高温介质，一段时间后抽取干馏产物。原位干馏所需热量可源自太阳能加热或干热岩加热，可大幅降低富油煤原位热解开采的能源成本。姚春雷等经过加氢费托合成烃并减压切割成适宜的馏分，再经过加氢异构脱蜡和加氢精制可得到黏度指数140以上、倾点为-30℃以下的超高黏度指数的合成煤制基础油（CTLs），其低温性能及黏温特性突出，在高档变速箱油、未来新规格发动机油和电动汽车齿轮箱油等领域具有很好的优势^[42]。

4 煤基氢低碳化开发技术

2022年全球氢气产量约 0.98×10^8 t，我国氢气产

图9 富油煤地下原位干馏开发技术设想^[10]Fig.9 Underground in-situ destructive distillation process^[10]

量达 0.38×10^8 t, 其中 62% 来自煤或焦炭生产, 工业产氢约占 19%, 天然气制氢占 18.1%, 电解水制氢占比 < 1%。采用煤制氢路线, 生产 1 kg 氢产生约 11 kg CO_2 , 因此被称为“灰氢”, 把煤制“灰氢”变为煤制“蓝氢”甚至煤制“绿氢”, 将是煤基能源的重大创新方向。煤基氢低碳化开发技术主要包括吸收增强煤制氢技术、电解水煤浆制氢技术、煤炭地下气化制氢技术等 3 个技术单元和 9 项关键技术。电解水煤浆制氢技术和煤炭地下气化制氢技术具有一定的前瞻性, 对于支撑氢能体系低碳清洁化发展具有重要意义。

4.1 吸收增强煤制氢技术

传统的煤气化制氢先生产出 CO 、 H_2 为主要成分的粗煤气, 经过水煤气变换、酸性气体脱除、氢提纯等

流程, 获得高纯度氢气。近年, 国外提出将 CO_2 固体吸附剂与水煤气变换催化剂集成为兼有吸附功能的催化剂颗粒, 在水煤气变换反应器中吸附生成的 CO_2 , 称为吸收增强式水煤气变换技术 (SEWGS)。韩国能源研究所开展 SEWGS 连续 50 h 运行试验, 其工艺流程如图 10 所示^[43], 水蒸气/ CO 比例为 3.0~3.5。试验结果表明, SEWGS 获得的 CO 转化率达 98.9%, CO_2 捕集效率达 98.0%, 产出合成气的 H_2 体积分数为 97.7%, CO 体积分数为 0.7%, CO_2 体积分数为 1.6%。SEWGS 技术突破需开发满足工业规模应用的高性能 CO_2 吸附剂, 使其具有良好的 CO_2 吸附选择性、较低的吸水性、较高且稳定的循环吸附强度, 并研发 SEWGS 反应器及工艺。

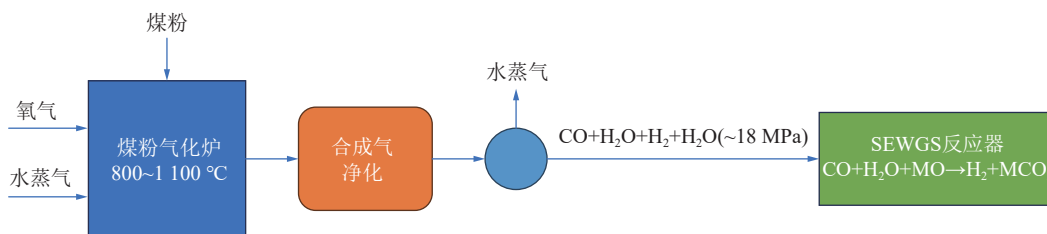


图 10 吸收增强式水煤气变换制氢工艺流程

Fig. 10 Absorption-enhanced water gas shift hydrogen production process

4.2 电解水煤浆制氢技术

电化学煤转化是一种低温煤转化为气液能源的新方法。电解水煤浆制氢在阳极产生 CO_2 、 CO 、 CH_4 等气体, 阴极得到氢气, 理论电解电位为 0.21 V, 远低于电解水制氢的 1.23 V, 实际电耗约为电解水电耗的 50%, 不产生 NO_x 、 SO_2 等污染性气体, 是一种清洁化电解制氢方法^[44-45]。

水煤浆电解特性在 1923 年被 SOHNE^[46]首次发现, 1932 年 LYNCH 和 COLLETT 在 NaOH 溶液中进行煤电解实验, 1979 年 COUGHLIN 等^[47-48]在《Nature》和《Fuel》上发表了煤水电解制氢论文, 首次发现在酸性介质中电解水煤浆可制取氢气, 这为煤基氢开辟了一条新路径^[49]。2007 年, ABREU 等^[50]在酸性溶液中加入 $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$ 作为液体催化剂, 显著提高了电解水煤浆产氢率。

印仁和等^[51]以 $\text{Pt-Ir}/\text{Ti}$ (摩尔比 1:2) 作为电极, 用 1 mol/L 硫酸制备质量浓度 0.02~0.12 g/mL 的水煤浆, 获得最大电解制氢效率 99.7%, 氢气产率 19.7 mL/($\text{cm}^2 \cdot \text{h}$), 产出的 CO_2 与 H_2 体积比为 1:(10~20)。白清城等^[44,52]用洗气水 (粗煤气洗涤废水) 与水煤浆混合电解制氢, 结果表明, 电解水、电解煤浆、电解洗气水煤浆的制氢能耗比为 1:0.6:0.4, 洗气水煤浆电解制氢电流效率为 99%, 氢气纯度为 98%。

目前电解水煤浆制氢效率还未达到规模化生产水平, 需要突破可再生能源耦合电解水煤浆制氢、高产氢率电解水煤浆工艺、新型催化电极和催化剂等关键技术。

4.3 煤地下气化制氢技术

煤炭地下气化省去建井、采煤以及地面建炉气化等环节, 制氢成本具有显著的经济优势。煤炭地下气化制氢来源于 2 条途径: 一是从地下气化输出煤气中直接分离氢气; 二是将输出煤气中的 CH_4 作为气源, 以重整工艺制氢, 单位体积 CH_4 可产出 2.5 倍体积的氢气。

(1) 煤炭地下气化直接制氢技术。

国内外试验数据表明, 地下煤层富水特征使煤炭地下气化具有生产富氢气体和甲烷的天然优势, 地下气化参数优化调控之后, 可产出氢气体积分数 50% 以上的煤气, 经过净化和分离, 即可获得高纯度氢气, 地下气化产氢成本约 0.52 元/ m^3 ^[37], 这远低于地面煤制氢的 1.0~2.1 元/ m^3 和天然气制氢的 1.8~3.4 元/ m^3 。

(2) 煤炭地下气化间接制氢技术。

煤炭地下气化产生富氢甲烷合成气, 可通过甲烷水蒸气重整、等离子甲烷重整直接制取氢气。甲烷水蒸气重整制氢是目前采用最多的制氢技术, 2020 年该方法制取氢气约占全球氢供应量的 60%。在甲烷蒸

汽重整制氢反应中, CH_4 首先裂解为 CH_3 , CH_3 合成 C_2H_6 , C_2H_6 通过逐步的脱氢反应生成氢气; 或者 CH_3 转化为 CH_3OH , CH_3OH 发生一系列的脱氢反应生成氢气。在 100 kPa 和 850 $^\circ\text{C}$ 时, 甲烷转化率接近 100%^[53-54]。

等离子体重整制氢利用甲烷在电弧放电区产生的高活性自由基,代替催化剂引发部分氧化反应,从而制取富氢气体,具有响应快、反应器紧凑等优点,目前研究热点包括:①等离子体重整制氢,采用刀片式滑动弧反应器明显提升了甲烷重整制氢效率,当 O_2/CH_4 体积比为0.3时, CH_4 转化率达81.4%, CO_2 转化率为49.3%, O_2 转化率可达92.4%, H_2 和CO选择性为49.5%和49.9%,加入催化剂的 CH_4 转化率可达100%,氢气选择性也高达93%;②等离子体裂解制氢,采用刀片式滑动弧反应器在氩气载气下进行甲烷裂解制氢实验,甲烷转化率最大为43%,而产物的选择性并无明显变化^[55]。

(3) 煤炭地下气化联产制氢技术。

刘淑琴等^[37]提出基于原位 CCUS 的深部煤炭地下气化制氢路径,如图 11 所示。煤炭地下气化采用 $O+CO_2$ 作为气化剂,循环利用 CO_2 ,既可促进气化通道气固反应发生,又能强化 CO_2 还原反应,提高煤气有效组分产量。研究表明,煤炭地下气化区域的 1 t 灰渣约有 200 kg 的 CO_2 矿化容量。以年产 $12\times 10^8\text{ m}^3$ 氢气的煤炭地下气化场为例, CO_2 排放量约 $90\times 10^4\text{ t/a}$, 60% 可在生产过程封存于地下气化空腔,协同 CO_2 气化剂的循环利用与联产尿素产品,有望全部消纳地下气化制氢所排放的 CO_2 ,形成零排放 UCG- H_2 技术路线。

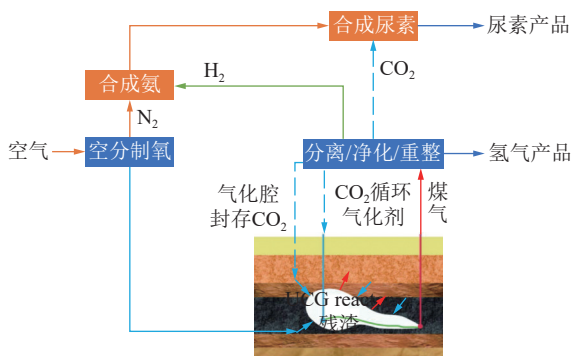


图 11 UCG-CCUS 生产氢气和尿素技术路线

Fig.11 Technical roadmap of hydrogen and urea production by UCG-CCUS system

5 煤基电低碳化生产技术

燃煤发电是煤炭能源转化利用的重要途径,2022 年全球燃煤发电量占比 35.4%,我国燃煤发电量占比 58.4%,支撑 75% 的高峰时段负荷需求。在未来较长

时间,燃煤发电在我国大规模新能源消纳和保障电网安全稳定方面发挥着“压舱石”作用^[56]。但是,燃煤发电的 CO₂ 减排是我国实现碳达峰碳中和目标的关键领域,需要开发先进的煤基发电技术。煤基发电低碳化生产技术主要包括低碳高效燃煤发电技术、纳米富氢煤浆发电技术、煤炭地下气化联合发电技术和煤粉爆燃高效发电技术等 4 个技术单元和 12 项关键技术。在这些技术单元中,传统燃煤发电技术高效化水平显著提升,纳米富氢煤浆发电技术、煤炭地下气化联合发电技术和煤粉爆燃高效发电技术 3 项技术处于示范或可研阶段,亟待商业化推广应用并形成一定规模。

