

DOI: 10.13245/j.hust.220701

燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术路线选择

刘飞^{1,2,3} 关键² 祁志福¹ 方梦祥³ 申震¹ 厉宸希¹

(1. 浙江浙能技术研究院有限公司, 浙江 杭州 311121; 2. 浙江省能源集团有限公司, 浙江 杭州 310007; 3. 浙江大学能源清洁利用国家重点实验室, 浙江 杭州 310027)

摘要 综述了目前国内外燃煤电厂CO₂捕集、利用与封存(CCUS)技术的分类、原理、优缺点及工业应用现状。结合我国能源消费结构的现状与未来趋势,根据技术成熟度、成本、碳减排潜力等,为我国燃煤电厂CCUS提出技术路线选择。我国现有和短期(2030年前)燃煤电厂碳捕集应以燃烧后化学吸收技术为主,CO₂利用以强化采油(EOR)和矿化技术为主,化工合成与微藻等多技术并存,其中EOR依赖特定区域。2030—2050年间,燃煤电厂碳捕集以燃烧前整体煤气化联合循环发电系统(IGCC)-化学吸收技术为主,固体吸附与膜分离为辅,CO₂利用以合成燃料、强化采气技术为主,其中合成燃料技术对可再生能源和氢能有较强依赖性。2050年后,燃煤电厂以富氧燃烧和化学链燃烧为主要碳捕集技术,强化采气和咸水层封存等技术为主要CO₂利用与封存技术,实现我国碳中和目标。

关键词 燃煤电厂; 二氧化碳捕集; 二氧化碳利用; 地质封存; 路线选择

中图分类号 TK01 **文献标志码** A **文章编号** 1671-4512(2022)07-0001-13

Technology route selection for carbon capture utilization and storage in coal-fired power plants

LIU Fei^{1,2,3} GUAN Jian² QI Zhifu¹ FANG Mengxiang³ SHEN Zhen¹ LI Chenxi¹

(1. Zhejiang Zheneng Technology Research Institute Co. Ltd., Hangzhou 311121, China; 2. Zhejiang Energy Group Co. Ltd., Hangzhou 310007, China; 3. State Key Laboratory of Clean Energy Utilization, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract The classification, principle, advantages and disadvantages and industrial application status of CO₂ capture, utilization and storage (CCUS) technology in coal-fired power plants at home and abroad were summarized. Combined with the current situation and future trend of China's energy consumption structure, and according to the technical maturity, cost and carbon emission reduction potential, the technical route selection for China's coal-fired power plant CCUS was put forward. Carbon capture in China's existing and short-term (before 2030) coal-fired power plants should focus on post combustion chemical absorption technology, CO₂ utilization should focus on enhanced oil recovery (EOR) and mineralization technology, chemical synthesis and microalgae coexist, in which EOR depends on specific areas. From 2030 to 2050, the carbon capture of coal-fired power plants is mainly based on integrated gasification combined cycle (IGCC) chemical absorption technology before combustion, supplemented by solid adsorption and membrane separation. The CO₂ utilization is mainly based on synthetic fuel and enhanced gas production technology. Among them, synthetic fuel technology is highly dependent on renewable energy and hydrogen energy. After 2050, coal-fired power plants will take oxygen enriched combustion and chemical chain combustion as the main carbon capture technology, and strengthen gas production and salt water layer storage as the main CO₂ utilization and storage technology, so as to achieve the goal of carbon neutralization in China.

Key words coal-fired power plant; CO₂ capture; CO₂ utilization; geological storage; route selection

收稿日期 2021-12-27.

作者简介 刘飞(1993-),男,博士;方梦祥(通信作者),博士,E-mail: mxfang@zju.edu.cn.

基金项目 浙江省中央引导地方科技发展资金资助项目(2021ZY1023);浙能技术研究院资助项目(ZERD-KJ-2021-006).

以二氧化碳(CO₂)为主的温室气体排放增加是全球变暖、极端天气频发的主要原因。世界各国陆续提出“碳中和”目标^[1]，我国宣布将力争于2030年前达到CO₂排放峰值，2060年前实现“碳中和”。根据国际能源署报告，化石燃料能效提升与终端用能电气化、可再生能源替代和CO₂捕集、利用与封存(CCUS)技术是主要的碳减排路径^[2]。众多学者研究我国能源消费特点、结构调整与发展需求后提出CCUS是解决我国以煤炭为主能源体系低碳化发展的重要战略性技术之一^[3-4]。我国科技部与21世纪议程管理中心指出，CCUS是实现碳中和目标的托底技术保障^[5]。

燃煤电厂碳减排是实现我国碳中和目标的关键。文献[6]通过学习曲线模型研究发现：现阶段到2028年，燃煤电厂CCUS较可再生能源储能系统具有竞争优势。国家能源集团、华能集团、中石化、华电、浙能集团等大型燃煤发电企业已开展燃煤电厂CCUS工程示范研究，取得一定的成果^[7-10]。但总体上呈现规模小、成本高、经济性差的特点，且未形成全流程的燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术应用。

本研究通过综述目前CO₂捕集、利用与封存技术的原理、应用现状、难点等，综合考虑技术、燃煤电厂行业发展及碳中和目标路径，提出适于燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术路线。

1 CO₂捕集技术

按排放源，CO₂捕集技术分为固定源捕集、移动源捕集和空气捕集^[11]。燃煤电厂、钢铁厂、水泥厂及化工厂是大型固定排放源；卡车、轮船等是典型移动源；空气捕集是指直接从空气中捕捉CO₂。目前CO₂捕集技术主要指固定源CO₂捕集技术。

根据固定源捕集位置，CO₂捕集技术分为燃烧后捕集、燃烧前捕集和燃烧中捕集：燃烧后捕集技术是从烟气中分离CO₂；燃烧前捕集技术是指利用煤气化重整技术，将CO₂从合成气中分离；燃烧中捕集技术是通过改变传统空气燃烧方式，采用纯氧(或氧载体)，直接获得高CO₂浓度烟气。

按照不同的工艺，CO₂捕集技术分为溶液吸收、固体吸附、膜分离、富氧燃烧技术等。

1.1 溶液吸收法

溶液吸收法是利用溶液从混合气中分离CO₂，按吸收原理可分为物理吸收和化学吸收。

1.1.1 物理吸收

物理吸收法是利用低温、高压下CO₂在吸收剂中物理溶解度较高，在高温、低压下溶解度低来分离CO₂，如低温甲醇洗、N-甲基吡咯烷酮、聚乙二醇二甲醚及碳酸丙烯酯等^[12]，工艺如图1(a)所示，压力越高、温度越低，CO₂吸收效果越好，因此物

