



# 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

生态环境部环境规划院  
中国科学院武汉岩土力学研究所  
中国21世纪议程管理中心



## 序

2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会上发表重要讲话，提出我国“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”。习近平总书记关于碳达峰、碳中和作出的一系列重大宣示和重要论述，为我国应对气候变化和绿色低碳发展明确了目标与方向，为强化全球气候行动注入了强大的政治推动力。

二氧化碳捕集利用与封存技术(CCUS)作为一种大规模的温室气体减排技术，近年来在生态环境部、科技部、发改委等部门的共同推动下，CCUS相关政策逐步完善，科研技术能力和水平日益提升，试点示范项目规模不断壮大，整体竞争力进一步增强，已呈现出良好的发展势头。但总体上看，我国面向碳中和的绿色低碳技术体系还尚未建立，重大战略技术发展应用尚存缺口，现有减排技术体系与碳中和愿景的实际需求之间还存在较大差距。有研究表明，CCUS将成为我国实现碳中和目标不可或缺的关键性技术之一，需要根据新的形势对CCUS的战略定位进行重新思考和评估，并在此基础上加快推进、超前部署。

《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》的发布适逢其时，对于研究中国碳达峰碳中和目标下CCUS的战略定位和发展路径起到重要作用，有助于支撑政策制定者在战略、规划和政策层面开展CCUS相关工作，有助于研究者基于当前对CCUS的认知确定未来不同时期的排放锚点，同时也有助于公众了解CCUS相关知识，认识CCUS的地位和作用，共同推动我国碳达峰碳中和目标的实现。

李 高

生态环境部应对气候变化司司长

## 报告召集人

蔡博峰 生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心  
李琦 中国科学院武汉岩土力学研究所  
张贤 中国 21 世纪议程管理中心

报告引用: 蔡博峰, 李琦, 张贤 等. 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]. 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国 21 世纪议程管理中心. 2021.

## 作者（按姓氏拼音排序）

- 蔡博峰 生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心
- 曹 成 西南石油大学
- 曹丽斌 生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心
- 陈文会 清华大学
- 陈竹君 上海理工大学
- 董金池 生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心
- 樊静丽 中国矿业大学（北京）
- 江 勇 中国地质大学（北京）
- 姜 丰 中国石油大学（华东）
- 雷涯邻 北京化工大学
- 雷 宇 生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心
- 李 超 浙江大学
- 李桂菊 中国科学院武汉文献情报中心
- 李 琦 中国科学院武汉岩土力学研究所
- 李 清 中国石油吉林油田分公司二氧化碳捕集埋存与提高采收率开发公司
- 李霞颖 中国科学院武汉岩土力学研究所
- 李小春 中国科学院武汉岩土力学研究所
- 梁 希 广东南方碳捕集与封存产业中心
- 刘传望 中国地质大学（北京）

## 作者（按姓氏拼音排序）

刘桂臻	中国科学院武汉岩土力学研究所
刘玲娜	中国地质大学（北京）
刘琦	中国石油大学（北京）
鲁玺	清华大学
吕晨	生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心
庞凌云	生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心
彭勃	中国石油大学（北京）
史明威	中国 21 世纪议程管理中心
谭永胜	中国科学院武汉岩土力学研究所
汪黎东	华北电力大学
王楠	日本德勤咨询公司
魏文栋	上海交通大学
伍鹏程	广东省环境科学研究院
武龙	Equinor ASA
杨波	清华大学
杨晓亮	油气行业气候倡议组织昆仑气候产业投资基金
张立	生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心
张贤	中国 21 世纪议程管理中心
赵晏强	中国科学院武汉文献情报中心

## 贡献作者（按姓氏拼音排序）

荆润秋	华北电力大学
李早元	西南石油大学
廖 扬	中国石油大学（北京）
马 乔	山东大学
蒲晓林	西南石油大学
石运旺	中国石油大学（北京）
王 贵	西南石油大学
王茹洁	华北电力大学
王一彪	中国石油大学（北京）
张亚楠	中国石油大学（北京）
周文龙	中国矿业大学（北京）

## 评审专家

杜祥琬	中国工程院	院士
丁一汇	国家气候中心	院士
何建坤	清华大学	教授
李 阳	中国石化股份公司	院士
黄维和	中国石油天然气股份有限公司	院士
王金南	生态环境部环境规划院	院士
潘家华	中国社会科学院	学部委员
黄 晶	中国 21 世纪议程管理中心	研究员
吕学都	亚洲开发银行	气候变化首席科学家
李 政	清华大学	教授
薛 强	中国科学院武汉岩土力学研究所	研究员
严 刚	生态环境部环境规划院	研究员
张希良	清华大学	教授



## 缩略语注解

BECCS	生物质能碳捕集与封存
CCS	二氧化碳捕集与封存
CCU	二氧化碳捕集与利用
CCUS	二氧化碳捕集利用与封存
CO <sub>2</sub> -ECBM	二氧化碳驱替煤层气
CO <sub>2</sub> -EGR	二氧化碳强化天然气开采
CO <sub>2</sub> -EOR	二氧化碳强化石油开采
CO <sub>2</sub> -EWR	二氧化碳强化咸水开采
DAC	直接空气碳捕集
DACCS	直接空气碳捕集与封存
DRI	直接还原铁
EU ETS	欧盟碳交易市场
GCCSI	全球碳捕集与封存研究院
GDP	国内生产总值
GJ	吉焦
GW	千兆瓦
IEA	国际能源署
IGCC	整体煤气化联合循环发电
IPCC	联合国政府间气候变化专门委员会
IRENA	国际可再生能源机构
km	千米
KWh	千瓦时
MJ/kg	兆焦 / 千克
NACSA	北美碳封存图册
TWh	太瓦时
USGS	美国地质调查局

## 决策者摘要 >>>>

碳中和目标下，大力发展二氧化碳捕集利用与封存（CCUS）技术不仅是未来我国减少二氧化碳排放、保障能源安全的战略选择，而且是构建生态文明和实现可持续发展的重要手段。随着国内外对气候变化理解和谈判形势的改变，CCUS 技术内涵和外延不断丰富拓展，亟需对 CCUS 技术发展趋势进行系统研判，重新定位技术发展愿景，统筹考虑 CCUS 发展路径。

碳中和目标的实现要求我国建立以非化石能源为主的零碳能源系统，经济发展与碳排放脱钩。CCUS 技术作为我国实现碳中和目标技术组合的重要组成部分，不仅是我国化石能源低碳利用的唯一技术选择，保持电力系统灵活性的主要技术手段，而且是钢铁水泥等难减排行业的可行技术方案。此外，CCUS 与新能源耦合的负排放技术还是抵消无法削减碳排放、实现碳中和目标的托底技术保障。

从实现碳中和目标的减排需求来看，依照现在的技术发展预测，2050 年和 2060 年，需要通过 CCUS 技术实现的减排量分别为 6 ~ 14 亿吨和 10 ~ 18 亿吨二氧化碳。其中，2060 年生物质能碳捕集与封存（BECCS）和直接空气碳捕集与封存（DACCS）分别需要实现减排 3 ~ 6 亿吨和 2 ~ 3 亿吨二氧化碳。从我国源汇匹配的情况看，CCUS 技术可提供的减排潜力，基本可以满足实现碳中和目标的需求（6~21 亿吨二氧化碳）。