5.1 低碳高效燃煤发电技术

(1) 双循环 IGCC 发电技术。

氢燃料热力系统(氢氧联合循环系统)和含碳燃料热力系统并联形成 CO_2 零排放双循环发电系统(DC-IGCC)如图 12^[57]所示,煤经过气化和净化,通过质子膜分离技术,从煤气中分离出体积分数 99.99% 氢气,与来自空分系统的氧气组成氢氧联合循环动力系统,工质是水蒸气;分离氢气剩余 CO 、 CO_2 和 CH_4 含碳燃气,与空分系统供给的氧气组成富氧燃烧的半闭式燃气轮机联合循环,工质是 CO_2 和水,排气中 CO_2 体积分数超过 85%,通过冷凝方法即可捕集 CO_2 ,大部分 CO_2 回到系统中循环利用,由此形成 CO_2 零排放的发电系统。

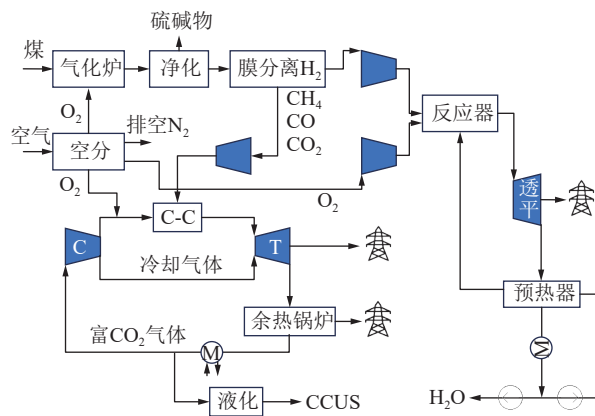


图 12 零碳排放的双循环 IGCC 系统

Fig.12 Dual-circulation IGCC system with zero carbon emissions

(2) 煤粉掺氨混烧发电技术。

在燃煤发电锅炉中掺入少量氨混合燃烧,可有效降低碳排放。一台 300 MW 燃煤机组掺烧 40% 质量的氨, CO_2 减排量约 47×10^4 t/a, 比燃煤发电排放减少 21%。煤炭掺氨燃烧发电可作为破解煤电碳排放与新能源比例上升需要配套煤电之间矛盾的一种可行办法, 其优点在于避免煤电资产浪费和改造成本低。

2021 年 7 月, 国家能源集团启动燃煤锅炉混氨燃烧试验, 在 30 MW 锅炉上进行 30% 混氨燃煤试验。2023 年 4 月, 安徽能源集团与合肥能源研究院在铜陵发电公司进行了 300 MW 燃煤机组 10%~35% 掺氨燃烧试验, 最大掺氨量 21 t/h, 氨燃烬率达到 99.99%, 将在 1 000 MW 机组推进 50% 掺氨燃烧试验。2023 年 11 月, 中国神华台山电厂开展 630 MW 燃煤发电机组掺氨燃烧试验, 氨燃烬率达 99.99%, 这是目前国内外开展掺氨燃烧试验的最大机组。

(3) 燃煤发电+CCUS 技术。

碳捕集、封存与利用 (CCUS) 对于低碳化煤电发展至关重要。在燃煤电厂开展 CO_2 捕集, 多采用燃烧后化学吸收法捕集工艺。全球现有 2 个燃煤电厂商业规模的 CO_2 捕集利用与封存项目的碳捕集规模均在 $100 \times 10^4 \text{ t/a}$ 以上。国内目前最大的煤电碳捕集项目位于国能泰州电厂, 碳捕集量为 $50 \times 10^4 \text{ t/a}$, 正在建设华能正宁电厂 $150 \times 10^4 \text{ t/a}$ 碳捕集项目。燃煤机组捕集 CO_2 运行成本在 200~500 元/t, 对单台机组的全部烟气进行燃烧后碳捕集, 机组发电效率将会降低, 发电成本增加 0.1 元/(kW·h), 因此燃煤电厂 CCUS 技术有待进一步降低成本, 减少运行效率损失。

5.2 纳米富氢煤浆发电技术

水煤浆诞生于 1970 年, 它是一种以 65% 细煤粉、34% H_2O 和 1% 添加剂混合制成煤基液态燃料, 可用于锅炉燃烧供热、发电或生产煤液化、煤制甲烷、煤制烯烃等煤化工产品。

(1) 纳米富氢水煤浆规模化制备技术。

水煤浆制备是决定其燃烧质量的关键基础, 目前湿法磨矿制浆工艺制备水煤浆经历了第 1 代 (球磨机制浆)、第 2 代 (双峰级配提浓) 和第 3 代 (三峰级配提浓) 工艺。第 3 代制浆工艺流程, 细煤粒径约为 30 μm , 超细煤粒径约为 5 μm , 煤浆质量分数提高 4%~6%, 从而大幅改善煤浆流动性、稳定性和雾化性能, 降低气化能耗^[58]。国家能源准能集团已小规模制成纳米水煤浆, 煤粉中位粒度为 450 nm, 制备过程中煤与水发生纳米化破碎混合, 生成 H_2 小分子气体及小碳链有机物, 且具有缓释性, 使其发热量比相同质量分数水煤浆提升了 10%~30%, 黏度特性从常规水煤浆假塑性流体变成似牛顿流体, 可在 35%~65% 质量分数范围内稳定成浆^[59]。

(2) 水煤浆加氢循环流化床燃烧技术。

水煤浆与气化剂通过烧嘴混合呈雾状流体, 以高速喷入气化燃烧室, 在极短时间内生成 CO 、 H_2 、 CO_2 和水蒸气组成的湿煤气, 如图 13 所示。采用 850~900 $^\circ\text{C}$ 低温燃烧, 有效抑制了 NO_x 生成, 石灰石床料

在高温下煅烧生成 CaO , 与 SO_2 反应进一步生成 CaSO_4 , 抑制了 SO_2 排放, 循环流化床燃烧温度处于 CaO 脱硫的最佳温度, 可有效减少 SO_2 排放。

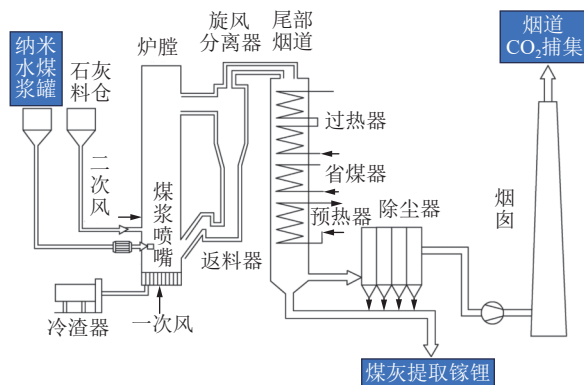


图 13 水煤浆循环流化床燃烧原理

Fig.13 Combustion principle of coal water slurry circulating fluidized bed technique

目前水煤浆燃烧主要采用德士古气化炉、多喷嘴对置式气化炉及晋华炉, 多喷嘴气化炉的合成气产率可达 98%, CO_2 体积分数下降 2%~3%, 比氧耗降低 8%, 比煤耗降低 7%^[58, 60]。准能集团采用该技术进行纳米富氢水煤浆燃烧试验, 以 50% 质量分数低发热量煤制备的纳米水煤浆实现 150~200 $^\circ\text{C}$ 低温下点火及稳定燃烧, 以 3 MW 锅炉燃烧试验测算, 1 kW·h 发电煤耗减少 50 g, CO_2 减排 128 g^[59]。

对柴油/氢气双燃料发动机燃烧试验结果表明, 在 1 400、1 800、2 600 和 3 000 r/min 工况下, 掺氢使当量燃料消耗率最大降幅为 5.7%, 有效热效率最大升幅为 6.3%, CO_2 排放最大降幅为 60.5%, 掺氢后 NO_x 排放降低^[61]。水煤浆可部分替代柴油的燃料功能, 水煤浆掺混柴油可降低当量柴油消耗率, 使 NO_x 排放降低 20%^[62]。可以认为, 纳米富氢水煤浆加氢燃烧将展现更好的降耗减碳优势, 对此目前未有试验研究, 非常值得一试。

(3) 水煤浆伴生关键金属提取技术。

地壳中元素有 88 种, 煤赋存的金属元素有锂、铍、镁、铝、镓、锗、锡、铟等 65 种。我国煤伴生矿藏主要分布在二连盆地-海拉尔盆地锗、稀土成矿带, 天山镓成矿带; 阴山南麓镓-锂成矿区带, 太行山东部镓成矿带; 祁连-秦岭镓-锂成矿带, 川滇桂镓-锂、稀土成矿带; 滇西三江锗成矿带^[63]。内蒙古准格尔煤田的煤炭储量 $265 \times 10^8 \text{ t}$, 煤中伴生的氧化铝储量约 $35 \times 10^8 \text{ t}$, 是我国铝土矿可采储量的近 7 倍; 煤伴生镓储量约 $86 \times 10^4 \text{ t}$, 占世界总储量的 80% 以上; 煤伴生锂储量 $260 \times 10^4 \text{ t}$, 相当于我国总储量的 51%。鄂尔多斯煤种

氢燃气发电流程,省去其他制氢渠道,也无需二次掺氢,是可预见的掺氢燃烧低碳发电的最佳途径。

(3) UCG-IGFC 耦合零碳发电技术。

煤气化燃料电池联合发电 (IGFC) 是一种清洁高效绿电技术,理论发电效率为 85%~90%,目前可实现效率为 40%~60%。1992 年,日本开展 IGFC 可行性研究,结果表明 300 MW 级 IGFC 系统的发电效率接近 47%;1998 年在 Wakamatsu 建设的中试系统发电效率为 53.3%;2019 年日本公布了世界上第 1 座 IG-FC-IGCC 及 CO₂ 捕集示范项目建设方案,准备用于 500 MW 级商业发电,在 CO₂ 回收率为 90% 的条件下,实现约 47% 的发电效率^[67-68]。2022 年,国家能源集团研制成功国内首套 100 MW 级 CO₂ 近零排放的 IGFC 试验系统,连续运行 100 h 以上,发电效率 53.2%,CO₂ 回收率 98.6%。

笔者提出煤炭地下气化与 IGFC 耦合的零碳排放发电技术思路 (UCG+IGFC),如图 15 所示,它省去煤炭开采及地面煤气化环节,实现短流程、零碳排放的煤气化燃料电池联合发电。煤炭地下气化产生的合成气用于高温燃料电池发电,粗煤气用于燃气发电,从地下气化、燃气发电过程捕集 CO₂,混入气化助燃剂返回地下气化炉燃烧,剩余的少量 CO₂ 在地下气化穴残灰中进行矿化封存,最终实现 UCG+IGFC 发电和燃气发电的零排放煤电转化路线,预计该系统发电效率可达 70% 以上。

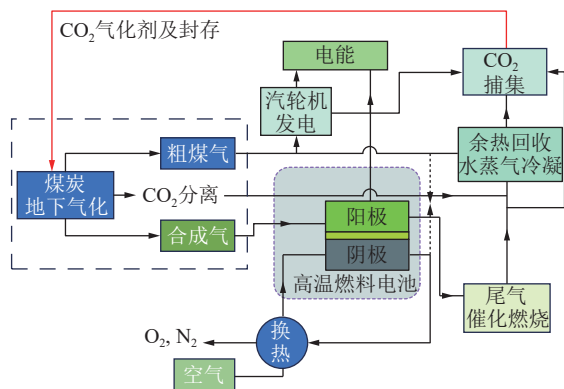


图 15 地下气化短流程 UCG-IGFC 技术路线

Fig.15 UCG-IGFC technology route with an underground gasification short process

UCG+IGFC 发电的关键瓶颈在于燃料电池技术成熟度。现有 IGFC 技术基于煤炭采运到地面,再以煤气化生产粗煤气及合成气,实现燃料电池发电,因而存在煤电流程转化流程长、IGFC 原料成本高的问题。采用煤炭地下气化耦合之后,SOFC 电池低成本规模制造技术、高性能关键器件稳定性,将成为制约 UCG+IGFC 能否实现零碳发电的关键因素。