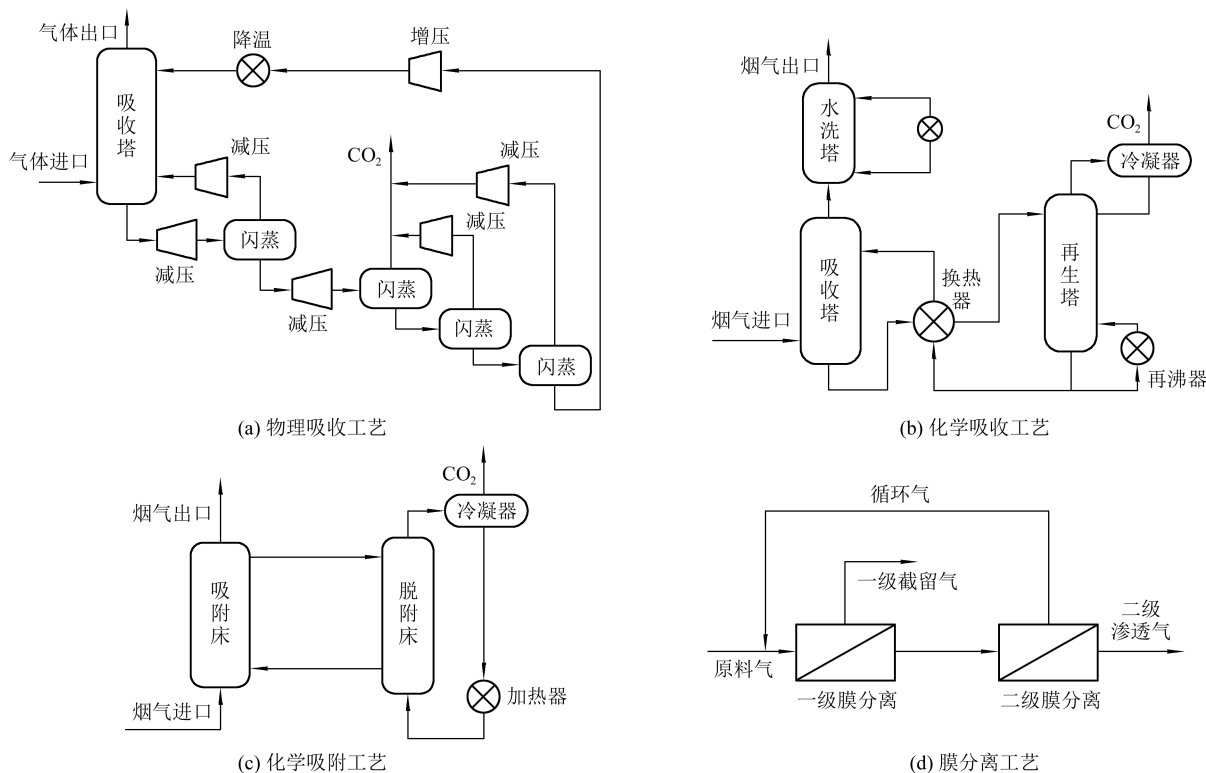


图1 典型CO₂捕集技术的工艺图

理吸收法适用于中高压(2~8 MPa)与低温条件, 如天然气、整体煤气化联合循环发电系统(IGCC)和煤化工合成气等。

物理吸收法的碳捕集能耗比化学吸收技术低, 是燃烧前捕集常用的技术, 但工艺系统较为复杂, 中高压设备成本较高, 低温甲醇洗工艺的制冷成本高, 碳酸丙烯酯有腐蚀性。

1.1.2 化学吸收

化学吸收法是利用弱碱性吸收剂与CO₂低温(约40℃)发生化学反应, 在加热(约120℃)条件下, 发生可逆反应, 释放CO₂^[13], 工艺如图1(b)所示。常见吸收剂包括有机胺、氨水、碳酸盐等。

有机胺如一乙醇胺(MEA)、2-氨基-2-甲基-1-丙醇(AMP)、哌嗪(PZ)等, 是目前燃煤烟气等CO₂捕集工业示范的主流吸收剂^[14-15], 具有捕集效率高(>90%)、纯度高(>99%)的优势, 但再生能耗高。新型混合胺、两相、少水等吸收剂^[16]有望降低再生能耗, 目前正开展技术研发和工业试验。实际烟气条件下胺降解、污染物排放与控制是有机胺吸收剂须解决的另一难题^[17-18]。

在化学吸收剂开发方面, 以美国德克萨斯大学的PZ混合胺吸收剂、Shell Cansolv基于胺基的DC-201、DC-103、日本三菱的KS-1吸收剂、南化院MA吸收剂为代表的混合胺吸收剂已能将捕集能耗从4 GJ/t降低至2.8~3.3 GJ/t。为进一步降低再生能耗, 国内外研究机构通过筛选实验, 开发了相变有机胺、功能化离子液体和非水基胺等第三代少水吸收剂, 能将再生能耗的理论值降低至2.5 GJ/t以下。目前, 新型两相吸收剂和少水吸收剂研究处于实验室配方阶段, 有关吸收剂稳定性和高黏度等问题还须进一步解决。此外, 国内外研究机构也纷纷开展反应器强化传质、开发系统节能工艺等方面的技术研究。

化学吸收法是燃烧前和燃烧后捕集常用的技术, 其中, 燃烧前化学吸收法多是结合IGCC^[19], 即利用煤气化技术将煤炭在燃烧前转化为H₂和CO为主的合成气, 合成气经催化重整转化为CO₂和H₂, 再采用化学吸收方法将CO₂分离出、H₂气体送入燃气轮机等。

燃烧后化学吸收法则是应用于燃煤、燃气等锅炉烟气CO₂捕集。目前, 美国、日本和欧洲等发达国家和地区在大规模碳捕集工业示范上走在前列, 全球首个燃煤电站百万吨级CO₂捕集项目——加拿大边界大坝电站烟气化学吸收CO₂捕集工程于2014年10月2日正式投入运营。我国也建成了一批规模

为1×10⁴~15×10⁴ t/a的碳捕集全流程示范项目, 为下一步大规模捕集技术开发提供指导。

1.2 固体吸附法

固体吸附法是固体吸附剂通过范德华力或化学键的吸附作用从混合气中分离CO₂。固体吸附法是燃烧前和燃烧后捕集常用的技术, 按吸附原理可分为物理吸附和化学吸附。

1.2.1 物理吸附

变压吸附(PSA)是典型的物理吸附工艺, 即高压下CO₂在吸附剂表面发生吸附, 经降压或真空, 使CO₂脱附^[20]。常用物理吸附剂有碳基(活性炭、分子筛等)、沸石、类水滑石、金属有机骨架(MOFs)等^[21]。吸附剂是技术核心, 筛选吸附容量大、选择性高的吸附剂, 可提高CO₂分离效率、减小反应器尺寸。物理吸附法具有能耗低、稳定性好、流程简单、腐蚀性小、污染小的优点。碳基、沸石等常规物理吸附剂的CO₂吸附容量小、吸附速率慢。MOFs等新型吸附剂的CO₂捕集性能较优, 但合成过程复杂, 成本较高。

1.2.2 化学吸附

常用化学吸附剂有固体胺和碱金属碳酸盐等。化学吸附依托变温吸附(TSA)工艺, 即低温吸附CO₂, 高温时发生脱附, 工艺如图1(c)所示。化学吸附法具有能耗较低、水耗小、污染小的优点。

针对吸附剂的吸附容量小、烟气耐受性差及规模化制备困难等难题, 国内外研究机构开展了碱金属、固体胺基和钙基吸收剂及其规模化制备^[22-24]。

常规运输床和移动床用于化学吸附工艺, 传热传质性能较差, 放大困难。为此, 国内外正进行流化床化学吸附反应器及工艺开发, 重点解决反应器放大和工艺优化。美国ADA公司等已经完成双流化床反应器的工业试验, 国内正开展双流化床吸附工艺验证^[25], 但流化床工艺吸附剂磨损率较高, 影响其经济性。

1.3 膜分离法

膜分离法是利用CO₂与其他气体在膜内溶解、扩散速率不同, 在膜两侧分压差的作用下, 实现CO₂分离, 工艺如图1(d)所示。膜分离法是燃烧前和燃烧后捕集常用的技术, 研究重点是膜材料改性和分离工艺优化设计。

1.3.1 膜材料

膜材料有聚合物膜、固定载体膜、无机膜、复合膜等。常见聚合物膜材料有聚酰亚胺、聚砜、聚碳酸酯、聚苯基氧化物、聚环氧乙烷等, 其原理是溶解-扩散^[26], 即CO₂先吸附溶解在膜表面, 在浓度

差的作用下向透过侧扩散并发生脱附。聚合物膜的渗透性和选择性相互制约,分离性普遍不高。

固定载体膜上的载体可与 CO_2 发生可逆反应,增加了膜材料的渗透性和选择性。常见的载体是乙二胺、乙醇胺及乙烯二胺等。

无机膜如碳、氧化铝、沸石类和硅酸盐等,具有极好的渗透性,且耐高温、高压,通过膜材料改性可大幅提高选择性,但制备极为困难^[27]。

复合膜是利用有机相的高渗透性和选择性及无机相的热稳定性,如碳纳米管、MOFs、沸石咪唑框架等。目前复合膜材料尚处于实验室研究阶段,制备成本极高。

1.3.2 膜分离工艺

膜分离工艺常采用多级膜分离^[28]:当原料气的 CO_2 体积分数低于20%时,为达到90%的 CO_2 捕集率和纯度,宜采用两级或三级膜分离,高于三级的设备投资成本过高。