我国高度重视 CCUS 技术发展，稳步推进该技术研发与应用。目前，我国 CCUS 技术整体处于工业示范阶段，但现有示范项目规模较小。CCUS 的技术成本是影响其大规模应用的重要因素，随着技术的发展，我国 CCUS 技术成本未来有较大下降空间。预期到 2030 年，我国全流程 CCUS（按 250 公里运输计）技术成本为 310~770 元 / 吨二氧化碳，到 2060 年，将逐步降至 140~410 元 / 吨二氧化碳。

为促进中国 CCUS 技术发展，更好支撑碳达峰碳中和目标实现，建议：

(1) 明确面向碳中和目标的 CCUS 技术发展路径。充分考虑碳中和目标下的产业格局和重点排放行业排放路径，全面系统评估中国 2021 ~ 2060 年 CCUS 技术的减排需求和潜力。

(2) 完善 CCUS 政策支持与标准规范体系。推动 CCUS 商业化步伐，将 CCUS 纳入产业和技术发展目录，完善优化法律法规框架，制定科学合理的建设、运营、监管、终止等标准体系。

(3) 规划布局 CCUS 基础设施建设。加大二氧化碳捕集、输送与封存各环节的基础设施投资力度与建设规模，提高技术设施管理水平，建立相关基础设施合作共享机制，推动 CCUS 技术与不同碳排放领域和行业的耦合集成。

(4) 有序开展大规模 CCUS 示范与产业化集群建设。提高 CCUS 全链条技术单元之间的兼容与集成优化，加快突破大规模 CCUS 全流程示范的相关技术瓶颈，促进 CCUS 产业集群建设。

本报告由国内外 CCUS 领域的 49 名研究人员共同完成，感谢作者无私的科学奉献和 13 位权威专家的评审。考虑到学界对于 CCUS 的减排需求和潜力评估的不确定性还存在百家争鸣，未来亟需在更加明确和清晰的技术、资本、政策等边界条件下开展深度分析，以得到更加合理的潜力评估和发展路径。



# 目录

<b>1. 二氧化碳捕集利用与封存概述.....</b>	<b>1</b>
1.1 什么是 CCUS？ .....	1
1.2 CCUS 的定位 .....	4
<b>2. 全球 CCUS 潜力和发展路径.....</b>	<b>6</b>
2.1 全球和主要国家 CCUS 封存潜力 .....	6
2.2 国际机构对 CCUS 贡献的评估 .....	10
2.3 主要发达国家和地区 CCUS 发展路径 .....	14
<b>3. 中国 CCUS 发展需求与潜力.....</b>	<b>17</b>
3.1 中国 CCUS 现状 .....	17
3.2 碳中和目标下的中国 CCUS 减排需求 .....	22
3.3 基于源汇匹配的中国 CCUS 减排潜力 .....	27
3.4 中国 CCUS 成本评估 .....	33
<b>4. 政策建议.....</b>	<b>37</b>
<b>参考文献.....</b>	<b>38</b>
<b>附表 中国 CCUS 项目基本情况表.....</b>	<b>46</b>



# 1. 二氧化碳捕集利用与封存概述 >>>>

## 1.1 什么是 CCUS ?

二氧化碳 (CO<sub>2</sub>) 捕集利用与封存 (CCUS) 是指将 CO<sub>2</sub> 从工业过程、能源利用或大气中分离出来, 直接加以利用或注入地层以实现 CO<sub>2</sub> 永久减排的过程 (图 1)。CCUS 在二氧化碳捕集与封存 (CCS) 的基础上增加了“利用 (Utilization)”, 这一理念是随着 CCS 技术的发展和对中国 CCS 技术认识的不断深化, 在中美两国的大力倡导下形成的, 目前已经获得了国际上的普遍认同。CCUS 按技术流程分为捕集、输送、利用与封存等环节 (图 2)。

CO<sub>2</sub> 捕集是指将 CO<sub>2</sub> 从工业生产、能源利用或大气中分离出来的过程, 主要分为燃烧前捕集、燃烧后捕集、富氧燃烧和化学链捕集。

CO<sub>2</sub> 输送是指将捕集的 CO<sub>2</sub> 运送到可利用或封存场地的过程。根据运输方式的不同, 分为罐车运输、船舶运输和管道运输, 其中罐车

运输包括汽车运输和铁路运输两种方式。

CO<sub>2</sub> 利用是指通过工程技术手段将捕集的 CO<sub>2</sub> 实现资源化利用的过程。根据工程技术手段的不同, 可分为 CO<sub>2</sub> 地质利用、CO<sub>2</sub> 化工利用和 CO<sub>2</sub> 生物利用等。其中, CO<sub>2</sub> 地质利用是将 CO<sub>2</sub> 注入地下, 进而实现强化能源生产、促进资源开采的过程, 如提高石油、天然气采收率, 开采地热、深部咸 (卤) 水、铀矿等多种类型资源。

CO<sub>2</sub> 封存是指通过工程技术手段将捕集的 CO<sub>2</sub> 注入深部地质储层, 实现 CO<sub>2</sub> 与大气长期隔绝的过程。按照封存位置不同, 可分为陆地封存和海洋封存; 按照地质封存体的不同, 可分为咸水层封存、枯竭油气藏封存等。