5.4 煤粉爆燃高效发电技术

微纳米煤粉具有巨大燃爆威力,过去认识到煤粉爆燃的危害性,未有思考如何利用煤粉爆燃巨大能量形成煤电转化能力。2015 年 6 月,笔者在煤炭技术变革研讨会上首次提出把传统的煤粉燃烧发电变为煤粉爆燃发电的技术设想,并给出了利用煤粉爆燃力推动直线电机发电的设计构想,如图 16 所示,与会院士专家认为这是煤炭发电技术的重大变革。

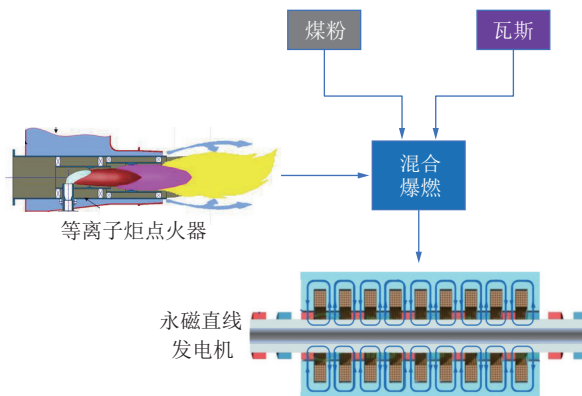


图 16 煤粉高效爆燃发电技术构想

Fig.16 Conception of high-efficiency coal powder explosion power generation technology

早在 1884 年,柴油机发明人鲁道夫·狄塞尔 (Rudolf Diesel) 提出压燃式煤粉发机构想,因实验失败告终;1916 年,他的合作伙伴波里克斯基 (R Pawlikowski) 研制出一台煤粉内燃机,运转近万小时。20 世纪 80 年代初,美国能源部组织船用煤粉柴油机燃烧实验,掺入 32% 煤粉的煤油燃烧试验成功。

过去煤粉爆燃试验都将其作为事故源加以研究,这些结果对于预测煤粉爆燃能量潜力具有参考价值。胡双启等^[69]对粒径 6 μm 的超细煤粉的爆炸试验结果证实,质量分数 300~400 g/kg 的煤粉爆炸压力可达 1.2 MPa。李小东等^[70]用 70 μm 细煤粉进行爆炸试验,结果显示,质量浓度约 350 g/m³ 的爆炸超压可达 75 kPa。李化等^[71]试验研究显示,粒径 45~75 μm 的煤粉在质量浓度 500 g/m³ 时,最大爆压达 0.55 MPa。郭晶等^[72]试验表明,质量浓度为 300 g/m³ 煤粉爆炸压力达 0.55~0.6 MPa,质量浓度为 200 g/m³ 煤粉的最大爆炸压力达到 10~26 MPa。荆术祥等^[73]对 TNT 和 RDX (黑索金)2 种火炸药粉尘、玉米淀粉和煤粉 2 种工业粉尘的爆炸特性实验表明,玉米淀粉和煤粉的爆炸压力分别在 500 g/m³ 和 250 g/m³ 时达到最大值 0.74 MPa 和 0.66 MPa。常温下的煤粉爆炸最佳点火质量浓度为 500 g/m³,最小点火能量为 100 MJ 左右。祝文超等^[74]对煤粉-空气两相旋转爆轰波实验结果表明,煤

粉爆轰速度可达 1 300~1 700 m/s。张锋等^[75]开展了无烟煤粉在乙烯/氧气氛围下爆轰波传播特性实验,发现 5 μm 多孔状煤粉/乙烯当量比为 0.7 和 1.5 的爆轰波速度分别为 1 832 和 1 902 m/s,它远高于煤粉爆炸传播火焰速度 1 120 m/s。

基于以上试验数据,以煤粉爆炸压力 0.5 MPa 和爆轰速度 1 500 m/s 计算,煤粉爆炸产生的能量密度可达 750 W/mm²;若在直径 100 mm、长度 300 mm 气缸内,引爆质量浓度 300 g/m³ 煤粉,煤粉质量约为 3 g,其爆轰动能可达 1.2×10^6 J。相比之下,1 g 煤粉(20 920 kJ)燃烧产生的热能约为 2.1×10^4 J。由此理论测算,等量煤粉爆轰产生动能是煤粉燃烧产生热能的 15 倍以上。

此外,煤粉爆燃发电以爆炸力直接做功,把机械能转换为电能,发电效率可达 70%;而燃煤发电以水蒸气驱动汽轮机进行间接做功发电,当前的煤电转化效率一般为 35%~40%。因此,考虑煤电转换效率因素,理论上的煤粉爆燃发电效能可以达到煤炭燃烧发电的 20 倍以上,这意味着生产 1 kW·h 煤电,煤粉爆燃发电技术可减少煤耗 20 倍,大幅度提升减排 CO₂ 潜力空间。煤粉爆燃发电技术突破需深入研究高能量煤粉爆燃机理与爆控、煤粉爆燃能量高效转化发电、永磁直线发电机研发等关键技术。

煤基发电技术开发目前仍主要集中于传统的旋转设备发电方式的研究,从发电原理上讲有一定局限性,需要加快对非旋转型(静止型)发电技术的开发研究,包括热—电换能器和磁流体发电机^[76]。碱金属热—电换能器直接将燃料产生的热能转换成电能的热机。做功介质不是传统蒸汽,而是一种在封闭循环系统中运行的钠(液态或气态),转换过程可实现高效率。磁流体是用低体积分数(1%)的碱金属(钾)氧化物作为发火剂,将燃烧产生的高温气体用高压喷射装置以高速穿过发电通道的磁场,具有发电效率高、环境污染小、用水省、启动快等特点。

6 矿区动态碳中和关键技术

虽然现代煤基能源技术显著减少 CO₂ 排放量,但剩余的少量 CO₂ 须采用 CCUS 技术加以消纳,才能实现煤基能源生产系统碳中和。典型煤化工项目单位产品碳排放系数见表 1^[77]。由表 1 可知,无论是传统的煤炭发电还是煤化工等,都会产生大量的 CO₂。因此,除了通过提升煤基能源转化效率等降低直接碳排放强度之外,开展多应用场景下的 CO₂ 处置对于构建矿区动态碳中和尤为重要。

碳捕集利用与封存(CCUS)技术是化石能源实现

表 1 典型煤化工产品的碳排放系数

Table 1 Carbon emission factors of the typical coal chemical products

类别	产品	单位产品碳排放系数		
		原料煤	燃料煤	合计
传统煤化工	煤制合成氨	2.4	0.9	3.3
	煤焦化	0.1	0.1	0.2
	煤制甲醇	2.4	0.8	3.2
现代煤化工	煤直接液化	3.7	2.1	5.8
	煤间接液化	4.4	2.0	6.4
	煤制合成气	2.7	2.1	4.8
	煤制烯烃	6.3	4.5	10.8
	煤制乙二醇	3.2	1.9	5.1

大规模近零排放的唯一技术选择。将煤基能源与 CCUS 技术体系深度结合,即从煤电厂、煤化工厂或地下气化源捕集 CO₂ 后,进而探索多种 CO₂ 处置途径,具体包括以下 5 类:① 深部地下封存:将捕集到 CO₂ 压缩并通过管道或罐车等方式运输到适合的地质结构中,如耗尽的油气田、不可开采深部煤层或深部咸水层进行长期封存;② 地下回注封存:把煤炭地下气化、燃气发电过程捕集的 CO₂ 分离后再混入气化助燃剂回注地下气化腔实现高效封存;③ 矿化利用或封存:通过将 CO₂ 转化为碳酸盐矿物进而利用或在地下采空区(气化穴残灰)实现永久封存;④ 化学利用:将捕集到 CO₂ 化学转化为高附加值化工品、低碳燃料或建材,实现 CO₂ 资源化利用;⑤ 地质利用:将捕集到 CO₂ 用以驱替难以开采的煤层气,大幅提高煤层气回收率并实现地下封存。

基于上述 CCUS 技术集成视角下多种 CO₂ 处置途径,本文提出了矿区动态碳中和煤基能源系统架构,从精准地质勘探“查碳”、智能绿色开采“降碳”、清洁能源转化“减碳”、高效捕集分离“收碳”、循环资源利用“消碳”、原位地下封存“负碳”6 个环节,对煤基能源开发产生的 CO₂ 进行矿区原位碳中和处置,以实现矿区动态碳中和^[16]。

矿区动态碳中和关键技术是指在矿区生产运营过程中,通过采用一系列先进的清洁生产、资源循环及深度脱碳相关的技术措施和管理方法,实现碳排放的大幅减少和碳循环的动态平衡,以达到或接近零排放的目标。当前,这一概念在理论和实践中尚处于发展阶段,涉及多个关键技术和科学原理的集成交叉,包括但不限于地质勘探、化工技术、环境工程、能源管理等。各类技术及相关理论依据主要包括:① 循环经济模式:通过资源循环利用技术,如回收利用矿区

产生的尾矿、废石、废渣、废水等,减少废弃物的产生及相应排放。②数字化和智能化管理:利用数字孪生、物联网、大数据分析和人工智能技术,可以实现对矿区生产过程及能源使用进行智能化的管理和优化,大幅提高生产效率并降低能耗。③可再生能源集成:通过部署分布式风能、太阳能等可再生能源设施,并配置电池储能系统,有效减少矿区对外部电网的依赖。④碳捕集利用与封存技术:涉及碳捕集相关的气体吸附、压缩,地质学的封存机制,以及 CO₂ 利用(矿化)相关的化学反应工程和催化科学等。⑤生态修复与碳汇建设:通过植被恢复和土壤管理提升生物化学过程固碳效率,提高矿区生态碳汇能力。

6.1 现代煤基能源开发降碳技术

(1) 精准地质勘探“查碳”技术。

煤田地质精细勘探对低碳化煤基能源开发具有 3 方面作用:一是煤系资源全物质开发地质数据获取,包括煤岩区域及边界定位,煤伴生油气、关键矿产赋存量及开发潜力评价^[78]。二是煤基能源开发技术辅助决策及生产引导,例如,煤炭智能精准开采过程的固废减量化及安全高效生产需要精细的煤岩边界地图支持;煤层气、地下气化、富油煤开发需要精准的优选区域选址支持。三是矿区 CO₂ 封存需要地下碳库区选址及安全评价支持,以及 CO₂ 地质封存的安全性监测与评价。

煤层 CO₂ 地质封存的选址工作首先进行盆地规模的初选,重点评价活断层间距、地震发生概率等工程地质条件特征指标以及盖层封闭性、煤层气潜力和 CO₂ 封存潜力等封存潜力条件。目标区级/靶区级评价是在盆地评价的基础上,进一步确定盖层的封闭性、煤层深度、煤层气潜力、CO₂ 封存潜力^[79]。