膜分离工艺中,最常用的产生驱动力的方式是原料侧压缩,但能耗较高;渗透侧抽真空能耗较小,但所需膜面积较大,不适于大规模操作。原料气压缩结合未渗透侧能量回收,是较优的方式^[29]。

1.3.3 膜吸收工艺

膜吸收法是将膜和化学吸收法相结合的新型工艺,采用微孔膜、烟气与吸收剂分别在膜两侧流动,膜材料对气体无选择性,以吸收液对 CO_2 的化学反应为选择性,实现 CO_2 分离。膜吸收工艺具有气液接触面积大、占地面积小等优势。

文献[30]提出气液接触膜吸收法,中空纤维膜的壳侧进气,孔侧进MEA吸收剂,通过膜微孔实现 CO_2 分离,解吸过程与化学吸收工艺相同。膜润湿导致传质效率下降是该技术的主要难点。

1.4 富氧燃烧与化学链燃烧技术

富氧燃烧和化学链燃烧技术是燃烧中捕集技术。

1.4.1 富氧燃烧

富氧燃烧是在锅炉系统中采用纯氧气代替常规空气,结合烟气(~70%)循环调节燃烧,烟气 CO_2 浓度较高(>80%),经冷却、压缩,可直接分离。该技术具有燃烧速率高、锅炉排烟损失低、硫氮污染物低、全生命周期 CO_2 减排成本低、便于大型化等

优点^[31]。

富氧燃烧气氛为 CO_2/O_2 ,与常规空气燃烧有很大差异^[32]。高浓度 CO_2 导致气相体积比热容增大、 O_2 扩散速率降低、煤粉着火温度提高、着火时间延长、脱挥发分燃尽延迟。高浓度 CO_2 使生成的焦颗粒物尺寸更小,细灰颗粒增多,灰沉积加剧。烟气中高浓度 CO_2 、水蒸气、 SO_2 和 SO_3 等气氛下,锅炉结渣、烟气管道及设备腐蚀等问题更加严重等。因此,须开发专用的富氧燃烧器及污染物控制技术。

国内外研究机构从实验室到工业规模进行了富氧燃烧技术研究。美国、日本、瑞典等在富氧燃烧技术上领先,相继完成中试和商业运行^[31]。华中科技大学、浙江大学等在中小规模试验台上研究富氧燃烧特性、污染物排放、灰沉积等,并开展热力计算、动态仿真及经济性评价^[31]。

富氧燃烧技术的捕集成本较高,主要来自深冷空分制氧的电耗。增压富氧燃烧技术通过提高燃烧压力,能充分回收烟气中水的焓热,提高效率^[33],但目前该技术仍处于基础研究阶段。

1.4.2 化学链燃烧

化学链燃烧是利用载氧体将空气中氧传递给燃料,产生高 CO_2 浓度烟气,可直接分离 CO_2 ;具有捕集能耗低、系统效率高、不需要空分制氧的优点。

化学链燃烧分为原位气化和氧解耦两种^[34]。原位气化燃烧是利用 H_2O 或 CO_2 将燃料转化为 H_2 和 CO 等挥发分,挥发分与载氧体(铁矿石等)发生气固氧化反应,生成 CO_2 和 H_2O 。氧解耦燃烧是利用 CO_2 与金属氧化物(如 CuO)反应释放 O_2 , O_2 与燃料发生气固氧化反应,生成 CO_2 和 H_2O 。与原位气化燃烧相比,氧解耦燃烧的碳转化率更高,有利于半焦燃烧,但载氧体成本较高。

化学链燃烧技术仍处于基础研究和试验阶段,美国阿尔斯通电力、瑞典查尔莫斯大学、德国达姆施特大学及国内的东南大学、华中科技大学等在实验室和小规模平台进行研究,重点突破固体载氧体、新型反应器、系统耦合优化等技术。

1.5 燃煤电厂碳捕集技术应用现状

近年来,碳捕集技术发展迅速,取得一定的成果,部分工程项目见表1(燃烧前和燃烧后)和表2(燃烧中)。

表1 燃煤电厂燃烧前和燃烧后碳捕集工程项目

捕集技术	项目名称	规模/($10^4 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$)	国家	年份
燃烧前物理吸收	肯铂IGCC	300.0	美国	2010
	德州IGCC	240.0	美国	2015

(续表1)

捕集技术	项目名称	规模/(10 ⁴ t·a ⁻¹)	国家	年份
燃烧前化学吸收	神华集团包头煤制甲醇	650.0	中国	2010
	华能天津IGCC电厂	10.0	中国	2015
	南方能源Barry电厂燃煤烟气	15.0	美国	2012
	边界大坝燃煤电厂烟气	100.0	加拿大	2014
	Petra Nova燃煤电厂烟气	140.0	美国	2017
	华能石洞口第二燃煤电厂烟气	12.0	中国	2009
燃烧后化学吸收	胜利油田燃煤电厂烟气	4.0	中国	2010
	国电天津北塘热电厂燃煤烟气	2.0	中国	2012
	华润电力海丰电厂燃煤烟气	2.0	中国	2019
	华电句容电厂燃煤烟气	1.0	中国	2019
	国能锦界电厂燃煤烟气	15.0	中国	2021
	韩国南方电力燃煤烟气	3.0	韩国	2012
燃烧后化学吸附	川崎重工燃煤烟气	0.1	日本	2017
	伯明翰电厂燃煤烟气	0.3	美国	2019
	国能锦界电厂燃煤烟气	0.1	中国	2021
	阿拉巴马电厂燃气烟气	0.6	美国	2015
燃烧后膜分离	华润海风电厂燃煤烟气	0.6	中国	2019

表2 燃煤电厂燃烧中碳捕集工程项目

捕集技术	项目名称	规模/ MW	国家	年份	
常压 富氧燃烧	瀑布电力	10.0	瑞典	2008	
	Callide	30.0	澳大利亚	2010	
	Janschwalde	500.0	德国	2015	
	Fortum-Meri-Pori	565.0	芬兰	2015	
	B&W-Campbell	100.0	美国	2016	
	Youndong	125.0	韩国	2016	
	Endosa-Compostilla	500.0	西班牙	2015	
	浙江大学-法液空	2.5	中国	2010	
	华中科技大学	35.0	中国	2014	
	美国阿尔斯通电力	3.0	美国	2011	
	查尔莫斯大学	4.0	瑞典	2016	
	化学链- 原位气化	阿尔斯通电力	3.0	美国	2011
		达姆施塔特大学	1.0	德国	2012
查尔莫斯大学		4.0	瑞典	2016	

2 CO₂利用与封存技术

CO₂利用与封存技术包括CO₂制备化学品、矿化利用、生物利用、地质利用与封存等。

2.1 CO₂制备化学品

根据化学品种类, 可分为CO₂制CO(合成气)、

制液体燃料、烯烃、碳酸酯/聚合物等技术。

2.1.1 CO₂制CO

CO₂制CO技术包括甲烷重整、高温裂解、电催化转化等。

甲烷重整技术是在催化剂和高温(600~900 °C)下, CO₂与CH₄反应生成CO和H₂的合成气。该技术已完成中试, CH₄来源限制其工业应用。以煤气化为CH₄来源的合成气技术已成熟, 但碳效低、水耗大、能耗高^[9]。随着煤层气、页岩气、可燃冰等开采技术成熟, CH₄重整技术有望推广应用。