生物质能碳捕集与封存 (BECCS) 和直接空气碳捕集与封存 (DACCS) 作为负碳技术受到

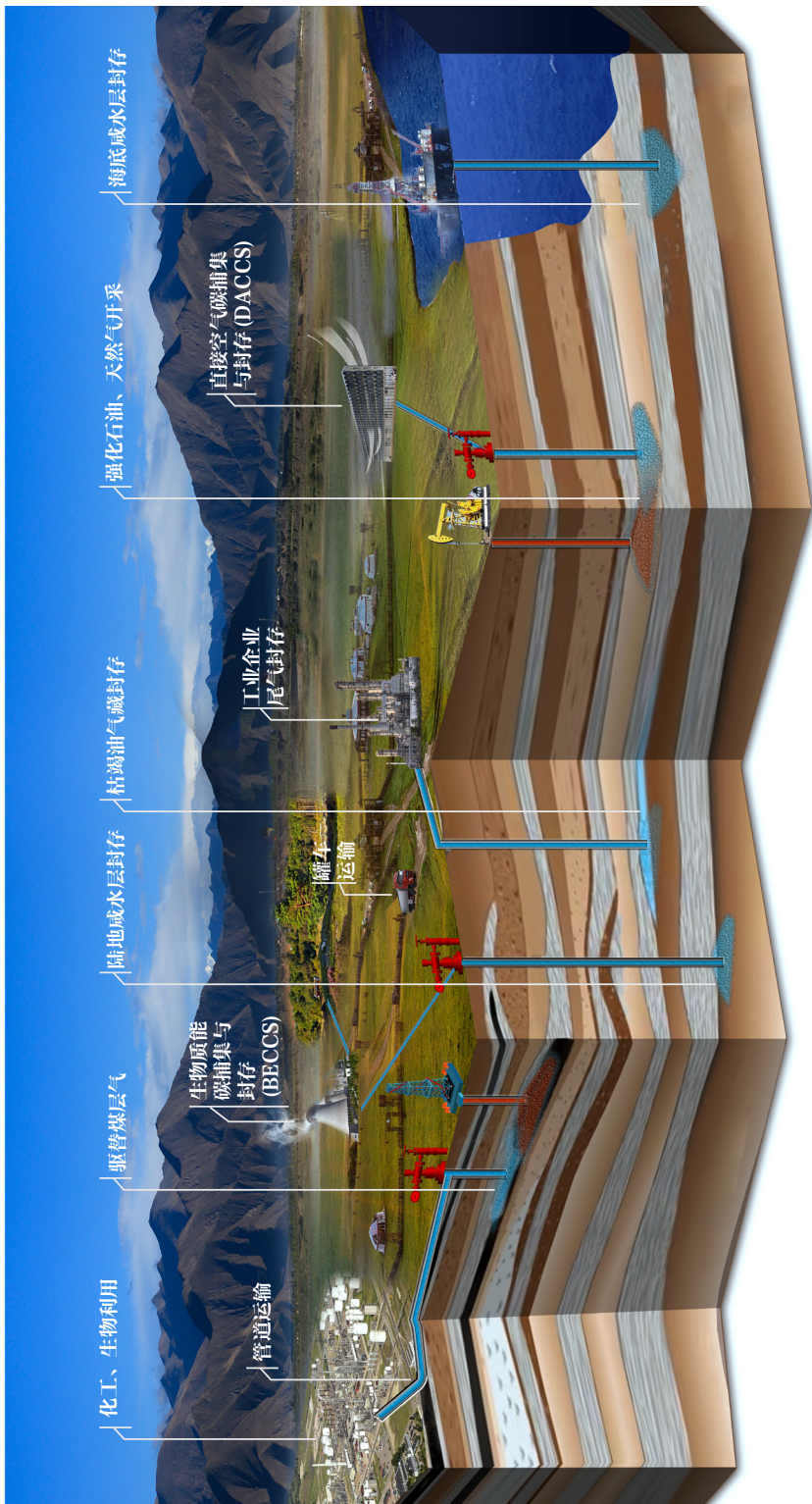


图1 CCUS 技术及主要类型示意图



了高度重视。BECCS 是指将生物质燃烧或转化过程中产生的 CO<sub>2</sub> 进行捕集、利用或封存的过程，

DACCS 则是直接从大气中捕集 CO<sub>2</sub>，并将其利用或封存的过程。

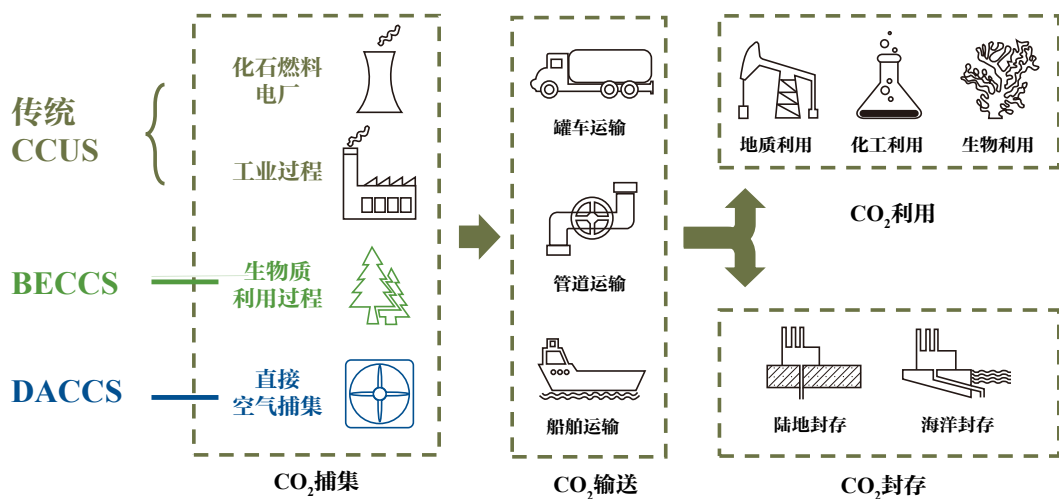


图2 CCUS 技术环节

注：来自中国 21 世纪议程管理中心 (2021)

## 1.2 CCUS 的定位

2020年9月，习近平主席在第75届联合国大会宣布，中国CO<sub>2</sub>排放力争于2030年前达到峰值，力争2060年前实现碳中和。这是中国对全球气候治理和落实《巴黎协定》的积极举措。习近平主席的对外宣示开启了中国应对气候变化的新征程。截至2021年5月，温室气体排放占比超过65%、国内生产总值(GDP)占比超过75%的全球131个国家宣布了碳中和目标。中国和其他国家碳中和目标的逐渐明确及碳减排工作的加快推进，使得CCUS的定位和作用愈加凸显。

**CCUS是目前实现化石能源低碳化利用的唯一技术选择。**中国能源系统规模庞大、需求多样，从兼顾实现碳中和目标和保障能源安全的角度考虑，未来应积极构建以高比例可再生能源为主导，核能、化石能源等多元互补的清洁低碳、安全高效的现代能源体系。2019年，煤炭占中国能源消费的比例高达58%，根据已有研究的预测，

到2050年，化石能源仍将扮演重要角色，占中国能源消费比例的10%~15%。CCUS将是实现该部分化石能源近零排放的唯一技术选择。

**CCUS是碳中和目标下保持电力系统灵活性的主要技术手段。**碳中和目标要求电力系统提前实现净零排放，大幅提高非化石电力比例，必将导致电力系统在供给端和消费端不确定性的显著增大，影响电力系统的安全稳定。充分考虑电力系统实现快速减排并保证灵活性、可靠性等多重需求，火电加装CCUS是具有竞争力的重要技术手段，可实现近零碳排放，提供稳定清洁低碳电力，平衡可再生能源发电的波动性，并在避免季节性或长期性的电力短缺方面发挥惯性支撑和频率控制等重要作用。

**CCUS是钢铁水泥等难以减排行业低碳转型的可行技术选择。**国际能源署(IEA)发布2020年钢铁行业技术路线图，预计到2050年，钢铁行业通过采取工艺改进、效率提升、能源和原料替代等常规减排

方案后，仍将剩余 34% 的碳排放量，即使氢直接还原铁 (DRI) 技术取得重大突破，剩余碳排放量也超过 8%。水泥行业通过采取其他常规减排方案后，仍将剩余 48% 的碳排放量。CCUS 是钢铁、水泥等难以减排行业实现净零排放为数不多的可行技术选择之一。

**CCUS 与新能源耦合的负排放技术是实现碳中和目标的重要技术保障。**预计到 2060 年，中国仍有数亿吨非 CO<sub>2</sub> 温室气体及部分电力、工业排放的 CO<sub>2</sub> 难以实现减排，BECCS 及其他负排放技术可中和该部分温室气体排放，推动温室气体净零排放，为实现碳中和目标提供重要支撑。

## 2. 全球 CCUS 潜力和发展路径 >>>

### 2.1 全球和主要国家 CCUS 封存潜力

全球陆上理论封存容量为 6~42 万亿吨，海底理论封存容量为 2~13 万亿吨。在所有封存类型中，深部咸水层封存占据主导位置，其封存容量占比约 98%，且分布广泛，是较为理想的 CO<sub>2</sub> 封存场所；油气藏由于存在完整的构造、详细的地质勘探基础等条件，是适合 CO<sub>2</sub> 封存的早期地质场所。