研究表明,CO₂ 注入煤层后,大部分 CO₂ 吸附在煤层微孔中,并促使 CH₄ 气体解吸出来;少部分 CO₂ 会溶解于煤层流体中,并与煤层中矿物发生化学反应。因此,煤层碳封存优选区域为:构造不发育具有盖层的连续厚煤层;中等渗透率煤层;碳酸盐矿物含量相对高、黏土矿物含量较少的煤层;流体矿化度较低、阳离子含量较低、pH 低的流体煤储层;储层温度较低、压力低于并接近 CO₂ 液化压力点的煤层^[80]。

CO₂ 地质封存的有效性监测与评价主要任务包括:① CO₂ 羽流运移形态、方向和空间分布监测;② CO₂ 捕获封存机制识别;③ CO₂ 封存空间(储层)状态变化监测;④ CO₂ 剩余封存能力评价。CO₂ 地质封存有效性和安全性动态监测必须是长期的重复观测或连续观测。主要方法有时延地震、时延电磁、时延重力等时延地球物理方法,观测空间包括地面观测、

井间观测和井中观测^[81]。

(2) 智能绿色开采“降碳”技术。

智能化煤矿建设是煤炭行业节能减碳的重要举措之一,通过对煤炭生产、安全监控环节的能耗和排放进行智能化管控,可降低开采及人工成本,降低单位产煤能耗,促进减排降耗、提质增效。

采煤工作面在煤炭开采过程能耗占比近 30%,使采煤装备具备“三个感知、三个自适”性能,将有效减少采运装备无用功耗,相应减少碳排放。所谓“三个感知”是指感知采煤环境、感知装备状态、感知作业姿态,“三个自适”是指自适应截割、自适应巡航、自适性诊断。通过构建煤矿井下的人—机—环境物联网,使采运装备具有开采适应性、动力可靠性、控制自主性的智慧节能降碳能力^[82]。以此构建智能化采煤技术实现矸石减量化采煤,降低煤矿灾害,提高回采率;构建煤矸石井下分选技术,实现煤矸石井下原位处理及利用,有助于构建绿色低碳友好型矿区环境;研发新型永磁智能驱动技术,大幅度降低采煤装备运行能耗,降低煤炭过程碳排放。

数字孪生矿山是煤矿开采系统智慧低碳生产的新手段。例如,综采装备机理模型是根据装备与工作面煤岩耦合作用机理和负载变化规律建立的综合考虑煤岩属性、装备作业参数的数学模型,利用该模型可以获得综采装备物理系统的不可测数据,为综采工作面智能控制系统提供反映物理装备运行状态的全息信息,解决了矿山系统高效低碳运行的决策数据匮乏的问题^[83]。①数字孪生矿山利用精准映射的物联设备,实现碳排放监测功能,可提供碳排放实时监测和数据采集。②数字孪生矿山利用仿真推演能力,在碳排放多元数据要素基础上,实现整个矿山碳减排策略精准预测和分析推演,在数字世界仿真,在物理世界执行。③数字孪生矿山利用全要素数据融合分析决策能力,实现矿山碳资产科学管理和合理配置,包括采矿前、采矿中、采矿后全生命周期的碳资产优化配置,实现生产和降碳的综合效益最大化。

矿山生态修复对煤炭后时代低碳发展具有重要意义,是一种基于自然条件与人工引导而使生态系统得以恢复的过程^[84]。经过矿区地貌重塑、土壤重构与植被重建等土地复垦过程,矿区生态系统逐步由“碳源”向“碳汇”转变。研究表明,黄土高原矿区生态系统恢复力指数表现为混交林>阔叶林>针叶林>草地>灌木。黑岱沟矿区 1 m 土层草地的碳储量为 20.49 t/hm²,林地 26.94 t/hm²,草地固碳速率为 0.79 t/(hm²·a),林地 0.36 t/(hm²·a)。平朔露天煤矿排土场复垦 22 a 后的油松和刺槐混交林 0~20 cm

土层有机碳储量达 6.4 万 t/hm^2 [85]。

(3) 清洁能源转化“减碳”技术。

煤炭地下气化开采通过在地层原位燃烧制取燃气,用以发电或转化利用。由于整个开采过程均在地下完成,因而可直接将产生的 CO_2 及时进行埋存,充分体现 CCUS 技术对于煤炭绿色开采的重要集成作用。依靠灵活、智能、高效发电/发热技术装备创新驱动,研发地下气化耦合高效发电联产技术、水煤浆超超临界清洁发电技术,大幅提高热电效率、并降低煤电和煤热生产过程的碳排放;加强地下气化与煤制油、煤制氢、煤制烯烃、煤制醇类的关键技术攻关,推动由燃料向高端化工原料和碳基新材料领域的转型发展。

(4) 高效捕集分离“收碳”技术。

CO_2 回收利用是现代煤基能源实现碳中和的核心环节。化学吸附法一般适用于 CO_2 体积分数 $< 20\%$ 的煤基能源发电厂燃烧后烟气 CO_2 捕集。物理吸附法一般适用于 CO_2 体积分数约 15% 的燃烧前煤气化合成气、 CO_2 体积分数 $> 35\%$ 的水煤气变换单元后的合成气的 CO_2 捕集。生物吸附法利用植物(藻类)光合作用吸收 CO_2 具有很好的可持续性,但该过程受光合作用影响大。此外,膜分离法适用于煤制气过程 CO_2 体积分数 $> 30\%$ 的合成气脱碳。深冷法适用于煤炭地下气化富氧燃烧产生的合成气中 CO_2 分离 [86]。

6.2 现代煤基能源开发 CCUS 技术

(1) 循环资源利用“消碳”技术。

CO_2 是一种温室气体,但也是有应用价值的可再生碳资源。通过化学转化反应,可实现 CO_2 资源化利用,产生固碳和获取高附加值化工品的双重效果,以 CO_2 为原料可制取的部分化学品如图 17 所示 [87]。目前,通过固碳生产化学品包括尿素、碳酸酯、聚碳酸酯、甲醇、羧酸酯、氨基甲酸酯和水杨酸等,每年消耗 CO_2 约 $1.8 \times 10^8 \text{ t}$ [88]。笔者认为,人类不能只看到甚至夸大 CO_2 危害性,还应以未来科技创新的眼界,视 CO_2 为大自然赋存的宝贵资源,在其利用技术尚未突破之当下,将 CO_2 储存以备今后再利用。因此,迫切需要创新突破 CO_2 资源化利用新技术。

1) CO_2 加氢制甲醇技术。

甲醇是一种优质煤基能源,以 CO_2 作为氧化剂,将低碳烷烃转化为合成气或烯烃是 CO_2 转化甲醇的重要途径。 CO_2 加氢制甲醇有 2 条技术路线:① CO_2 经逆水煤气变换反应得到 CO , CO 加氢作为反应中间体羧基,再加氢制成甲醇;② CO_2 在催化活性位点上直接活化后加氢,得到反应中间体甲酸盐,再加氢转

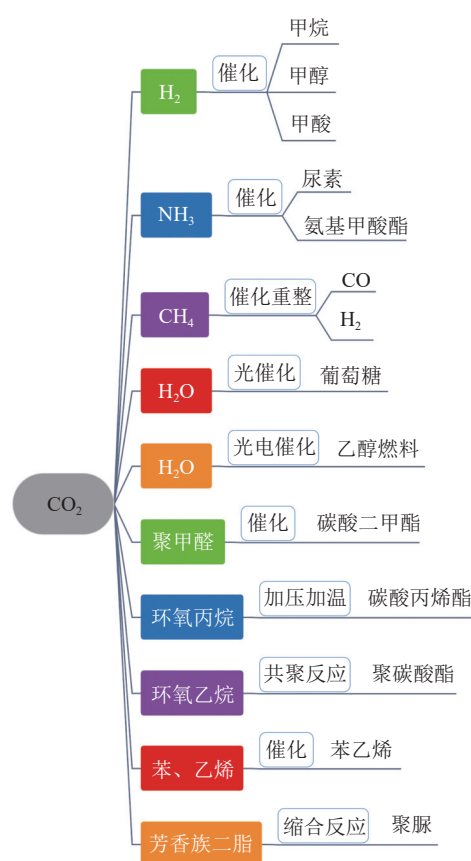


图 17 CO_2 作为原料可制取的部分化学品

Fig.17 Chemicals produced by CO_2 as a raw material

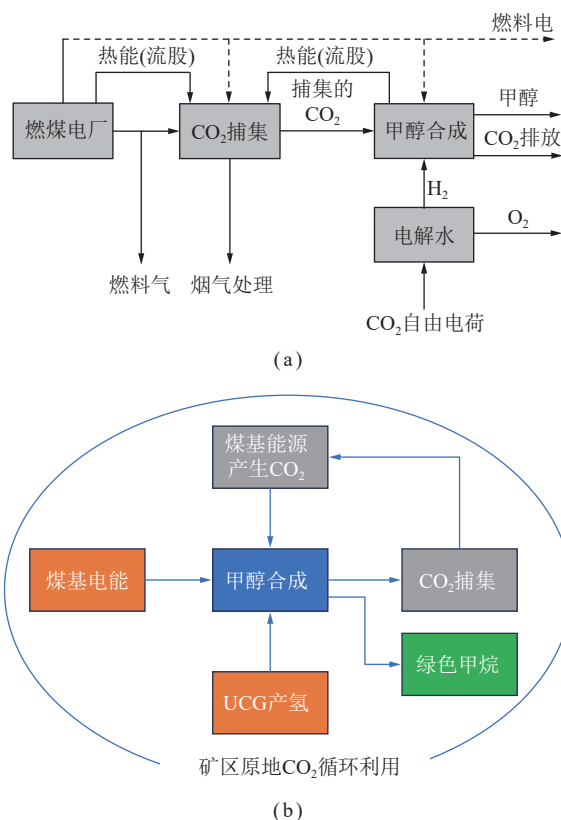
化为甲醇。目前的燃煤电厂烟气 CO_2 加氢制甲醇流程如图 18(a) 所示, CO_2 回收和甲醇合成所需电能来自燃煤电厂,电解水所需电能来自可再生能源,甲醇装置产生的蒸汽用于 CO_2 捕集 [89]。

2) 煤基能源生产“绿色甲醇”。

笔者提出基于现代煤基能源循环的 CO_2 加氢合成“绿色甲醇”工艺路线,如图 18(b) 所示,它利用低碳 UCG 制取的煤基“蓝氢”,与煤基能源过程捕集 CO_2 合成制取甲醇。对比可见,煤基氢气的绿色甲醇技术路线比燃煤电厂的常规路线大为简化,所用电量、氢气和 CO_2 均有煤基能源提供,并通过 CO_2 循环利用实现 CO_2 全部消纳,从而实现甲醇合成的零碳排放。这个过程在矿区原地实现,所生产的甲醇可视为“绿色甲醇”或“可再生甲醇”。