CO₂高温裂解技术是利用氧载体(Fe₃O₄, CeO₂等)在高温下转化为还原态, 释放O₂, 还原态的氧载体(FeO等)再与CO₂发生氧化反应转化为氧化态, 生成CO^[35]。其高温条件可耦合太阳能集热技术, 具有能耗低、碳减排效益高、污染小的优点。目前该技术处于基础研究阶段, 高热稳定性氧载体、太阳能集热等是突破的关键。

CO₂电催化转化技术是指常温常压下, 通过催化剂, CO₂在电解质溶液中被还原为CO, 释放O₂^[36]。该技术可与风电、光电等可再生能源结合, 具有能耗低、污染小、设备占地小等优点, 目前正处于技术验证阶段。美国、日本、中国等的研究机构正对光电催化材料、新型反应器、与可再生能源耦合等方面进行基础研究和应用研发。

2.1.2 CO₂制液体燃料

甲醇是一种重要的化工原料和液体燃料。CO₂加氢制甲醇技术是以CO₂和H₂为反应物,在铜基等催化剂作用下,生成甲醇和水^[37]。该技术产出具有经济价值的甲醇,同时具备显著的碳减排效益。

国内外进行了二十多年的研究工作,技术成熟度较高,已完成千吨级中试,下一步可进行工业示范推广。该技术对H₂消耗量较大,传统煤气化制氢成本高、碳排放强度高。通过结合可再生能源制氢技术,可推动CO₂加氢制甲醇技术应用。

2.1.3 CO₂制乙烯

烯烃(如乙烯、丙烯等)是重要的化工原料,通常由石油裂解制得。CO₂经多步还原可转化为低碳烯烃,其微观尺度机理有两种^[38]:一是CO₂与H₂转化为CO,CO合成烯烃;二是CO₂加H₂转化为甲醇,甲醇合成烯烃。CO₂加氢直接制烯烃技术是通过催化过程,实现CO₂多步转化同时完成。低碳烯烃具有极大的市场需求量,碳减排潜力大。

目前,美国、意大利、沙特阿拉伯及中国的科研机构在多功能催化剂、微观机理、提高产物选择性等方面进行基础研究。另外,该技术对H₂消耗量更高,未来可结合可再生能源制氢技术。

2.1.4 CO₂制碳酸酯/聚合物

碳酸酯广泛用于有机合成、药物合成、绿色添加剂、清洁剂等领域。CO₂制碳酸二甲酯技术包括直接合成和间接合成。直接合成是以CO₂和甲醇为原料,经催化剂作用,反应生成碳酸二甲酯;间接合成是CO₂先于环氧化物合成环状碳酸酯,再与甲醇反应生成碳酸二甲酯^[39]。与传统光气法相比,CO₂制碳酸酯技术的毒性和腐蚀性较低。直接合成技术处于基础研究阶段,高性能催化剂及反应过程控制仍存在不足。间接合成技术成熟度相对较高,国内外已完成了万吨级工业示范,但纯度低、催化剂损耗严重、工艺复杂。

聚碳酸酯、聚氨酯等在通信、医疗器械、电子器件、服装、汽车等行业应用广泛。CO₂制聚合物技术原理不尽相同。CO₂与环氧丙烷在一定温度和压力下,发生共聚反应,生成脂肪族聚碳酸酯;CO₂与苯胺、甲醛反应,经脱水反应获得异氰酸酯,进一步转化为聚氨酯^[39]。CO₂制某些聚合物技术已进入中试示范和工业应用阶段。如CO₂制可降解聚合物技术已进入产业化示范阶段,但价格高于传统塑料生产工艺,CO₂合成乙烯基聚酯处于基础研究阶段。

2.2 CO₂矿化利用

CO₂矿化利用技术是指CO₂与天然矿物、工业材料和工业固废中的钙、镁等发生碳酸化反应,生成稳定的碳酸盐。

2.2.1 工业固废矿化

工业固废矿化利用CO₂技术可分为钢渣矿化、磷石膏矿化和粉煤灰矿化。

钢渣中含有钙镁氧化物,直接与CO₂发生碳酸化反应,生产碳酸盐,实现钢渣稳定化处理,同时回收钙镁资源,产物可作为建筑材料,实现长周期碳减排。中国、美国、澳大利亚等通过对工艺集成、专用装备的研究,已进入万吨级示范工程研究。下一步须解决不同体系钢渣固碳组分高效提取、工艺优化及大规模示范等问题。

磷石膏是磷化工的固体废弃物,主要成分是硫酸钙。磷石膏矿化是利用CO₂与硫酸钙在氨水体系中反应,生成碳酸钙和硫酸铵^[40],固体加工成高附加值轻质碳酸钙,硫酸铵母液转化为硫酸钾和氯化铵钾化肥,降低固废堆填,同时实现碳减排。该技术成熟,已完成万吨级工程示范,后续通过工艺优化、反应器放大研究,可工业化应用。

粉煤灰中含有大量氧化硅、氧化铝等,主要用作水泥和混凝土的掺合料。粉煤灰矿化是利用CO₂加速水化产物氢氧化钙和C-S-H凝胶等,来替代传统水化养护或蒸汽养护,提升混凝土力学强度。目前粉煤灰矿化利用CO₂仍处于技术研发阶段,研究学者考察粉煤灰掺比、组分、温度、压力等对矿化反应及混凝土性能的影响^[41],下一步将进行工业示范。

2.2.2 工业材料矿化

CO₂矿化养护混凝土是利用CO₂加速混凝土中的钙镁组分(硅酸二钙、硅酸三钙、氢氧化钙等)的碳酸化反应,代替传统蒸汽养护过程,实现混凝土产品力学强度等性能提升^[42]。该技术避免了传统加热蒸汽,降低能耗,缩短养护周期,可与其他工业固废结合,转化为高价值产品。

美国、加拿大等正积极开展矿化混凝土技术研发,国内浙江大学等率先完成万吨级工业试验,具备工业应用条件。目前还须解决固废结合矿化养护混凝土产品的稳定性及产品标准等问题。

2.3 CO₂生物利用

CO₂生物利用是通过植物、微生物等的光合作用固定CO₂,具有环境友好、能耗低等优点,包括微藻固碳、CO₂气肥利用等。

微藻生长速度快,固碳效率比一般陆生植物高

几十倍,生长环境范围广.微藻利用CO₂可转化为生物燃料、化学品、饲料添加剂等.该技术工艺已打通,藻种选育是关键^[43].小球藻、螺旋藻等利用CO₂转化为饲料添加剂技术,现已商业化.微藻固碳转化为生物燃料、化学品、生物肥料技术在国内外处于中试阶段.微藻选育与培养工艺、光合反应器结构优化与放大、工艺优化等是技术突破关键.

大气中CO₂体积分数约 3.50×10^{-4} ,大部分蔬菜等植物CO₂饱和点在 $1.0 \times 10^{-3} \sim 1.6 \times 10^{-3}$.CO₂气肥利用技术是通过提高温室中CO₂浓度,提高蔬菜等植物产量,该技术已商业化.

2.4 CO₂地质利用与封存

CO₂地质利用与封存技术是将CO₂注入适宜地质条件,通过驱替、置换或反应等生产高价值产品,同时使CO₂与大气长期隔绝.可分为CO₂强化采油、采气(CH₄等)、采矿、采咸水等.

2.4.1 CO₂强化采油

CO₂强化石油开采(EOR)技术将CO₂注入油藏,利用其与石油的物理化学作用,提高石油采收率,并对CO₂进行封存^[44].

CO₂驱油技术成熟,已商业化.目前全球19个运行的大型CCUS项目,14个是采用了EOR技术.美国EOR技术全球领先,国内中石油、中石化油田等已开展技术攻关和工业试验,在原油增产、高压大排量CO₂注入及监测等技术上仍不成熟^[45].

CO₂输运技术是另一限制因素,罐车、船舶、管道是主流的CO₂输运途径.目前我国用于EOR技术的CO₂输运多是采用罐车运输,单次运输量小,远距离安全性差,成本高.对于EOR技术百万吨级/年大规模CO₂运输,管道运输是最优选择^[46].美国已建成约8 000 km的CO₂输送管网,占全球CO₂管道总里程的85%^[47].