**中国**地质封存潜力约为 1.21~4.13 万亿吨。中国油田主要集中于松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地，通过 CO<sub>2</sub> 强化石油开采技术 (CO<sub>2</sub>-EOR) 可以封存约 51 亿吨 CO<sub>2</sub>。中国气藏主要分布于鄂尔多斯盆地、四川盆地、渤海湾盆地和塔里木盆地，利用枯竭气藏可以封存约 153 亿吨 CO<sub>2</sub>，通过 CO<sub>2</sub> 强化天然气开采技术 (CO<sub>2</sub>-EGR) 可以封存约 90 亿吨 CO<sub>2</sub>。中国深部咸水层的 CO<sub>2</sub> 封存容量约为 24 200 亿吨，其分布与含油气盆地分布基本相同。其中，松辽盆地 (6 945 亿吨)、塔里木盆地 (5 528 亿吨) 和渤海湾盆地 (4 906 亿吨) 是最大的 3 个陆上封存区域，约占总封存量的一半。除此之外，苏北盆地 (4 357 亿吨) 和鄂尔多斯盆地 (3 356 亿吨) 的深部咸水层也具有较大的 CO<sub>2</sub> 封存潜力。

**亚洲除中国以外的国家**地质封存潜力约为 4 900~5 500 亿吨。日本的 CO<sub>2</sub> 地质封存潜力约为 1 400 亿吨，主要分布在日本岛屿周围面积较大的沉积盆地，包括东京湾盆地、大阪湾盆地、九州地区北部区域以及伊势湾盆地。韩国深部咸水层的 CO<sub>2</sub> 封存潜力约为 9.4 亿吨，其中北平盆地的封存潜力约为 9 亿吨、浦项盆地的封存潜力约为 0.4 亿吨；韩国含油气盆地主要为油藏，其中乌龙盆地油藏的 CO<sub>2</sub> 封存潜力约为 30 亿吨、济州盆地约为 235 亿吨、群山盆地约为 3 亿吨。印度尼西亚、泰国、菲律宾和越南总封存潜力约为 540 亿吨。

北美地质封存潜力约为 2.3~21.53 万亿吨。根据美国地质调查局 (USGS) 对美国 36 个盆地的单个储存评估单元进行地质构造技术可封存容量的评估，全国平均封存容量约为 3 万亿吨。全球碳捕集与封存研究院 (GCCSI) 基于已有的信息，认为美国拥有 2~21 万亿吨封存潜力。

北美碳封存图册 (NACSA) 显示，美国和加拿大含油气盆地 CO<sub>2</sub> 封存潜力分别为 1 200 亿吨和 160 亿吨，咸水层封存潜力分别为 16 100~201 550 亿吨和 280~2 960 亿吨。墨西哥的咸水层封存潜力超过 1 000 亿吨。

欧洲地质封存潜力约为 5 000 亿吨。欧洲含油气盆地主要分布于北海、西欧和东欧，咸水层盆地则主要分布于西欧和东欧。根据欧盟 GeoCapacity 项目评估结果，欧洲含油气盆地的 CO<sub>2</sub> 封存潜力为 300 亿吨，深部咸水层的封存潜力为 3 250 亿吨。据 Anthonsen et al. 保守估计，欧洲 25 个国家的油气藏、咸水层和煤层封存潜力约为 1260 亿吨。



挪威 CCS—北极光项目建设现场——武龙 摄

澳大利亚地质封存潜力约为 2 200~4 100 亿吨。澳大利亚共有 65 个适合 CO<sub>2</sub> 封存的沉积构造，潜在的 CO<sub>2</sub> 封存沉积盆地主要分布于沿海和中部地区。

表 1 世界主要国家及地区 CCUS 地质封存潜力与二氧化碳排放

国家 / 地区	理论封存容量 (百亿吨)	2019 年排放量 (亿吨 / 年)	至 2060 年 CO <sub>2</sub> 累积 排放量估值 (百亿吨)
中国	121~413	98	40
亚洲 (除中国)	49~55	74	30
北美	230~2153	60	25
欧洲	50	41	17
澳大利亚	22~41	4	1.6

数据来源: Bradshaw *et al.*, 2004; Flett *et al.*, 2008; Cook, 2009; Takahashi *et al.*, 2009; Vangkilde-Pedersen *et al.*, 2009; Ogawa *et al.*, 2011; Kim *et al.*, 2013; Wright *et al.*, 2013; Lee *et al.*, 2014; Wei, 2015; Kim *et al.*, 2016; GCCSI, 2019a, 2019b, 2020。2019 年排放量数据来自 BP, 2021; 至 2060 年 CO<sub>2</sub> 累积排放量估值是按照 2019 年至 2060 年排放量不变计算。

● 理论封存容量 (百亿吨)  
 ● 至2060年累计排放量 (百亿吨) (估值)

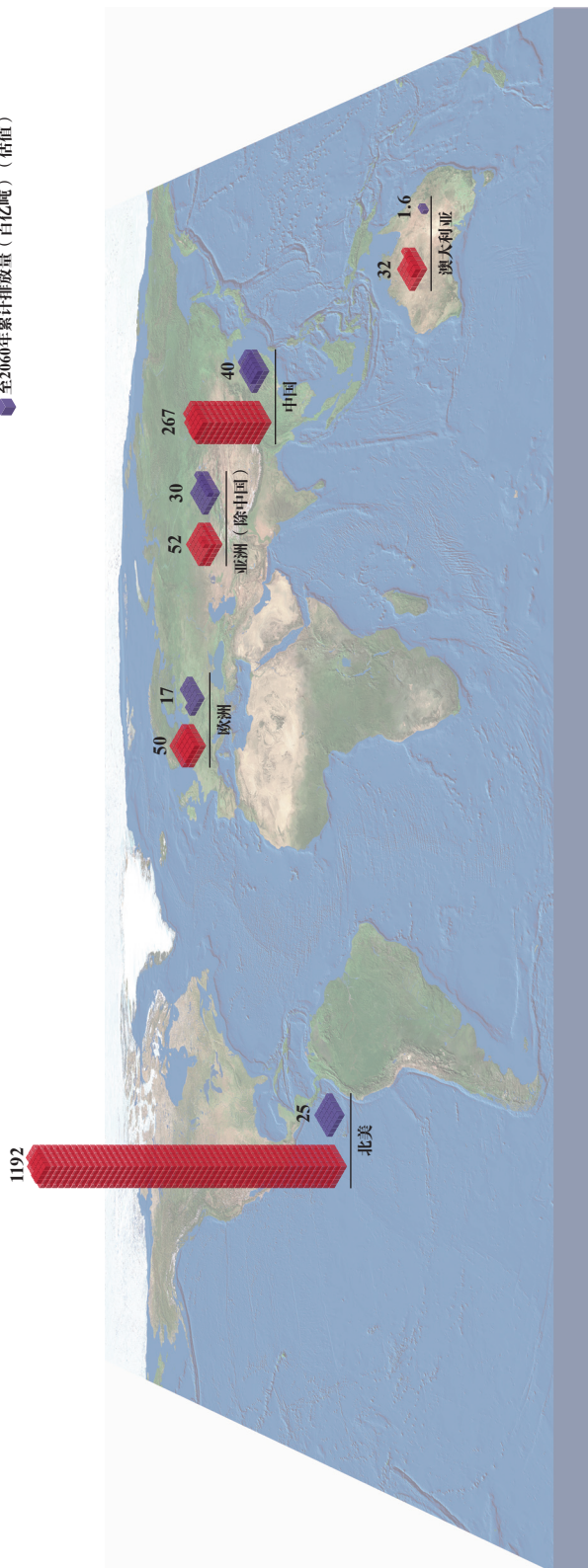


图 3 世界主要国家及地区 CCUS 地质封存潜力与二氧化碳排放量

注：图中数据来自表 1，数值取区间的中值。

## 2.2 国际机构对 CCUS 贡献的评估

不同研究对 CCUS 在不同情景中的减排贡献评估结果差异较大。2030 年, CCUS 在不同情景中的全球减排量为 1~16.7 亿吨 / 年, 平均为 4.9 亿吨 / 年; 2050 年为 27.9~76 亿吨 / 年, 平均为 46.6 亿吨 / 年。