3) 等离子体重整 CO_2 制合成气。

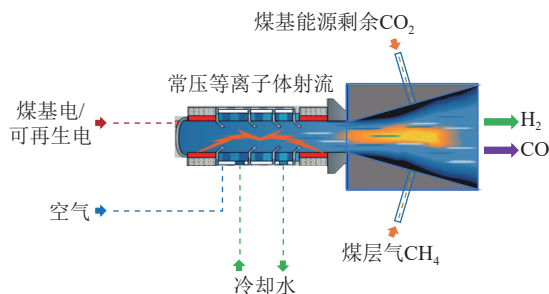
甲烷 CO_2 催化重整制取合成气是一种 CO_2 再利用技术,它在高温高压条件下进行。等离子体中的大量高能粒子具有催化剂作用,撞击产生裂解,可对重甲烷和 CO_2 进行重整反应,展现出转化率和选择性更高、避免催化剂积炭等优势。用热等离子体重整 CH_4 - CO_2 主要有 3 种方法:① 电弧法,以 CH_4 - CO_2 直接生成电弧等离子体进行裂解反应;② 射流法,在 Ar 、 N_2 、

图 18 现代煤基能源 CO₂ 加氢合成甲醇技术路线Fig.18 Technical route for modern coal-based CO₂ hydrogenation to synthesize methanol

H₂ 等离子高温射流中进行 CH₄-CO₂ 重整反应;③ 电弧法与射流法结合,在 CH₄-CO₂ 电弧等离子体高温射流中二次进料进行重整反应^[90]。

笔者提出的煤基能源等离子体重整 CO₂ 制氢技术原理如图 19 所示,甲烷来自煤层气抽采净化原料气,用煤基能源生产过程捕集的 CO₂,用电来自煤基电力或可再生电力,形成矿区原位 CCU 技术路线,由此实现现代煤基能源生产系统零碳排放。

兰天石等^[91]在常压 15 kW 装置上,用氢气作为放电气体产生等离子体射流,甲烷和 CO₂ 送入高温射流进行重整制取合成气,等离子体功率 8.5 kW、原料气量为 1.3 m³/h,CH₄ 与 CO₂ 摩尔比为 4 : 6,CH₄ 转化

图 19 煤基能源等离子体重整 CO₂ 制氢技术Fig.19 Coal based energy plasma reforming CO₂ hydrogen production technology

率为 88.9%,CO₂ 转化率为 84.3%,CO 选择性为 82.2%。李祥等^[92]用大气压等离子体射流对 CH₄ 和 CO₂ 重整制合成气,放电距离 9 mm,CH₄ 与 CO₂ 摩尔比 4 : 6,原料气流量 1 000 mL/min,放电功率 88.4 W,CH₄ 和 CO₂ 最高转化率为 94.9% 和 87.2%。

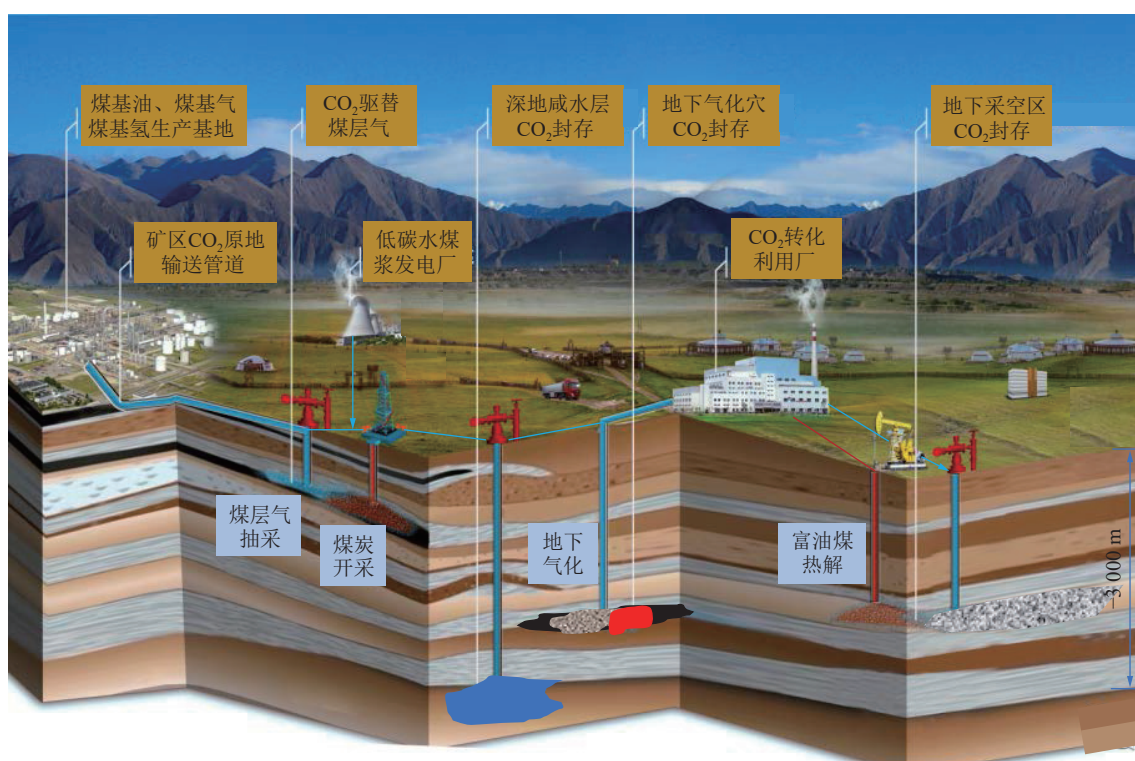
(2) 原位地下封存“负碳”技术。

碳捕集和封存 (CCS) 是彻底消纳煤基能源 CO₂ 的有效途径,其中地下封存是 CCS 的重要资源。目前的 CO₂ 地下封存技术包括:沉积盆地的深部咸水层封存、油气田地质封存、不可开采深部煤层封存、地下采空区矿化封存,这些 CCS 技术一般是异地 CO₂ 封存,其流程包含 CO₂ 捕获、压缩、运输、注入、封存。若在矿区就地实施 CCS,将显著缩短流程、降低成本,实现零碳煤基能源生产^[93]。但是,气化腔埋存 CO₂ 的流动和赋存机理非常复杂,要充分考虑气化腔形态、边壁性质以及超临界 CO₂ 与气化腔流体间复杂相互作用对注入和长期埋存过程的影响。

2004 年,英国能源部提出利用煤炭地下气化腔埋存 CO₂ 设想,并进行了 UCG-CO₂ 气化腔埋存项目论证,结果表明 UCG 气化腔埋存 CO₂ 不仅具有良好的可行性,而且在经济上非常具有吸引力^[94]。2023 年 3 月,我国煤化工领域首个 CCS 示范项目在陕煤集团榆林化学公司开始钻井施工,CO₂ 封存储层在大于 1 000 m 的干层和咸水层,注入压力为 27 MPa(表压)。第 1 阶段为 40×10⁸ t/a 的 CCS 试验工程,部署 4 口封存井,距生产区域约 6 km,3 年试验期注入 CO₂ 共 120×10⁸ t。第 2 阶段达到百万吨级 CCS 工程示范,第 3 阶段达到 400×10⁸ t/a 的 CCS 示范项目^[95]。

笔者提出现代煤基能源 CO₂ 原位地下封存系统,其技术架构如图 20 所示。在煤层不同区域布局煤炭开采、煤层气抽采、煤炭地下气化、富油煤热解开采作业场,在矿区地面建设煤基油、煤基气、煤基氢生产基地,低碳水煤浆发电厂、CO₂ 转化利用厂。煤基能源生产过程捕集的一部分 CO₂ 被原地输送到采区,用于驱替煤层气抽采;剩余部分送到 CO₂ 转化厂,用作合成甲烷、合成气等化工品的原料气;残余的少量 CO₂ 送到矿区,在气化穴、采空区和深部盐水层进行地下封存。

尽管矿区动态碳中和理念具有潜力,但目前相关技术的成熟度不一,且在实际应用中面临诸多挑战。例如,碳捕集技术的成本较高,地质封存的安全性和长期监控问题尚未完全解决;CO₂ 利用技术虽然可以转化为有用产品,但经济效益和市场需求仍需进一步探索。未来,随着技术进步和政策支持,矿区动态碳中和关键技术应集中在降低技术成本、建立数字化碳

图20 现代煤基能源矿区 CO₂ 原位地下封存系统Fig.20 In situ underground CO₂ storage system in modern coal-based energy mining areas

管理体系、提高性能效率和安全性,以及开发新的碳循环利用路径。此外,政府决策部门推动矿业领域相应的绿色低碳政策支持和激励机制,将有力促进矿区动态碳中和技术发挥越来越重要的作用。

7 结 语

我国生态文明建设已进入以降碳为重点战略方向的关键时期,须统筹高质量发展和高水平安全,加快建设新型能源体系,坚决守住能源安全底线。为此,要加快推动能源低碳转型,大力研发低碳化煤基能源颠覆性技术,为高质量发展提供有力支撑保障。面向我国能源发展和安全保障的新挑战,以煤为主的资源禀赋和能源结构决定了未来煤炭还要承担至关重要的兜底保障责任,因此现代煤基能源是破解煤与碳矛盾的新路径,是保障能源安全和实现双碳目标的重要创新方向。本文通过对现代煤基能技术内涵和产品谱系进行系统性梳理和论述,得到了如下结论:

(1) 区别于煤炭燃烧和煤化工,现代煤基能源开发是我国能源安全保障新路径,能够立足我国资源禀赋实现能源自主可控,对提升我国油气自主性,支撑电力清洁转型和新能源产业发展具有重要意义,为我国保障能源安全兼顾双碳目标提供创新路径。

(2) 现代煤基能源开发是煤炭能源低碳发展新赛道,它包括煤基气低碳化开发技术、煤基油低碳化开

发技术、煤基氢低碳化开发技术、煤基电低碳化生产技术和矿区动态碳中和关键技术 5 个核心技术模块,由 19 个技术单元 (内含 61 项创新技术) 支撑,构成智能、安全、高效、清洁的煤基能源技术体系。以精准地质勘探“查碳”、智能绿色开采“降碳”、清洁能源转化“减碳”、高效捕集分离“收碳”、循环资源利用“消碳”、原位地下封存“负碳”,实现零碳煤基能源开发。

(3) 现代煤基能源开发是煤炭行业转型升级新动能,它从传统的一次能源供应商变为低碳化二次能源生产商,能源产品供应来自纳米水煤浆制备、煤炭地下原位气化、煤炭地下原位热解等 3 条技术路线,生产低碳化燃油、燃气、“绿电”、“绿氢”等新质能源产品,实现对传统煤炭能源的低碳化替代,发挥对我国能源安全保障作用和对可再生能源发展的支撑作用。

(4) 现代煤基能源开发是煤炭能源科技变革新方向,为此笔者提出 10 项变革性技术:① 基于自移式等离子体气化机的智能煤炭地下气化技术;② 煤炭地下气化与间接液耦合制油技术;③ 利用太阳能加热或干热岩加热的富油煤原位干馏化学开采技术;④ 基于原位 CCUS 的深部煤炭地下气化制氢技术;⑤ 纳米富氢水煤浆掺氢发电技术;⑥ 煤炭地下气化耦合 IG-CC 的低碳发电技术;⑦ 煤粉爆燃直线驱动发电技术;⑧ 基于现代煤基能源内循环的 CO₂ 加氢合成“绿色