2.4.2 CO₂强化采气

CO₂强化采气技术是指将CO₂注入到天然气藏、页岩层、煤层中,开采、置换或驱替CH₄.

CO₂强化开采天然气(EGR)技术是利用超临界CO₂和天然气的密度差异、超临界CO₂与天然气不完全互溶、对流扩散弱,使较轻的天然气被驱赶出,较重的CO₂沉降气藏被封存^[48].

CO₂强化开采页岩气(ESGR)技术是通过超临界CO₂或液态CO₂代替水压裂页岩,利用CO₂吸附性比CH₄强的特点,提高页岩气开采置换CH₄,并封存CO₂^[49].CO₂驱替煤层气(ECBM)技术是利用煤对CO₂比CH₄具有更强的吸附性的原理,置换CH₄,同时注入的CO₂维持煤层压力^[50].

目前CO₂强化采气技术尚处于小规模试验阶段,技术的可行性、安全性有待研究.

2.4.3 CO₂强化采矿

铀是我国核能核电发展的重要保障.CO₂强化铀矿开采(EUL)技术是将CO₂与溶浸液注入铀矿层,使铀矿物选择性溶解,同时封存CO₂^[51].该技术成熟度较高,美国采用CO₂作为溶浸剂已运行多个强化采铀工程,我国近年来通过技术研发和工程试验,已成为继美国之后第一个掌握CO₂地浸采铀技术的国家.

2.4.4 CO₂强化采咸水

CO₂强化开采深部咸水(EWR)技术是将CO₂注入深部咸水层,强化高附加值矿物质(钾、锂、溴素等)开采,同时封存CO₂^[52].可分为陆地咸水层封存和海上封存.海上封存是将CO₂注入深海(深度大于1 km),CO₂在深海溶解固定.

美国、挪威、澳大利亚等EWR技术完全成熟,已完成百万吨级工程^[53].国内EWR技术尚处于研发与示范阶段,目前完成十万吨级工程示范.基于当前技术,考虑20年监测费用,陆上咸水层封存成本约为120元/t CO₂,海底咸水层封存成本约为300元/t CO₂.

2.5 CO₂利用与封存技术应用现状

近年来,CO₂利用与封存技术发展迅速,工业应用见表3.

表3 国内外CO₂利用与封存技术工业应用

CO ₂ 利用与封存技术	项目名称	规模/(10 ⁴ t·a ⁻¹)	国家	年份	政策支持
制化学品	煤气化甲烷重整合成气(CO)	0.1	中国	2016	
	加氢合成甲醇	0.1	冰岛	2014	
	高性能/太阳能合成甲醇	0.1	中国	2019	
	经碳酸乙烯酯合成碳酸二甲酯(DMC)	3.0	中国	2018	
	生物可降解塑料	5.0	中国	2020	
	非光气法CO ₂ 合成MDI	1.0	中国	2020	
矿化利用	养护低钙水泥	1.0	美国	2013	

(续表3)

CO ₂ 利用与封存技术	项目名称	规模/(10 ⁴ t·a ⁻¹)	国家	年份	政策支持	
CO ₂ 利用与封存技术	矿化混凝土	1.0	加拿大	2016		
	萨福克轻质骨料	0.5	英国	2016		
	河南焦作矿化养护建材	1.0	中国	2020		
	四川钢渣矿化	5.0	中国	2017		
	重庆磷石膏矿化	0.3	中国	2017		
	生物利用	鄂尔多斯螺旋藻固碳	1.0	中国	2020	
		肯伯碳捕集(IGCC)	300.0	美国	2010	45Q 抵税
		Century Plant CCS	840.0	美国	2010	45Q 抵税
		Coffeyville 化肥厂 CCS	100.0	美国	2013	45Q 抵税
	强化采油	LOST CABIN 天然气 CCS	90.0	美国	2013	45Q 抵税
边界大坝 CCS		100.0	加拿大	2014	碳价	
加州氢能源(IGCC)		360.0	美国	2015	45Q 抵税	
德州清洁能源(IGCC)		240.0	美国	2015	45Q 抵税	
Uthmaniyah CCS		80.0	沙特	2015		
阿布扎比钢铁尾气 CCS		80.0	阿联酋	2016		
中石化胜利油田		4.0	中国	2010		
延长石油榆林煤化工捕集		5.0	中国	2012		
中石化中原油田		10.0	中国	2015		
中石油吉林油田天然气厂捕集		35.0	中国	2019		
咸水层封存(海上)	Sleipner 封存	100.0	挪威	1996		
	Snohvit 封存	70.0	挪威	2008	碳价	
咸水层封存(陆上)	Quest 沥青提尾尾气 CCS	110.0	加拿大	2015	碳价	
	伊利诺伊州 CCS	100.0	美国	2019	45Q 抵税	
	Gorgon 天然气 CCS	400.0	澳大利亚	2019		

3 碳捕集、利用与封存技术路线选择

燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术路线选择的主要依据为：在现阶段到2060年我国的煤电发展趋势下，适应煤电大规模CCUS技术，考虑技术成熟度、CO₂捕集成本、CO₂利用规模、CO₂减排效应及地域等因素。

3.1 碳中和目标下煤电发展

为实现我国2060年碳中和目标，研究者一致认为^[54-55]，应大力发展可再生能源发电技术，煤电装机容量在短期内缓慢上升达峰后，逐渐退出。

近期，我国新增燃煤机组减缓，装机容量处于减缓上升和稳定阶段。截至2021年7月，我国煤电装机容量达1 090 GW，新增装机容量同比减少，预计我国煤电装机容量在2025年达到峰值^[56]。2025—2030年，我国燃煤机组容量趋于稳定^[55]。

中期，我国新增燃煤机组较少，装机总量逐渐下降。目前，我国半数以上的现役燃煤机组建于2010年左右，按照煤电机组设计运行寿命30~40 a计算，现有大多数燃煤电厂将于2050年前逐渐退役；同时，生物质发电结合CCS技术能实现负排放，煤电加装CCS技术、煤与生物质掺烧发电加装CCS技术，是2030—2050年我国中期存量煤电机组深度减排的主要技术选择。

远期，我国燃煤机组除满足保障电力供应安全稳定容量外基本退出。2050—2060年，存量的少量燃煤机组与生物质发电耦合CCS达到一定规模，到2060年，可再生能源占主导，发电量占总发电量超过80%，煤电(加装CCS或与生物质掺烧加装CCS)、气电等在总发电量中占比小于20%，用以应对可再生能源波动、调峰负荷等^[57]。

3.2 碳捕集技术路线选择

燃煤电厂碳捕集技术路线选择受技术成熟度、

安全性、可靠性及成本等因素制约, 各捕集技术的优缺点及捕集成本^[5,7,16,58-62]见表4。

表4 燃煤电厂碳捕集技术优缺点及捕集成本比较

碳捕集技术	优点	缺点	捕集成本/(元·t ⁻¹)		
			2021年	2030年	2050年
燃烧后-化学吸收	无须改造电厂;烟气适应性好;成熟度高,大型化	再生能耗高,成本高;设备投资高;污染物排放	300~450	200~250	140~190
燃烧后-固体吸附	无须改造电厂;能耗低,水耗低;无设备腐蚀	吸附容量小,稳定性差;工艺、设备大型化困难	220~350	180~220	120~180
燃烧后-膜分离	无须改造电厂;设备体积小	膜材料性能差、成本高;燃煤烟气适应性差	200~400	150~250	100~150
燃烧前-物理吸收	能耗低;IGCC和多联产系统,发电效率高	燃气轮机、高压设备等成本高;系统复杂;适于新建或改造电厂	180~240	100~180	60~110
燃烧前-化学吸收	选择性好,电耗低;IGCC和多联产系统,效率高	燃气轮机、高压设备等成本高;系统复杂;适于新建或改造电厂	200~350	150~210	80~130
燃烧前-固体吸附	能耗低,水耗低;腐蚀性小,污染少;工艺简单	吸附容量小、稳定性差、成本高;设备占地大;适于新建或改造电厂	70~130	60~80	40~60
燃烧前-膜分离	设备体积小;无污染;操作简单	膜材料成本高;渗透、选择性不稳定;适于新建或改造电厂			
富氧燃烧	捕集成本低;系统热效率高;可大型化	制氧成本高;设备、材料要求高;适于新建或改造电厂	300~420	200~300	120~160
化学链技术	无须空分制氧,捕集成本低	缺乏高性能氧载体和新型反应器;适于新建或改造电厂	80~100	70~90	50~80