联合国政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 在《IPCC 全球升温 1.5°C 特别报告》中指出, 2030 年不同路径 CCUS 的减排量为 1~4 亿吨 / 年, 2050 年不同路径 CCUS 的减排量为 30~68 亿吨 / 年。IPCC 在第五次评估报告 (2014 年) 中指出, CCS 对于全球温室气体减排具有非常重要的意义, 绝大多数不考虑 CCS 技术的模型, 都无法在 2100 年实现 450 ppm CO<sub>2</sub> 当量浓度的目标。《IPCC 全球升温 1.5°C 特别报告》对 90 种情景进行了评估, 几乎所有情景都需要 CCS 的参与才能够将温升控制在 1.5°C 范围内。90% 的情景要求全球封存量在 2050 年达到 36 亿吨 / 年。2020 年全球的 CO<sub>2</sub> 捕集和封存量约为 4 000 万吨 / 年, 为了实现 IPCC

提出的 1.5°C 情景, 2050 年的捕集和封存量需要增加约 100 倍。在实现 1.5°C 目标的四种情景中, 仅有终端能源需求大幅下降的情景没有使用 CCUS。在其他三种情景中, 从 2020 年到 2100 年, CCUS 技术要逐步实现 3480 亿吨的累积减排量。BECCS 的部署在 2030 年仍然有限 (3 亿吨, 情景中位数水平)。在将全球温升限制在 1.5°C 且没有或仅有限过冲的路径中, 到 2030 年全球净人为 CO<sub>2</sub> 排放量在 2010 年的水平上减少约 45%, 在 2050 年左右全球 CO<sub>2</sub> 达到净零排放, BECCS 规模约为 45 亿吨。在不高于或略超过 1.5°C 的路径中, 使用 CCS 能够让天然气发电的份额在 2050 年达到约 8%。

国际能源署 (IEA) 可持续发展情景 (Sustainable Development Scenario) 的目标是全球于 2070 年实现净零排放, CCUS 是第四大贡献技术, 占累积减排量的 15%。IEA 可持续发展情景描述了实现《联合国可持续发展议程》与能源相关的关键目标所需要的重要手



段。这包括依据《巴黎协定》尽早实现碳达峰和达峰后的迅速减排,以及到 2030 年普及现代能源。IEA 可持续发展情景中,CCUS 重要性随时间不断增加,CCUS 的角色可以大致分为三个阶段:第一阶段是 2030 年之前,重点将放在已有发电厂和工业过程的碳捕集,比如煤电、化学制品、肥料、水泥以及炼钢冶金。第二阶段为 2030 年到 2050 年,CCUS 部署将快速增

加,尤其是在水泥、钢铁和化工产业中,将占到这个阶段中碳捕集增量的近三分之一。BECCS 的部署也将快速增加,占到 15%,尤其是在发电和低碳生物燃料方面。第三阶段,2050 年到 2070 年,捕集比前一阶段增长 85%,其中 45% 来自于 BECCS,15% 来自于 DAC。天然气相关的 CO<sub>2</sub> 捕集主要是来自于蓝氢(化石能源制氢+CCUS)生产及天然气发电。

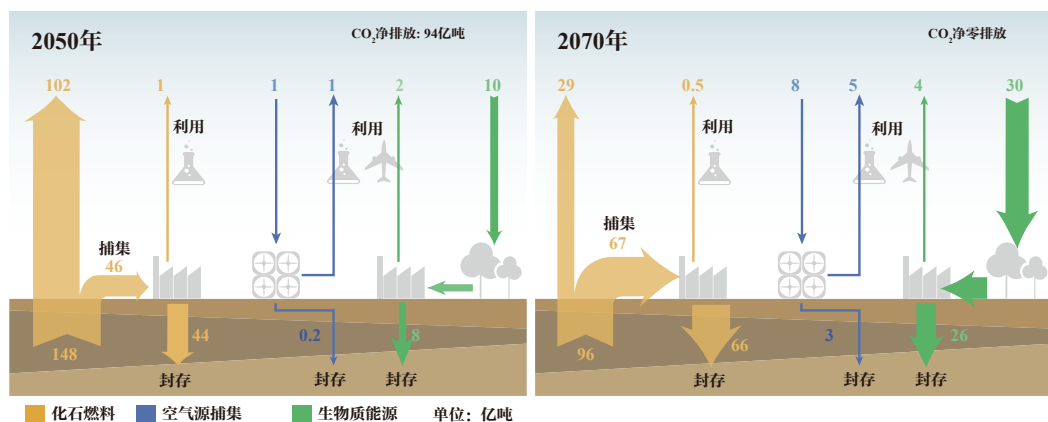


图 4 IEA 可持续发展情景下 CCUS (IEA, 2020)

**IEA 2050 年全球能源系统净零排放情景 (Net-Zero Emissions, NZE) 下, 2030 年全球 CO<sub>2</sub> 捕集量为 16.7 亿吨 / 年, 2050 年为 76 亿吨 / 年。**2030 年来自化石燃料及工业过程、生物质能和 DAC 的碳捕集量分别为 13.25、2.55 和 0.9 亿吨。其中, 大约 4% 的燃煤电厂 (50 GW) 及 1% 的天然气电厂 (30GW) 需要配备 CCUS。2050 年来自化石燃料及工业过程、生物质能和 DAC 的碳捕集量分别为 52.45、13.8 和 9.85 亿吨。其中, 捕集的 CO<sub>2</sub> 中约 95% 进行永久地质封存, 5% 用于合成燃料。配备 CCUS 的燃煤电厂和天然气电厂的比例分别上升至约 50%(220 GW) 和 7%(170 GW)。

在国际可再生能源机构 (IRENA) 深度脱碳情景下, **2050 年 CCUS 将贡献约 6% 年减排量, 即 27.9 亿吨 / 年。**IRENA 在其 2020 年发布的《利用可再生能源达到零排放》报告和《全球可再生能源展望》中, 对未来全球 CO<sub>2</sub> 排放提出了四个情景: (1) 基线能源情景 (Baseline Energy

Scenario), 即巴黎协定签署时的政策情景; (2) 计划能源情景 (Planned Energy Scenario), 即截至 2019 年各个国家政府的计划政策情景; (3) 能源转型情景 (Transforming Energy Scenario), 即更加具有雄心但仍然可行的情景; (4) 深度脱碳展望 (Deeper Decarbonisation Perspective), 即要在 2050—2060 年期间实现净零排放的情景。