甲醇”技术;⑨现代煤基能源 CO₂ 原位地下封存技术;⑩煤基能源生产矿区动态碳中和技术。如果这些技术取得实质性突破,将为我国现代煤基能源规模化开发奠定重要基础。

现代煤基能源开发是新型能源体系建设新要素,随着低碳化煤基能源开发技术体系的逐步建立,低碳化煤基能源产量占比显著提升,低碳化现代煤基能源不仅比原规划的煤炭在我国能源体系中份额提高 1 倍,而且把 CO₂ 排放量比原规划的传统煤炭消费的 CO₂ 排放量降低 50%,借助于矿区动态碳中和技术能够实现煤基能源超低碳排放,从而保障我国能源体系安全可靠低碳可控。

参考文献(References):

- [1] 孟宪申. 发展煤基替代能源[J]. 现代化工, 1987, 7(6): 8-11, 7-4.
MENG Xianshen. Develop coal-based alternative energy sources[J]. Modern Chemical Industry, 1987, 7(6): 8-11, 7-4.
- [2] 张碧江, 赵连仲. 煤基合成液体燃料[J]. 中国科学院院刊, 1991, 6(4): 323-325.
ZHANG Bijiang, ZHAO Lianzhong. Coal-based synthetic liquid fuel[J]. Bulletin of the Chinese Academy of Sciences, 1991, 6(4): 323-325.
- [3] 潘连生, 张瑞和, 朱曾惠. 对我国煤基能源化工品发展的一些思考[J]. 煤化工, 2008, 36(2): 1-6.
PAN Liansheng, ZHANG Ruihe, ZHU Zenghui. Some ideas about the development of the coal-based chemical products for energy application[J]. Coal Chemical Industry, 2008, 36(2): 1-6.
- [4] 麻林巍, 付峰, 李政, 等. 新型煤基能源转化技术发展分析[J]. 煤炭转化, 2008, 31(1): 82-88.
MA Linwei, FU Feng, LI Zheng, et al. Analysis on the development of advanced coal-based energy conversion technology in China[J]. Coal Conversion, 2008, 31(1): 82-88.
- [5] 韩文. 煤基能源或成主要替代能源 山西将建煤基气态能源产业示范基地——访山西省煤层气行业协会会长张亮[J]. 中国经济周刊, 2008(S2): 22-23.
HAN Wen. Coal-based energy or major alternative energy: a demonstration base of coal-based gaseous energy industry will be built in Shanxi—Interview with Sean, President of Shanxi Coalbed Methane Industry Association[J]. China Economic Weekly, 2008(S2): 22-23.
- [6] 朱汉雄, 耿笑颖, 肖宇, 等. 新时代西北地区推进能源革命的战略路径研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(1): 92-100.
ZHU Hanxiong, GENG Xiaoying, XIAO Yu, et al. Strategic path for energy revolution in Northwest China in the new era[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(1): 92-100.
- [7] 刘殿栋, 王钰. 现代煤化工产业碳减排、碳中和方案探讨[J]. 煤炭加工与综合利用, 2021(5): 67-72.
LIU Diandong, WANG Yu. Discussion on scheme of carbon reduction and carbon neutralization in modern coal chemical industry[J]. Coal Processing & Comprehensive Utilization, 2021(5): 67-72.
- [8] 张玉卓. 如何构建“近零排放”系统[J]. 能源, 2013(2): 34-36.
ZHANG Yuzhuo. How to build a “near zero emission” system[J]. Energy, 2013(2): 34-36.
- [9] 谢和平, 高峰, 鞠杨, 等. 深地煤炭资源流态化开采理论与技术构想[J]. 煤炭学报, 2017, 42(3): 547-556.
XIE Heping, GAO Feng, JU Yang, et al. Theoretical and technological conception of the fluidization mining for deep coal resources[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(3): 547-556.
- [10] 葛世荣. 深部煤炭化学开采技术[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(4): 679-691.
GE Shirong. Chemical mining technology for deep coal resources[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(4): 679-691.
- [11] 邹才能, 陈艳鹏, 孔令峰, 等. 煤炭地下气化及对中国天然气发展的战略意义[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 195-204.
ZOU Caineng, CHEN Yanpeng, KONG Lingfeng, et al. Underground coal gasification and its strategic significance to the development of natural gas industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 195-204.
- [12] 王双明, 师庆民, 王生全, 等. 富油煤的油气资源属性与绿色低碳开发[J]. 煤炭学报, 2021, 46(5): 1365-1377.
WANG Shuangming, SHI Qingmin, WANG Shengquan, et al. Resource property and exploitation concepts with green and low-carbon of tar-rich coal as coal-based oil and gas[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(5): 1365-1377.
- [13] 谢克昌. 面向 2035 年我国能源发展的思考与建议[J]. 中国工程科学, 2022, 24(6): 1-7.
XIE Kechang. China's energy development for 2035: Strategic thinking and suggestions[J]. Strategic Study of CAE, 2022, 24(6): 1-7.
- [14] 袁亮. 煤炭工业碳中和发展战略构想[J]. 中国工程科学, 2023, 25(5): 103-110.
YUAN Liang. Strategic conception of carbon neutralization in coal industry[J]. Strategic Study of CAE, 2023, 25(5): 103-110.
- [15] 葛世荣, 王兵, 冯豪豪, 等. 煤基能源动态碳中和模式及其保供降碳效益评估[J]. 中国工程科学, 2023, 25(5): 122-135.
GE Shirong, WANG Bing, FENG Haohao, et al. Dynamic carbon neutrality mode for coal-based energy systems and effectiveness assessment thereof[J]. Strategic Study of CAE, 2023, 25(5): 122-135.
- [16] 葛世荣, 樊静丽, 刘淑琴, 等. 低碳化现代煤基能源技术体系及开发战略[J]. 煤炭学报, 2024, 49(1): 203-223.
GE Shirong, FAN Jingli, LIU Shuqin, et al. Low carbon modern coal-based energy technology system and development strategy[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 203-223.
- [17] LI H Q, XIAO N, HAO M Y, et al. Efficient CO₂ electroreduction over pyridinic-N active sites highly exposed on wrinkled porous carbon nanosheets[J]. Chemical Engineering Journal, 2018, 351: 613-621.
- [18] LU Z J, YAO S D, DONG Y Z, et al. Earth-abundant coal-derived carbon nanotube/carbon composites as efficient bifunctional oxygen electrocatalysts for rechargeable zinc-air batteries[J]. Journal of Energy Chemistry, 2021, 56(5): 87-97.

- [19] LYU Y, DING L L, WU X Y, et al. Coal-based 3D hierarchical porous carbon aerogels for high performance and super-long life supercapacitors[J]. *Scientific Reports*, 2020, 10(1): 7022.
- [20] PAN G H, LIANG W B, LIANG P, et al. Effect of vacuum-carbonization treatment of soft carbon anodes derived from coal-based mesophase pitch for lithium-ion batteries[J]. *Clean Energy*, 2019, 3(3): 211–216.
- [21] 刘阳, 吴秀章, 刘永健, 等. 基于二氧化碳返炉的煤制天然气联产甲醇和乙二醇工艺研究[J]. *现代化工*, 2021, 41(7): 214–218.
LIU Yang, WU Xiuzhang, LIU Yongjian, et al. Study on coal to synthetic natural gas with co-production of methanol and ethylene glycol based on carbon dioxide back to gasifier[J]. *Modern Chemical Industry*, 2021, 41(7): 214–218.
- [22] 尹文越. 二氧化碳返炉对煤制天然气工艺的影响[J]. *大氮肥*, 2018, 41(2): 78–79, 97.
YIN Wenyue. The influence of recycled CO₂ to coal-to-natural gas process[J]. *Large Scale Nitrogenous Fertilizer Industry*, 2018, 41(2): 78–79, 97.
- [23] 徐凤银, 侯伟, 熊先钺, 等. 中国煤层气产业现状与发展战略[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 669–682.
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 669–682.
- [24] 张遂安, 刘欣佳, 温庆志, 等. 煤层气增产改造技术发展现状与趋势[J]. *石油学报*, 2021, 42(1): 105–118.
ZHANG Suian, LIU Xinjia, WEN Qingzhi, et al. Development situation and trend of stimulation and reforming technology of coalbed methane[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(1): 105–118.
- [25] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 1–14.
XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 1–14.
- [26] 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(9): 3212–3238.
HUANG Zhongwei, LI Guofu, YANG Ruiyue, et al. Review and development trends of coalbed methane exploitation technology in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(9): 3212–3238.
- [27] 梁杰, 王喆, 梁鲲, 等. 煤炭地下气化技术进展与工程科技[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(1): 393–402.
LIANG Jie, WANG Zhe, LIANG Kun, et al. Progress and technology of underground coal gasification[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(1): 393–402.
- [28] 刘淑琴, 牛茂斐, 齐凯丽, 等. 煤炭地下气化特征污染物迁移行为探测[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(9): 2618–2624.
LIU Shuqin, NIU Maofei, QI Kaili, et al. Migration behavior of typical pollutants from underground coal gasification[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(9): 2618–2624.
- [29] 刘淑琴, 马伟平. 富氧地下气化灰渣中有害微量元素的浸出行为[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(12): 4201–4208.
LIU Shuqin, MA Weiping. Leaching characteristics of hazardous trace elements in the slag from oxygen-enriched underground coal gasification[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(12): 4201–4208.
- [30] 常琴琴, 邢亚飞, 唐壮娜, 等. 煤基合成气合成甲醇工艺过程[J]. *中国科技信息*, 2019(Z1): 60–61.
CHANG Qinqin, XING Yafei, TANG Zhuangna, et al. Process of methanol synthesis from coal-based syngas[J]. *China Science and Technology Information*, 2019(Z1): 60–61.
- [31] 邓立康, 刘佳昕, 刘晓峰, 等. 利用合成气生产生物基醇类化学品的研究进展[J]. *微生物学杂志*, 2022, 42(3): 110–119.
DENG Likang, LIU Jiaxin, LIU Xiaofeng, et al. Advances in production of bio-based alcoholic chemicals from syngas[J]. *Journal of Microbiology*, 2022, 42(3): 110–119.
- [32] 赵娟, 刘洪涛, 潘霞, 等. 不同富氧条件下 O₂/CO₂ 地下气化试验效果研究[J]. *煤炭科学技术*, 2017, 45(6): 214–220.
ZHAO Juan, LIU Hongtao, PAN Xia, et al. Study on O₂/CO₂ underground coal gasification effect with different oxygen-enriched conditions[J]. *Coal Science and Technology*, 2017, 45(6): 214–220.
- [33] 朱彬彬. 发展煤制油, 增强我国能源应急能力[J]. *能源*, 2020(6): 59–63.
ZHU Binbin. Developing coal-to-oil to enhance China's energy emergency capacity[J]. *Energy*, 2020(6): 59–63.
- [34] 吴群英, 牛虎明, 任志恒, 等. 榆神矿区煤炭资源清洁高效转化系统分析[J]. *煤炭加工与综合利用*, 2020(5): 52–58.
WU Qunying, NIU Huming, REN Zhiheng, et al. Analysis of clean and efficient conversion system of coal resources in Yushen Mining Area[J]. *Coal Processing & Comprehensive Utilization*, 2020(5): 52–58.
- [35] 杨占奇, 许明, 张乐乐, 等. CO₂ 近零排放的煤间接液化和 IG-FC 集成系统[J]. *洁净煤技术*, 2023, 29(1): 59–63.
YANG Zhanqi, XU Ming, ZHANG Lele, et al. Integrated system of indirect coal liquefaction and IGFC with near zero CO₂ emission[J]. *Clean Coal Technology*, 2023, 29(1): 59–63.
- [36] 李振宇, 黄格省, 乔明. 我国煤制天然气技术发展现状与经济性分析[J]. *国际石油经济*, 2013, 21(12): 65–71, 105.
LI Zhenyu, HUANG Gesheng, QIAO Ming. Synthetic Natural Gas technologies and economic analysis[J]. *International Petroleum Economics*, 2013, 21(12): 65–71, 105.
- [37] 刘淑琴, 戚川, 纪雨彤, 等. 煤炭地下气化制氢技术路径[J]. *洁净煤技术*, 2023, 29(8): 1–10.
LIU Shuqin, QI Chuan, JI Yutong, et al. Research on hydrogen production pathway by underground coal gasification[J]. *Clean Coal Technology*, 2023, 29(8): 1–10.
- [38] 刘子梁, 孙英杰, 李卫华, 等. 煤间接液化工艺中气化炉渣综合利用研究进展[J]. *洁净煤技术*, 2016, 22(1): 118–123.
LIU Ziliang, SUN Yingjie, LI Weihua, et al. Research progress of gasification slag utilization from indirect coal liquefaction process[J]. *Clean Coal Technology*, 2016, 22(1): 118–123.
- [39] 尚建选, 张喻, 闵楠, 等. 陕西煤业化工集团煤化工产业高质量发展研究[J]. *中国煤炭*, 2022, 48(8): 14–19.
SHANG Jianxuan, ZHANG Yu, MIN Nan, et al. Research on high-quality development of coal chemical industry in Shaanxi Coal and