3.2.1 现有和2030年前燃煤电厂

我国现有和2030年前燃煤电厂碳捕集技术应主要考虑技术成熟度和规模化。燃烧后碳捕集技术可直接应用于现有燃煤电厂,无须大改电厂结构和设备。相比于目前IGCC和富氧燃烧技术改造成本较高,燃烧后捕集技术将是我国现有和2030年前燃煤电厂碳捕集的主要方向。

燃烧后捕集技术中,化学吸收法对燃煤烟气适应性好。针对燃煤电厂的烟气流量大、压力低、CO₂浓度低、成分复杂(含O₂, SO_x, NO_x等),化学吸收法CO₂捕集率>90%,纯度>99%,要高于现有固体吸附法(CO₂捕集率>80%, CO₂纯度>95%)和膜分离法。在燃煤烟气少量NO_x和SO_x下,固体吸附剂和膜材料稳定性急剧下降。此外,相比于固体吸附剂大规模制备困难、膜材料成本高,化学吸收法工艺成熟,塔器设备(填料塔、塔内件、换热器等)已具备大型化条件;相比固体吸附和膜分离技术,化学吸收技术较为成熟(工业规模见表1),是现阶段唯一可大规模应用于燃煤电厂烟气CO₂捕集的技术选择。因此,现阶段和2030年前,我国燃煤电厂碳捕集技术应以燃烧后化学吸收法为主要技术路线。

3.2.2 2030—2050年燃煤电厂

2030年以后,我国燃煤电厂碳捕集技术应主

要考虑碳捕集成本。燃烧前捕集和富氧燃烧技术的碳捕集成本比燃烧后捕集低(见表4),因此,2030年后,我国燃煤电厂碳捕集应以燃烧前捕集和富氧燃烧技术为主。

相比于富氧燃烧技术,燃烧前捕集技术的成熟度更高,更接近工业化。随着新型吸收剂/吸附材料、制氧设备、燃气轮机、IGCC系统集成等关键技术和低成本设备研发获得重大突破,燃烧前捕集技术将是2030—2050年我国燃煤电厂改造与实施碳捕集技术的主要选择。

燃烧前捕集技术中,IGCC结合物理吸收法的技术成熟度较高(工业规模见表1),最易工业化应用。与物理吸收法相比,化学吸收法具有CO₂选择性好、CO₂捕集率高、电耗低、工艺简单的优势。目前,IGCC结合化学吸收法在国内已完成了十万吨级的工业示范。随着IGCC技术和低能耗化学吸收技术的发展,IGCC结合化学吸收法将是2030—2050年我国燃煤电厂改造与实施碳捕集的主要技术路线。

与溶液吸收法相比,固体吸附法的能耗较低、水耗低(见表4),尤其适用于燃烧前气体压力高(通常为1~8 MPa)、CO₂浓度高(体积分数范围为20%~50%)、杂质少的条件。随着高性能吸附剂研发与规模化制备、流化床等反应器优化技术革新,燃烧

前固体吸附法可适用于 2030—2050 年我国燃煤电厂进行小、中规模工业验证。

膜分离法具有设备体积小的优势,在解决现有膜材料选择性差、成本高、稳定性差等难题后,可作为预处理单元,与化学吸收或固体吸附结合,进行中试示范。

3.2.3 2050年后燃煤电厂

富氧燃烧技术由于采用纯氧代替空气进行煤粉燃烧,因此烟气流量小、CO₂浓度非常高,碳捕集成本极低,且能提高锅炉燃烧效率、降低污染物排放。

现阶段,与燃烧后捕集技术和 IGCC 捕集技术相比,富氧燃烧技术的成熟度低(见表 1)。国内外都完成了常压富氧燃烧技术的工业示范,验证了技术的可行性。对于化学链燃烧技术,国外正进行 1×10⁴ t/a 中试试验,国内仍处于实验室阶段。随着新型载氧体、制氧设备、富氧燃烧器等技术发展,预计富氧燃烧技术将在 2030—2050 年间进行工程示范,并在 2050 年后成为我国燃煤电厂改造与实施碳捕集技术的选择之一。

与富氧燃烧技术相比,化学链燃烧无需空分制氧设备,克服了由于空分制氧能耗高导致电厂自用电耗比重过大的难题,极大降低了碳捕集成本。考虑到载氧体的稳定性和反应器的放大效应,化学链燃烧技术用于碳捕集技术规模要比富氧燃烧技术小。因此,以富氧燃烧为主、化学链燃烧为辅的技术路线,将是 2050 年后我国燃煤电厂改造与实施碳捕集技术选择。

3.3 CO₂利用与封存技术路线选择

CO₂利用与封存应用受技术成熟度、成本、地域特点、市场消纳量、政策支持、碳减排效益等因素影响。

3.3.1 现阶段与 2030 年前

据科技部社会发展科技司报告,现阶段我国的 CO₂利用与封存量约 1.5×10⁶ t/a,到“十四五”末(2025 年),我国 CO₂利用与封存量预计达到 2×10⁷ t/a。现阶段和 2030 年前,我国 CO₂利用与封存技术选择主要考虑技术成熟度和市场消纳量。

根据表 4,在现阶段及短期内,我国 CO₂利用与封存技术将以 CO₂强化采油(EOR)、矿化利用技术为主,CO₂化工合成、微藻与食品利用等多技术并存。

EOR 技术成熟度高、CO₂利用规模大、具有较好的经济效益,国外已实现百万吨级商业运行,国内也完成十万吨级工程示范。CO₂强化地浸采油

(EUL)技术也具有较好经济效益,在我国已进入商业化应用。CO₂强化采气(EGR,ESGR,ECBM)技术成熟度较低,短期内工业应用困难。

EOR, EUL 等技术应用受地域限制。EOR 技术用于油田,主要分布在我国的中西部及东北地区,如松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地等,EUL 技术用于铀矿,如伊犁盆地、吐哈盆地、鄂尔多斯盆地和松辽盆地等。根据 CO₂源汇匹配研究^[59],以这些地区为核心,距离 250 km 范围内,火电厂等排放源 CO₂捕集技术结合 EOR, EUL 等利用与封存技术具有较好的经济性和可行性。文献[59]给出了我国火电厂企业 CO₂排放与适宜 EOR 等地质利用与封存区域的分布情况,2030 年前我国通过 CO₂捕集与 EOR 等利用,形成 CCUS 集群。

CO₂矿化技术成熟度较高,对地域要求较低,可结合粉煤灰、石膏、钢渣等,实现固废与资源化利用,具有较好的经济效益。CO₂矿化养护建材技术与燃煤电厂 CO₂捕集技术的源汇匹配和技术匹配度较好。从工艺原料匹配上来看,建材生产工艺需要的炉底渣、石膏等原材料,可直接取自于燃煤电厂的粉煤灰、脱硫石膏等产品;燃煤电厂化学吸收法捕集的 CO₂纯度高(99%),满足建材养护工艺中 CO₂养护气氛要求。CO₂用于混凝土、加气砌块等建材养护工艺,与现有蒸汽养护工艺一致,无须改造,建材强度等性能满足国家标准。因此,CO₂矿化利用养护建材技术将是现阶段和 2030 年前我国燃煤电厂 CCUS 技术路线的重要选择。