到 2050 年, 从计划能源情景到能源转型情景, 碳减排技术手段将贡献 10% 的减排量, 大约 26.1 亿吨。从能源转型情景到深度脱碳展望, 则存在两种情形: 一种是零排放, 即对所有的发电和工业过程进行深度去碳化, 从而达到近零排放。该情形主要靠可再生能源和清洁能源, 所以 CCUS 只占到 2%, 贡献大约为 2 亿吨 / 年, 主要在水泥行业; 另一种是净零排放, CCUS 则占到了 34%, 贡献量为 35 亿吨 / 年。总体来看, 从基线能源情景 (2050 年碳排放量 465 亿吨) 到深度脱碳展望的零排放情景, 2050 年碳减排技术大约占到了总体年度减排量的 6%(27.9 亿吨 / 年)。

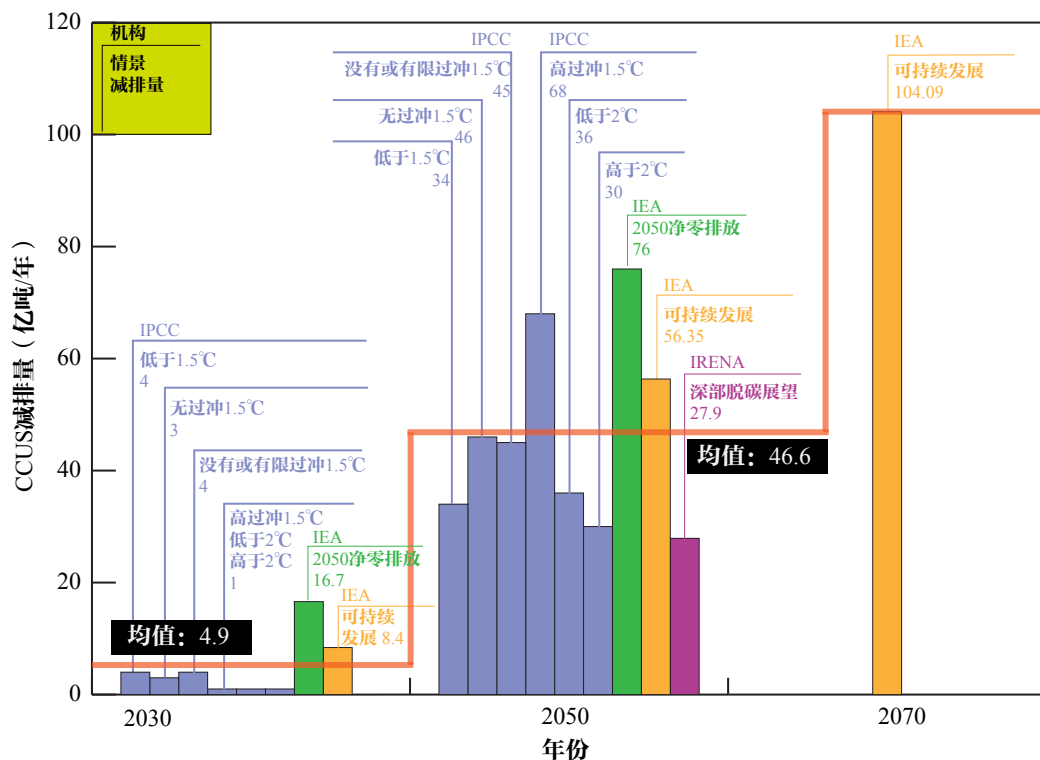


图5 全球主要机构评估的CCUS贡献

注: IPCC(2018): 将全球升温控制在1.5°C范围内。不同路径全球零排放时间: 低于1.5°C—2044; 无过冲1.5°C—2050; 没有或有限过冲1.5°C—2050; 高过冲1.5°C—2052; 低于2°C—2070; 高于2°C—2085; 国际能源署(IEA, 2020): 可持续发展情景。实现《联合国可持续发展议程》与能源相关的关键目标所需要的重要手段, 包括依据《巴黎协定》尽早实现碳达峰和达峰后的迅速减排, 到2030年普及现代能源, 2070年实现全球零排放; 国际可再生能源机构(IRENA, 2020a; 2020b): 深部脱碳展望, 2050—2060期间达到净零排放; 中国科学院碳中和重大咨询报告(2021)。

## 2.3 主要发达国家和地区 CCUS 发展路径

美国 2020 年新增 12 个 CCUS 商业项目。运营中的 CCUS 项目增加至 38 个，约占全球运营项目总数的一半，CO<sub>2</sub> 捕集量超过 3 000 万吨。美国 CCUS 项目种类多样，包括水泥制造、燃煤发电、燃气发电、垃圾发电、化学工业等。半数左右的项目已经不再依赖 CO<sub>2</sub>-EOR 得到收益。这得益于美国政府推出的补贴政策。美国 CCUS 项目可以通过联邦政府的 45Q 税收抵免 (Tax credit) 和加州政府的低碳燃料标准 (California Low Carbon Fuel Standard) 获得政府和地方的财政支持。这些举措大幅改善了 CCUS 项目的可行性并使其长期健康运行成为可能。另外，2020 年美国能源部投入 2.7 亿美元支持 CCUS 项目，也极大地鼓励了 CCUS 项目的发展。45Q 税

收抵免政策经过 2018 年的修订后，每吨 CO<sub>2</sub> 的补助金额得到大幅提升。45Q 采用递进式 CO<sub>2</sub> 补贴价格的设定方式，如表 2 所示。其中，CO<sub>2</sub> 地质封存的补贴价格由 25.70 美元 / 吨 CO<sub>2</sub> (2018 年) 递增至 50.00 美元 / 吨 CO<sub>2</sub> (2026 年)，非地质封存 (主要指 CO<sub>2</sub>-EOR 和 CO<sub>2</sub> 利用) 的补贴价格由 15.29 美元 / 吨 CO<sub>2</sub> (2018 年) 递增至 35.00 美元 / 吨 CO<sub>2</sub> (2026 年)。2021 年 1 月 15 日，美国发布 45Q 条款最终法规，抵免资格分配制度更加灵活，明确私人资本有机会获得抵免资格。这种方式使得投资企业可以确保 CCUS 项目的现金流长期稳定，并大大降低了项目的财务风险，从而鼓励企业投资新的 CCUS 项目。

表 2 45Q 税务抵免政策的二氧化碳补贴价格 (美元 / 吨 CO<sub>2</sub>)

年份	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
地质封存	25.70	28.74	31.77	34.81	37.85	40.89	43.92	46.96	50.00
EOR/CCU	15.29	17.76	20.22	22.68	25.15	27.61	30.07	32.54	35.00