- Chemical Industry Group[J]. *China Coal*, 2022, 48(8): 14–19.
- [40] 尚建选, 牛犇, 牛梦龙, 等. 以煤热解为龙头的煤分质利用技术: 回顾与展望[J]. *洁净煤技术*, 2023, 29(7): 1–20.
- SHANG Jianxuan, NIU Ben, NIU Menglong, et al. Coal grading utilization technologies based on coal pyrolysis: Review and prospect[J]. *Clean Coal Technology*, 2023, 29(7): 1–20.
- [41] 王双明, 王虹, 任世华, 等. 西部地区富油煤开发利用潜力分析和 技术体系构想[J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 49–57.
- WANG Shuangming, WANG Hong, REN Shihua, et al. Potential analysis and technical conception of exploitation and utilization of tar-rich coal in Western China[J]. *Strategic Study of CAE*, 2022, 24(3): 49–57.
- [42] 姚春雷, 孙国权, 全辉, 等. 费托合成油异构降凝生产 API III⁺润滑油基础油技术开发[J]. *当代化工*, 2019, 48(10): 2374–2376, 2381.
- YAO Chunlei, SUN Guoquan, QUAN Hui, et al. Development of technology for producing API III⁺ lube base oil through iso-dewaxing of F-T synthesis oil[J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2019, 48(10): 2374–2376, 2381.
- [43] 刘臻. 煤基氢能关键技术和发展路线研究[J]. *神华科技*, 2018, 16(1): 64–69.
- LIU Zhen. Study on the critical technologies and development route of coal-based hydrogen energy[J]. *Shenhua Science and Technology*, 2018, 16(1): 64–69.
- [44] 白清城, 刘建忠, 宋子阳, 等. 废液对电解煤浆制氢的影响[J]. *浙江大学学报(工学版)*, 2019, 53(1): 180–185.
- BAI Qingcheng, LIU Jianzhong, SONG Ziyang, et al. Effect of waste water on hydrogen production from coal slurry electrolysis[J]. *Journal of Zhejiang University (Engineering Science)*, 2019, 53(1): 180–185.
- [45] 朱凌岳, 王宝辉, 吴红军. 电解水煤浆制氢技术研究进展[J]. *化工进展*, 2016, 35(10): 3129–3135.
- ZHU Lingyue, WANG Baohui, WU Hongjun. Review on electrochemical splitting of coal water slurry for hydrogen[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2016, 35(10): 3129–3135.
- [46] 刘昭林, 郭鹤桐, 唐致远. 煤的电化学氧化研究进展[J]. *煤化工*, 1994, 22(3): 18–24.
- LIU Zhaolin, GUO Hetong, TANG Zhiyuan. Research progress of electrochemical oxidation of coal[J]. *Coal Chemical Industry*, 1994, 22(3): 18–24.
- [47] COUGHLIN R W, FAROOQUE M. Hydrogen production from coal, water and electrons[J]. *Nature*, 1979, 279: 301–303.
- [48] FAROOQUE M, COUGHLIN R W. Electrochemical gasification of coal (investigation of operating conditions and variables)[J]. *Fuel*, 1979, 58(10): 705–712.
- [49] 于萍, 张蓉, 彭仁, 等. 煤浆电解制氢工艺条件研究[J]. *沈阳化工大学学报*, 2021, 35(2): 128–133.
- YU Ping, ZHANG Rong, PENG Ren, et al. Study on process conditions of hydrogen production from coal slurry[J]. *Journal of Shenyang University of Chemical Technology*, 2021, 35(2): 128–133.
- [50] DE ABREU Y, PATIL P, MARQUEZ A I, et al. Characterization of electrooxidized Pittsburgh No. 8 coal[J]. *Fuel*, 2007, 86(4): 573–584.
- [51] 印仁和, 张磊, 姬学彬, 等. 电解煤浆制取氢气的工艺研究[J]. *现代化工*, 2007, 27(6): 27–30, 32.
- YIN Renhe, ZHANG Lei, JI Xuebin, et al. Study of producing hydrogen by electrolysis of coal slurries[J]. *Modern Chemical Industry*, 2007, 27(6): 27–30, 32.
- [52] 白清城. 煤浆与废液协同电解制氢的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2020.
- BAI Qingcheng. Study on hydrogen production by synergistic electrolysis of coal slurry and wastewater[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2020.
- [53] 黄兴, 赵博宇, LOUGOU B G, 等. 甲烷水蒸气重整制氢研究进展[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(1): 53–61.
- HUANG Xing, ZHAO Boyu, LOUGOU B G, et al. Research progress of methane steam reforming for hydrogen production[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(1): 53–61.
- [54] 贺天智, 蔡磊, 管延文, 等. 甲烷蒸汽重整制氢反应路径研究[J]. *煤气与热力*, 2020, 40(3): 34–44.
- HE Tianzhi, CAI Lei, GUAN Yanwen, et al. Study on reaction pathways of steam methane reforming for hydrogen production[J]. *Gas & Heat*, 2020, 40(3): 34–44.
- [55] 张浩, 朱凤森, 李晓东, 等. 滑动弧放电等离子体重整甲烷关键技术分析[J]. *高电压技术*, 2015, 41(9): 2930–2942.
- ZHANG Hao, ZHU Fengsen, LI Xiaodong, et al. Analysis of critical technology for gliding arc discharge plasma assisted methane reforming[J]. *High Voltage Engineering*, 2015, 41(9): 2930–2942.
- [56] 刘吉臻, 李云鸢, 宋子秋, 等. 灵活智能燃煤发电技术及评价体系[J]. *动力工程学报*, 2022, 42(11): 993–1004, 1012.
- LIU Jizhen, LI Yunzhi, SONG Ziqiu, et al. Flexible and intelligent coal-fired power generation technology and its evaluation system[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 2022, 42(11): 993–1004, 1012.
- [57] 林汝谋, 段力强, 金红光. CO₂ 准零排放的 IGCC 系统探索研究[J]. *工程热物理学报*, 2002, 23(6): 661–664.
- LIN Rumou, DUAN Liqiang, JIN Hongguang. Exploit study on igcc system with few CO₂ emission[J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2002, 23(6): 661–664.
- [58] 段清兵, 张胜局, 段静. 水煤浆制备与应用技术与发展展望[J]. *煤炭科学技术*, 2017, 45(1): 205–213.
- DUAN Qingbing, ZHANG Shengju, DUAN Jing. Development outlook and preparation and application technology of coal water mixture[J]. *Coal Science and Technology*, 2017, 45(1): 205–213.
- [59] 黄涌波, 杜善周. 煤基纳米碳氢燃料技术研发与应用[J]. *中国煤炭*, 2023, 49(9): 51–56.
- HUANG Yongbo, DU Shanzhou. Research and application of coal-based nano hydrocarbon fuels technology[J]. *China Coal*, 2023, 49(9): 51–56.
- [60] 张代鑫, 张国庆, 刘海军, 等. 水煤浆燃烧技术的最新研究进展与工程应用[J]. *电力学报*, 2022, 37(6): 520–530.
- ZHANG Daixin, ZHANG Guoqing, LIU Haijun, et al. Recent research progress and engineering application of coal water slurry combustion technology[J]. *Journal of Electric Power*, 2022, 37(6):