CO₂化工合成化学品与生物利用技术,在现阶段和短期内将呈现规模小、试点多、分布广的特点。一方面,化工合成燃料、化工合成高附加值化学品等技术尚处于基础研究和部分中试阶段,利用 CO₂化工合成甲醇、乙烯(合成气)等技术,还须结合可再生能源的电催化转化技术进行。预计“十四五”期间,化工利用合成燃料技术可进行工业试验和中试示范运行。另一方面,化工合成聚合物、碳酸酯等化学品、生物合成饲料、气肥等及 CO₂直接用于食品加工,受市场因素影响极大。如我国东部和南部地区的化工、建材行业可根据市场消纳量结合火电厂开产 CCUS 全流程产业链,部分农业地区可根据生产需求,利用 CO₂生产饲料、气肥等,东南沿海地区对于干冰用于冷链运输、食品加工与保存等具有更大的市场需求。

3.3.2 2030年后

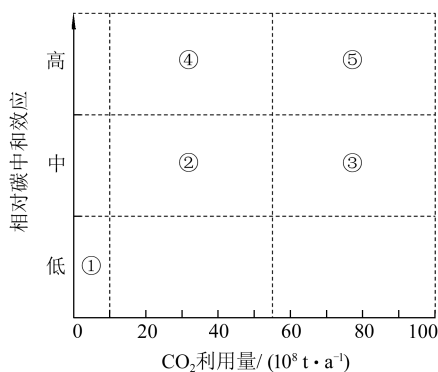
据科技部社会发展科技司报告^[5],到 2035 年,

我国CO₂利用与封存量预计达到9.7×10⁷ t/a, 而到2050年预计将达到8.5×10⁸ t/a. 2030年后, 在碳中和目标下, 我国CO₂利用与封存技术应用应重点考虑CO₂利用规模、辅助能源结构调整、碳中和效应及政策等因素.

2030年后, 随着技术突破与成熟, 我国CO₂利用与封存技术将以CO₂合成燃料、CO₂强化采气(EGR, ESGR, ECBM)和咸水层封存(EWR)等技术为主.

CO₂化工合成制备甲醇、低碳烯烃等化学品技术对可再生能源、氢能等依赖性较强. 随着我国可再生能源占比增加、氢能等技术突破, 预计到2030年, CO₂化工合成燃料技术具备工程示范能力; 到2035年, 大规模示范项目建成, 具备产业化能力, 通过区域内长输管道形成CCUS集群, 助力我国能源结构调整与储能等.

CO₂强化采气(EGR、ESGR、ECBM)技术强化CH₄产出, 有较好的经济效益, CO₂利用规模极大, 具备较高的碳中和效应(见图2). 预计2030年后, 页岩气开采等技术成熟, 将投入运行多个百万吨级枯竭油气田、页岩气层等封存工业示范项目, 带动陆上管道输送技术的发展, 突破大型CO₂增压(装备)技术, 建成具有百万吨级输送能力的陆上长输管道, 在全国或者区域内逐步实现商业化运行. CO₂强化采气技术将是2030年后我国CO₂利用与封存技术的主力.



①—生物利用(食品、气肥)、聚合物等; ②—高价值化学品;
③—燃料合成; ④—强化采油封存、建材矿化利用、强化地浸采铀; ⑤—深部咸水层封存、枯竭气藏封存、强化天然气开采.

图2 CO₂利用技术的潜力与其相对碳中和效应

CO₂深部咸水层地质封存技术的CO₂利用规模极大, 具有较高的碳中和效应, 但技术产出经济效益差、长周期监测成本高. 目前, 国外CO₂深部咸水层地质封存技术成熟度较高, 已完成百万吨级装置长期运行, 国内在鄂尔多斯完成1×10⁵ t/a的中试示范, 结合国家政策进行工业示范, 突破CO₂封存

的安全保障技术, 实现陆上咸水层封存技术商业应用. 预计2030年后, 该技术是实现我国碳中和目标的保底技术.

4 结论

a. 我国现有和短期(2030年前)新建的燃煤电厂碳捕集应以燃烧后化学吸收法为主要技术路线.

b. 2030—2050年间, 我国新建燃煤电厂碳捕集技术以燃烧前IGCC-化学吸收技术为主、固体吸附与膜分离为辅.

c. 2050年后, 我国新建燃煤电厂碳捕集技术以富氧燃烧为主、化学链燃烧为辅.

d. 现阶段和2030年前, 我国CO₂利用与封存技术将以CO₂强化采油、矿化技术为主, 化工合成、微藻与食品利用等多技术并存.

e. 2030年后, 我国CO₂利用与封存技术将以CO₂合成燃料、强化采气和咸水层封存等技术为主.

参 考 文 献

- [1] KAPETAKI Z, SCHNEIDER W. Carbon capture utilisation and storage technology development report 2018 (CCUS) EUR 29909 EN[EB/OL]. [2020-02-19]. <https://www.doc88.com/p-95629233858080.html?r=1>.
- [2] International Energy Agency. Energy technology perspectives 2020-special report on carbon capture utilisation and storage[EB/OL]. [2020-02-19]. <http://www.tanpailang.com/CCUS/202011/1175247.html>.
- [3] 步学朋. 二氧化碳捕集技术及应用分析[J]. 洁净煤技术, 2014, 20(5): 9-13.
- [4] 张九天, 张璐. 面向碳中和目标的碳捕集、利用与封存发展初步探讨[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 1-6.
- [5] 科学技术部社会发展科技司, 中国21世纪议程管理中心. 应对气候变化国家研究进展报告2019[M]. 北京: 科学出版社, 2019.
- [6] 魏世杰, 樊静丽, 杨扬, 等. 燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术和可再生能源储能技术的平准化度电成本比较[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 33-42.
- [7] 魏宁, 姜大霖, 刘胜男, 等. 国家能源集团燃煤电厂CCUS改造的成本竞争力分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(4): 1258-1265.
- [8] 陆诗建, 黄凤敏, 李清方, 等. 燃烧后CO₂捕集技术与工程进展[J]. 现代化工, 2015, 35(6): 48-52.
- [9] 孙路长, 王争荣, 吴冲, 等. 燃煤电厂万吨级碳捕集工程设计与运行优化研究[J]. 华电技术, 2021, 43(6): 1674-1951.