注：数据来源于美国财政部。

在实现 1.5°C 目标的前提下，2030 年、2040 年和 2050 年，美国 CCUS 的减排量分别在 0.91~8 亿吨、

6~17.3 亿吨和 9~24.5 亿吨之间。2050 年在 9~24.5 亿吨之间。与 2020 年运行中的 3 000 万吨 CCUS 设备

容量相比，美国需要在 2050 年前新建大量的 CCUS 项目来实现其气候目标。

欧盟 2020 年有 13 个商业 CCUS 项目正在运行，其中爱尔兰 1 个，荷兰 1 个，挪威 4 个，英国 7 个。另有约 11 个项目计划在 2030 年前投运。欧洲主要的商业 CCUS 设施集中于北海周围，而在欧洲大陆的 CCUS 项目由于制度成本以及公众接受度等各种因素，进展较为缓慢。与美国不同，欧洲 CCUS 项目的 CO<sub>2</sub> 减排价值主要依靠欧盟碳交易市场 (EU ETS) 和 EOR 来体现。2020 年前，欧洲碳交易市场的 CO<sub>2</sub> 价格较低，该市场对 CCUS 项目的支持力度有限。另外，碳交易市场的碳价不确定性也影响了企业对 CCUS 投资的判断。欧洲 NER300、Horizon 2020、Horizon Europe 等基金都发布了为 CCUS 项目提供公共资金支持的计划。但 NER300 因为最终没有为任何一个 CCUS 项目提供支持而受到批评。欧盟一直积极推进低碳经济，并采用积极的政策与制度来推进低碳转型。2020 年欧洲绿色协议 (European Green Deal)

和欧洲气候法案 (Climate Law) 将 2050 年净零排放的目标变成了政治目标和法律义务。这使得今后欧洲可能施行更多的减排政策。由于 CCUS 是一项重要的减排手段，可以预见欧洲将会采取更加积极的政策来支持 CCUS。2020 年 6 月创立的总额为 100 亿欧元的欧洲创新基金 (Innovation Fund) 被广泛认为会成为今后 CCUS 项目的主要公共资金来源。值得注意的是，与其他低碳能源项目相比，欧盟的政策对于 CCUS 的支持是谨慎和保守的。

在实现 1.5°C 目标的前提下，2030 年欧盟 CCUS 减排量在 2 000 万吨至 6.04 亿吨之间；2040 年在 1.4~15.7 亿吨之间；2050 年在 4.3~22.3 亿吨之间。在欧盟官方于 2018 年公布的 1.5LIFE( 可持续生活情景 ) 和 1.5TECH( 技术情景 ) 情景中，2050 年 CCUS 减排量在 3.7~6 亿吨之间。值得注意的是，与其他综合评价模型的减排量相比，在欧盟政策制定过程中参考使用的官方模型 POLES 以及欧盟官方公布的 1.5°C 情景中 2030—2050 年 CCUS 减排量明显偏低。

日本由于地质条件原因，没有

可用于 EOR 的油气产区，所以日本的 CCUS 项目多为海外投资，例如美国的 Petra Nova 项目，东南亚的 EOR 项目等。日本本土的全流程项目有 2012 年开始建设、2016 年开始运行的苦小牧 CCS 项目。广岛的整体煤气化联合循环发电 (IGCC) 项目已经开始了 CO<sub>2</sub> 捕集，并准备在今后开展 CO<sub>2</sub> 利用的实证试点。日本政府在 2020 年宣布了 2050 年净零排放的目标。同年议会通过了成长战略并且制定了施

行计划。CCUS 作为 14 个重点领域中的一个，经济产业省为其制定了在水泥、燃料、化工和电力领域的普及路线图。需要注意的是，近年日本政府的工作重心是 CO<sub>2</sub> 的利用，在地质封存上的投入较以往有所减少。

在实现 1.5°C 目标的前提下，2030 年、2040 年和 2050 年，日本 CCUS 减排量分别在 0.2~2.1 亿吨、0.23~4.3 亿吨和 1.1~8.9 亿吨之间。

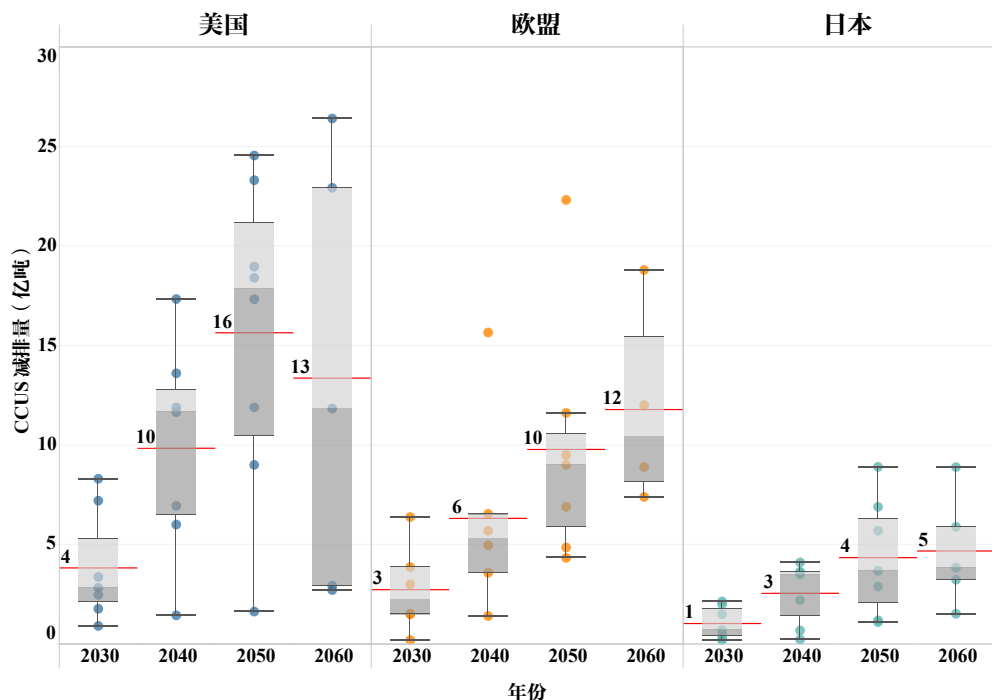


图 6 美国、日本和欧盟的 CCUS 减排贡献

注：图中的点代表具体模型或者战略研究数据；红色线条代表某时间节点的中位数（图中数字标注）；数据来源：SSP 数据库；CD-LINKS 数据库；European Commission, 2018；van Vuuren, *et al.*, 2018；Williams *et al.*, 2021。

## 3. 中国 CCUS 发展需求与潜力 >>>

### 3.1 中国 CCUS 现状

中国已投运或建设中的 CCUS 示范项目约为 40 个，捕集能力 300 万吨/年。多以石油、煤化工、电力行业小规模捕集驱油示范为主，缺乏大规模的多种技术组合的全流程工业化示范。2019 年以来，主要进展如下：