- 520–530.
- [61] 柴丽田. 氢气/柴油双燃料发动机工作性能研究[D]. 昆明: 昆明理工大学, 2022.
- CHAI Litian. Study on performance of hydrogen/diesel dual-fuel engine[D]. Kunming: Kunming University of Science and Technology, 2022.
- [62] 张强, 毛君, 段鹏文, 等. 柴油机燃用柴油/水煤浆混合燃料性能与排放研究[J]. *内燃机工程*, 2007, 28(3): 76–79.
- ZHANG Qiang, MAO Jun, DUAN Pengwen, et al. Study of the performance and emissions of direct injection diesel engine operating on diesel/coal water slurry blends[J]. *Chinese Internal Combustion Engine Engineering*, 2007, 28(3): 76–79.
- [63] 宁树正, 黄少青, 朱士飞, 等. 中国煤中金属元素成矿区带[J]. *科学通报*, 2019, 64(24): 2501–2513.
- NING Shuzheng, HUANG Shaoqing, ZHU Shifei, et al. Mineralization zoning of coal-metal deposits in China[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2019, 64(24): 2501–2513.
- [64] 聂会建, 李政, 张斌. 整体煤气化联合循环 (IGCC) 全生命周期 CO₂ 排放计算及分析[J]. *动力工程*, 2004, 24(1): 132–137.
- NIE Huijian, LI Zheng, ZHANG Bin. Calculation and analysis of CO₂ emission life cycle assessment in integrated gasification combined cycle system[J]. *Power Engineering*, 2004, 24(1): 132–137.
- [65] 樊强, 许世森, 刘沅, 等. 基于 IGCC 的燃烧前 CO₂ 捕集技术与示范[J]. *中国电力*, 2017, 50(5): 163–167, 184.
- FAN Qiang, XU Shisen, LIU Yuan, et al. Application and demonstration of IGCC-based pre-combustion CO₂ capture technology[J]. *Electric Power*, 2017, 50(5): 163–167, 184.
- [66] 孙菲. “双碳”目标下掺氢燃气发电的现状与思考[J]. *当代石油石化*, 2023, 31(2): 40–44.
- SUN Fei. Current situation and thinking of hydrogen blending in gas power generation under “dual carbon” goals[J]. *Petroleum & Petrochemical Today*, 2023, 31(2): 40–44.
- [67] 王琦, 杨志宾, 李初福, 等. 整体煤气化燃料电池联合发电 (IGFC) 技术研究进展[J]. *洁净煤技术*, 2022, 28(1): 77–83.
- WANG Qi, YANG Zhibin, LI Chufu, et al. Research progress of integrated coal gasification fuel cell combined power generation (IGFC) technology[J]. *Clean Coal Technology*, 2022, 28(1): 77–83.
- [68] 胡亮, 杨志宾, 熊星宇, 等. 我国固体氧化物燃料电池产业发展战略研究[J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 118–126.
- HU Liang, YANG Zhibin, XIONG Xingyu, et al. Development strategy for solid oxide fuel cell industry in China[J]. *Strategic Study of CAE*, 2022, 24(3): 118–126.
- [69] 胡双启, 晋日亚, 谭迎新. 管道条件下超细煤粉尘的爆炸特性研究[J]. *中北大学学报 (自然科学版)*, 2008, 29(3): 228–231.
- HU Shuangqi, JIN Riya, TAN Yingxin. Study on the explosive characteristics of superfine coal dust in tube[J]. *Journal of North University of China (Natural Science Edition)*, 2008, 29(3): 228–231.
- [70] 李小东, 师峥. 管内煤粉爆炸特性及抑制技术研究[J]. *中国安全科学学报*, 2017, 27(4): 72–76.
- LI Xiaodong, SHI Zheng. Explosion characteristics of coal dust in a tube and suppressing techniques[J]. *China Safety Science Journal*, 2017, 27(4): 72–76.
- [71] 李化, 高聪, 苏丹, 等. 烟煤粉爆炸特性实验研究[J]. *四川大学学报 (工程科学版)*, 2009, 41(6): 79–83.
- LI Hua, GAO Cong, SU Dan, et al. Experimental research on bituminous coal dust explosibility[J]. *Journal of Sichuan University (Engineering Science Edition)*, 2009, 41(6): 79–83.
- [72] 郭晶, 王庆. 密闭空间煤粉爆炸特性的实验研究[J]. *爆破*, 2017, 34(3): 31–36.
- GUO Jing, WANG Qing. Experimental studies on explosion characteristics of coal dust in confined space[J]. *Blasting*, 2017, 34(3): 31–36.
- [73] 荆术祥, 陈仁康, 石天璐, 等. 火炸药粉尘与工业粉尘爆炸特性试验对比研究[J]. *科学技术与工程*, 2017, 17(9): 325–330.
- JING Shuxiang, CHEN Renkang, SHI Tianlu, et al. Comparative study on explosion characteristic of explosive dust and industrial dust[J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(9): 325–330.
- [74] 祝文超, 王健平, 王宇辉, 等. 空气流量对煤粉–空气两相旋转爆轰波的影响[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(10): 3715–3728.
- ZHU Wenchao, WANG Jianping, WANG Yuhui, et al. Effect of the air mass flow rate on coal-air two-phase rotating detonation waves[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(10): 3715–3728.
- [75] 张锋, 罗永晨, 肖博文, 等. 不同物理性质无烟煤粉在乙烯/氧气氛围下爆轰波传播特性实验研究[J]. *兵工学报*, 2024, 45(5): 1663–1672.
- ZHANG Feng, LUO Yongchen, XIAO Bowen, et al. Experimental study of detonation wave propagation characteristics of anthracite pulverized coal with different physical properties under ethylene/oxygen atmosphere[J]. *Acta Armamentarii*, 2024, 45(5): 1663–1672.
- [76] 熊一权, 王鹤松. 高效无污染煤基发电技术发展概况 (续)[J]. *节能*, 2003, 22(6): 4–7.
- XIONG Yiquan, WANG Hesong. Development survey of high efficiency and pollution-free coal-based power generation technology (continued)[J]. *Energy Conservation*, 2003, 22(6): 4–7.
- [77] 金玲, 郝成亮, 吴立新, 等. 中国煤化工行业二氧化碳排放达峰路径研究[J]. *环境科学研究*, 2022, 35(2): 368–376.
- JIN Ling, HAO Chengliang, WU Lixin, et al. Pathway of carbon emissions peak of China’s coal chemical industry[J]. *Research of Environmental Sciences*, 2022, 35(2): 368–376.
- [78] 许献磊, 马正, 陈令洲. 煤矿地质灾害隐患透明化探测技术进展与思考[J]. *绿色矿山*, 2023, 1(1): 56–69.
- XU Xianlei, MA Zheng, CHEN Lingzhou. Progress and thinking of transparent detection technology for hidden geological hazards in coal mines[J]. *Journal of Green Mine*, 2023, 1(1): 56–69.
- [79] 祁生文, 郑博文, 路伟, 等. 二氧化碳地质封存选址指标体系及适宜性评价研究[J]. *第四纪研究*, 2023, 43(2): 523–550.
- QI Shengwen, ZHENG Bowen, LU Wei, et al. Investigation of indexes system and suitability evaluation for carbon dioxide geological storage site[J]. *Quaternary Sciences*, 2023, 43(2): 523–550.
- [80] 高莎莎, 王延斌. 煤层碳封存的物理化学反应及选址启示[J]. *煤炭技术*, 2016, 35(2): 12–15.
- GAO Shasha, WANG Yanbin. Physical-chemical reaction and site

- selection for CO₂ storage in coal beds[J]. *Coal Technology*, 2016, 35(2): 12–15.
- [81] 赵改善. 二氧化碳地质封存地球物理监测: 现状、挑战与未来发展[J]. *石油物探*, 2023, 62(2): 194–211.
- ZHAO Gaishan. Geophysical monitoring for geological carbon sequestration: present status, challenges, and future development[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2023, 62(2): 194–211.
- [82] 葛世荣. 智能化采煤装备的关键技术[J]. *煤炭科学技术*, 2014, 42(9): 7–11.
- GE Shirong. Key technology of intelligent coal mining equipment [J]. *Coal Science and Technology*, 2014, 42(9): 7–11.
- [83] 葛世荣, 王世博, 管增伦, 等. 数字孪生-应对智能化综采工作面技术挑战[J]. *工矿自动化*, 2022, 48(7): 1–12.
- GE Shirong, WANG Shibo, GUAN Zenglun, et al. Digital twin: meeting the technical challenges of intelligent fully mechanized working face[J]. *Journal of Mine Automation*, 2022, 48(7): 1–12.
- [84] 康红普, 李全生, 张玉军, 等. 我国煤矿绿色开采与生态修复技术发展现状及展望[J]. *绿色矿山*, 2023, 1(1): 1–24.
- KANG Hongpu, LI Quansheng, ZHANG Yujun, et al. Development status and prospect of greenmining and ecological restoration technology of coal mines in China[J]. *Journal of Green Mine*, 2023, 1(1): 1–24.
- [85] 陈浮, 朱燕峰, 马静, 等. 黄土高原矿区生态修复固碳机制与增汇潜力及调控[J]. *煤炭科学技术*, 2023, 51(1): 502–513.
- CHEN Fu, ZHU Yanfeng, MA Jing, et al. Mechanism, potential and regulation of carbon sequestration and sink enhancement in ecological restoration of mining areas in the Loess Plateau[J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(1): 502–513.
- [86] 胡道成, 王睿, 赵瑞, 等. 二氧化碳捕集技术及适用场景分析[J]. *发电技术*, 2023, 44(4): 502–513.
- HU Daocheng, WANG Rui, ZHAO Rui, et al. Research on carbon dioxide capture technology and suitable scenarios[J]. *Power Generation Technology*, 2023, 44(4): 502–513.
- [87] 蔡梅, 林益安, 郑亚兰, 等. CO₂ 回收利用技术及在煤化工领域的发展[J]. *煤化工*, 2021, 49(5): 11–15.
- CAI Mei, LIN Yi'an, ZHENG Yalan, et al. CO₂ recycling technology and its development in coal chemical industry[J]. *Coal Chemical Industry*, 2021, 49(5): 11–15.
- [88] 刘晓放, 何良年. 二氧化碳的高值化利用[J]. *科学*, 2018, 70(1): 14–19, 4.
- LIU Xiaofang, HE Liangnian. Utilization of carbon dioxide as a renewable resource in organic synthesis[J]. *Science*, 2018, 70(1): 14–19, 4.
- [89] 倪泽南, 郭玉鑫, 张启俭. 二氧化碳加氢制甲醇和低碳烯烃研究进展[J]. *应用化工*, 2023, 52(8): 2443–2447, 2451.
- NI Zenan, GUO Yuxin, ZHANG Qijian. Research progress in hydrogenation of carbon dioxide to methanol and light alkenes[J]. *Applied Chemical Industry*, 2023, 52(8): 2443–2447, 2451.
- [90] 何金波, 房建威, 闻光东, 等. 热等离子体重整二氧化碳和甲烷制合成气的研究进展[J]. *化工学报*, 2013, 64(3): 779–787.
- HE Jinbo, FANG Jianwei, WEN Guangdong, et al. Progress on reforming of carbon dioxide and methane to synthesis gas by thermal plasma[J]. *CIESC Journal*, 2013, 64(3): 779–787.
- [91] 兰天石, 冉祎, 龙华丽, 等. 热等离子体重整天然气和二氧化碳制合成气实验研究[J]. *天然气工业*, 2007, 27(5): 129–132, 162.
- LAN Tianshi, RAN Wei, LONG Huali, et al. Experimental study on syngas production by carbon dioxide (CO₂) reforming of methane (CH₄) by plasma jet[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(5): 129–132, 162.
- [92] 李祥, 白玫瑰, 陶旭梅, 等. 大气压等离子体射流重整 CH₄-CO₂ 制合成气[J]. *燃料化学学报*, 2010, 38(2): 195–200.
- LI Xiang, BAI Meigui, TAO Xumei, et al. Carbon dioxide reforming of methane to synthesis gas by an atmospheric pressure plasma jet[J]. *Journal of Fuel Chemistry and Technology*, 2010, 38(2): 195–200.
- [93] 王双明, 寇海波, 申艳军, 等. 含煤岩系 CO₂ 突出对浅层 CO₂ 地质封存的启示[J]. *绿色矿山*, 2023, 1(1): 33–47.
- WANG Shuangming, KOU Haibo, SHEN Yanjun, et al. Implications of CO₂ outburst from coal-bearing rock series for the CO₂ geological sequestration under shallow layers[J]. *Journal of Green Mine*, 2023, 1(1): 33–47.
- [94] 李龙龙, 方惠军, 葛腾泽, 等. 煤炭地下气化腔 CO₂ 埋存的研究进展及发展趋势[J]. *力学学报*, 2023, 55(3): 732–743.
- LI Longlong, FANG Huijun, GE Tengze, et al. CO₂ sequestration in ucg cavities: research progress and future development trends[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 732–743.
- [95] 肖江, 宋世杰, 刘兰兰, 等. 二氧化碳捕集及封存技术探索研究—以陕煤集团榆林化学有限责任公司为例[J]. *煤炭科学技术*, 2024, 52(5): 316–323.
- XIAO Jiang, SONG Shijie, LIU Lanlan, et al. Research on carbon dioxide capture and storage technology: A case study of shaanxi Coal Group Yulin Chemical Co., Ltd[J]. *Coal Science and Technology*, 2024, 52(5): 316–323.