- [10] 周旭健, 李清毅, 陈瑶姬, 等. 化学吸收法在燃后区 CO₂捕集分离中的研究和应用[J]. 能源工程, 2019(3): 58-66.
- [11] 张杰, 郭伟, 张博, 等. 空气中直接捕集 CO₂ 技术研究进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 57-68.
- [12] 汪世清, 郜时旺, 王绍民, 等. 低温洗涤法烟气脱硫脱碳工艺模拟研究[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 68-73.
- [13] 方梦祥, 周旭萍, 王涛, 等. CO₂ 化学吸收剂[J]. 化学进展, 2015, 27(12): 1808-1814.
- [14] VEGA F, BAENA-MORENO F M, GALLEGO FERNÁNDEZ L M, et al. Current status of CO₂ chemical absorption research applied to CCS: towards full deployment at industrial scale[J]. Applied Energy, 2020, 260: 114313.
- [15] ROCHELLE G T, WU Y, CHEN E, et al. Pilot plant demonstration of piperazine with the advanced flash stripper[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 84: 72-81.
- [16] 王涛, 刘飞, 方梦祥, 等. 两相吸收剂捕集二氧化碳技术研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1186-1196.
- [17] 方梦祥, 狄闻韬, 易宁彤, 等. CO₂ 化学吸收系统污染物排放与控制研究进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 8-16.
- [18] 刘飞, 祁志福, 方梦祥, 等. 用于烟气二氧化碳捕集的有机胺挥发性研究进展[J]. 热力发电, 2021, 51(1): 33-43.
- [19] 柳康, 许世森, 李广宇, 等. 基于整体煤气化联合循环的燃烧前 CO₂ 捕集工艺及系统分析[J]. 化工进展, 2018, 37(12): 4897-4907.
- [20] 陈旭, 杜涛, 李刚, 等. 吸附工艺在碳捕集中的应用现状[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(S1): 155-163.
- [21] 徐永辉, 肖宝华, 冯艳艳, 等. 二氧化碳捕集材料的研究进展[J]. 精细化工, 2021, 38(8): 1-11.
- [22] 段成, 杨川箬, 金君素, 等. 负载固体胺的多孔聚酯对 CO₂ 的吸附[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 1-11.
- [23] 郭红霞, 南雁, 寇晓晨, 等. 钙基 CO₂ 吸附剂的惰性掺杂和形貌调控研究进展[J]. 化工进展, 2019, 38(1): 457-466.
- [24] KIM K, YANG S, LEE J B, et al. Analysis of K₂CO₃/Al₂O₃ CO₂ sorbent tested with coal-fired power plant flue gas: effect of SO₃[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2012, 9: 347-354.
- [25] 赵文瑛, 张志, 李振山, 等. 利用固态胺连续捕集二氧化碳的双流化床实验研究[J]. 化工学报, 2013, 64(10): 3640-3646.
- [26] 孙亚伟, 谢美连, 刘庆岭, 等. 膜法分离燃煤电厂烟气中 CO₂ 的研究现状及进展[J]. 化工进展, 2017, 36(5): 1880-1889.
- [27] YEO Z Y, CHEW T L, ZHU P W, et al. Synthesis and performance of microporous inorganic membranes for CO₂ separation: a review[J]. Journal of Porous Materials, 2013, 20(6): 1457-1475.
- [28] BELAISSAOUI B, WILLSON D, FAVRE E. Membrane gas separations and post-combustion carbon dioxide capture: parametric sensitivity and process integration strategies[J]. Chemical Engineering Journal, 2012, 211/212: 122-132.
- [29] HE X, HÄGG M B. Hollow fiber carbon membranes: investigations for CO₂ capture[J]. Journal of Membrane Science, 2011, 378(1/2): 1-9.
- [30] YAN S P, FANG M X, ZHANG W F, et al. Experimental study on the separation of CO₂ from flue gas using hollow fiber membrane contactors without wetting[J]. Fuel Processing Technology, 2007, 88(5): 501-511.
- [31] 郑楚光, 赵永椿, 郭欣. 中国富氧燃烧技术研发进展[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(23): 3856-3864.
- [32] 王越明, 刘慧敏, 仇兴雷, 等. 富氧燃烧颗粒物生成和灰沉积特性研究进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 17-30.
- [33] YIN C, YAN J. Oxy-fuel combustion of pulverized fuels: combustion fundamentals and modeling[J]. Applied Energy, 2016, 162: 742-762.
- [34] WANG P, MEANS N, SHEKHAWAT D, et al. Chemical-looping combustion and gasification of coals and oxygen carrier development: a brief review[J]. Energies, 2015, 8(10): 10605-10635.
- [35] WU X Y, GHONIEM A F. Mixed ionic-electronic conducting (MIEC) membranes for thermochemical reduction of CO₂: a review[J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2019, 74: 1-30.
- [36] 赵江婷, 熊卓, 赵永椿, 等. 热助光催化 CO₂ 还原研究进展与展望[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 132-138.
- [37] WANG W H, HIMEDA Y, MUCKERMAN J T, et al. CO₂ hydrogenation to formate and methanol as an alternative to photo and electrochemical CO₂ reduction[J]. Chemical Reviews, 2015, 115(23): 12936-12973.
- [38] HOANG T T H, VERMA S, MA S, et al. Nanoporous copper-silver alloys by additive-controlled electrodeposition for the selective electroreduction of CO₂ to ethylene and ethanol[J]. Journal of the American Chemical Society, 2018, 140(17): 5791-5797.
- [39] 白煜, 梁杰, 王利国, 等. CO₂ 合成醇酯类化学品和高分子材料研究进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 117-131.

- [40] 梁斌,王超,岳海荣,等.天然钾长石-磷石膏矿化CO₂联产硫酸钾过程评价[J].四川大学学报(工程科学版),2014,46(3):168-174.
- [41] 王晓龙,刘蓉,王琪,等.电厂烟气低浓度CO₂的粉煤灰直接液相矿化技术[J].热力发电,2021,50(1):104-109.
- [42] 孙一夫,李凤军,何文,等.二氧化碳矿化养护加气混凝土试验研究[J].洁净煤技术,2021,27(2):237-245.
- [43] 程军,杨宗波,黄云等.核诱变驯化微藻固定燃煤烟气中的CO₂[J].燃烧科学与技术,2016,22(3):193-197.
- [44] JIA B, TSAU J S, BARATI R. A review of the current progress of CO₂ injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs[J]. Fuel, 2019, 236: 404-427.
- [45] 胡永乐,郝明强,陈国利,等.中国CO₂驱油与封存技术及实践[J].石油勘探与开发,2019,46(4):716-727.
- [46] MCCOY S T, RUBIN E S. An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2008, 2(2): 219-229.
- [47] DOOLEY J J, DAHOWSKI R T, DAVIDSON C L. Comparing existing pipeline networks with the potential scale of future U.S. CO₂ pipeline networks[J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 1595-1602.
- [48] 周锡堂,樊栓狮,梁德青.CO₂置换开采天然气水合物研究进展[J].化工进展,2006,25(5):524-527.
- [49] 刘松泽,魏建光,周晓峰,等.超临界CO₂在页岩气开发中的应用研究进展[J].现代化工,2020,40(5):28-31.
- [50] 王烽,汤达祯,刘洪林,等.利用CO₂-ECBM技术在沁水盆地开采煤层气和埋藏CO₂的潜力[J].天然气工业,2009,29(4):117-120.
- [51] 孙占学,ASGHAR F,赵凯,等.中国铀矿采冶回顾与展望[J].有色金属(冶炼部分),2021(8):1-8.
- [52] 刁玉杰,杨扬,李旭峰,等.CO₂地质封存深部地下空间利用管理法规探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(4):1267-1273.
- [53] 李琦,赵楠,刘兰翠,等.澳大利亚Gorgon二氧化碳咸水层封存项目环境风险评价方法[J].环境工程,2019,37(2):22-34.
- [54] 袁家海,张浩楠.碳中和、电力系统脱碳与煤电退出[J].中国电力企业管理,2020(31):17-20.
- [55] 李政,陈思源,董文娟,等.现实可行且成本可负担的中国电力低碳转型路径[J].洁净煤技术,2021,27(2):1-7.
- [56] 中电联统计与数据中心.2021年1—7月份电力工业运行简况[EB/OL].[2021-10-09].<https://www.ccc.org.cn/detail/index.html?3-299839>.
- [57] 王志轩.碳中和下电力经济气候平衡体系与电力系统重构分析[J].中国能源,2021,43(4):46-51.
- [58] 王枫,朱大宏,鞠付栋,等.660MW燃煤机组百万吨CO₂捕集系统技术经济性分析[J].洁净煤技术,2016,22(6):2-7.
- [59] 蔡博峰,李琦,张贤.中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)——中国CCUS路径研究[R].北京:生态环境部环境规划院,2021.
- [60] FAN J L, WEI S, YANG L, et al. Comparison of the LCOE between coal-fired power plants with CCS and main low-carbon generation technologies: evidence from China[J]. Energy, 2019, 176: 143-155.
- [61] SUBRAVETI S G, ROUSSANALY S, ANANTHARAMAN R, et al. How much can novel solid sorbents reduce the cost of post-combustion CO₂ capture?—a techno-economic investigation on the cost limits of pressure-vacuum swing adsorption[J]. Applied Energy, 2022, 306: 117955.
- [62] GÜLEÇ F, MEREDITH W, SNAPE C E. Progress in the CO₂ capture technologies for fluid catalytic cracking (FCC) units—a review[J]. Frontiers in Energy Research, 2020, 8: 1-14.