**捕集：**国家能源集团国华锦界电厂新建 15 万吨/年燃烧后 CO<sub>2</sub> 捕集项目；中海油丽水 36-1 气田开展 CO<sub>2</sub> 分离、液化及制取干冰项目，捕集规模 5 万吨/年，产能 25 万吨/年。

**地质利用与封存：**国华锦界电厂拟将捕集的 CO<sub>2</sub> 进行咸水层封存，部分 CO<sub>2</sub>-EOR 项目规模扩大。

**化工、生物利用：**20 万吨/年微藻固定煤化工烟气 CO<sub>2</sub> 生物利用项目；1 万吨/年 CO<sub>2</sub> 养护混凝土矿化利用项目；3000 吨/年碳化法钢渣化工利用项目。

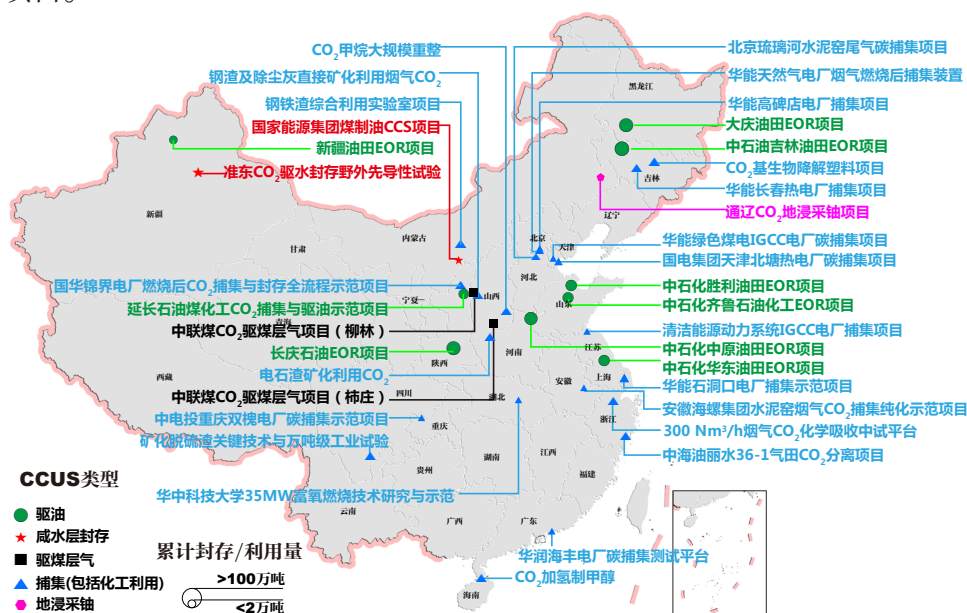
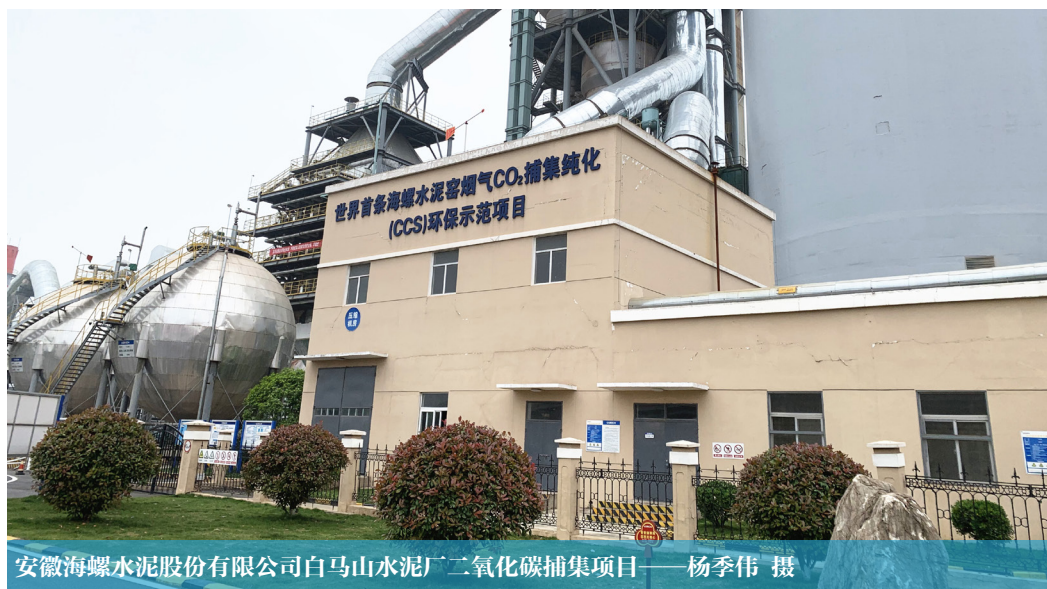


图 7 中国 CCUS 项目分布

中国已具备大规模捕集利用与封存 CO<sub>2</sub> 的工程能力，正在积极筹备全流程 CCUS 产业集群。国家能源集团鄂尔多斯 CCS 示范项目已成功开展了 10 万吨/年规模的 CCS 全流程示范。中石油吉林油田 EOR 项目是全球正在运行的 21 个大型 CCUS 项目中唯一一个中国项目，也是亚洲最大的 EOR 项目，累计已注入 CO<sub>2</sub> 超过 200 万吨。国家能源集团国华锦界电厂 15 万吨/年燃烧后 CO<sub>2</sub> 捕集与封存全流程示范项目已于 2019 年开始建设，建成后将成为中国最大的燃煤电厂 CCUS 示范项目。2021 年 7 月，中石化正式启动建设我国首个百万吨级 CCUS 项目（齐鲁石化 - 胜利油田 CCUS 项目）。

中国 CCUS 技术项目遍布 19 个省份，捕集源的行业和封存利用的类型呈现多样化分布。中国 13 个涉及电厂和水泥厂的纯捕集示范项目总体 CO<sub>2</sub> 捕集规模达 85.65 万吨/年，11 个 CO<sub>2</sub> 地质利用与封存项目规模达 182.1 万吨/年，其中 EOR 的 CO<sub>2</sub> 利用规模约为 154 万吨/年。中国 CO<sub>2</sub> 捕集源覆盖燃煤电厂的燃烧前、燃烧后和富氧燃烧捕集，燃气电厂的燃烧后捕集，煤化工的 CO<sub>2</sub> 捕集以及水泥窑尾气的燃烧后捕集等多种技术。CO<sub>2</sub> 封存及利用涉及咸水层封存、EOR、驱替煤层气 (ECBM)、地浸采铀、CO<sub>2</sub> 矿化利用、CO<sub>2</sub> 合成可降解聚合物、重整制备合成气和微藻固定等多种方式。





## 中国的 CCUS 各环节均取得了显著进展，部分技术已经具备商业化应用潜力。

**捕集技术：**CO<sub>2</sub> 捕集技术成熟程度差异较大，目前燃烧前物理吸收法已经处于商业应用阶段，燃烧后化学吸附法尚处于中试阶段，其它大部分捕集技术处于工业示范阶段。燃烧后捕集技术是目前最成熟的捕集技术，可用于大部分火电厂的脱碳改造，国华锦界电厂开展的 15 万吨碳捕集与封存示范项目正在建设，是目前中国规模最大的燃煤电厂燃烧后碳捕集与封存全流程示范项目。燃烧前捕集系统相对复杂，整体煤气化联合循环 (IGCC) 技术是典型的可进行燃烧前碳捕集的系统。国内的 IGCC 项目有华能天津 IGCC 项目以及连云港清洁能源动力系统研究设施。富氧燃烧技术是最具潜力的燃煤电厂大规模碳捕集技术之一，产生的 CO<sub>2</sub> 浓度较高 (约 90%~95%)，更易于捕获。富氧燃烧技术发展迅速，可用于新建燃煤电厂和部分改造后的火电厂。当前第一代碳捕集技术 (燃烧后捕集技术、燃烧前捕集技术、富氧燃烧技术) 发展渐趋成熟，主要

瓶颈为成本和能耗偏高、缺乏广泛的大规模示范工程经验；而第二代技术 (如新型膜分离技术、新型吸收技术、新型吸附技术、增压富氧燃烧技术等) 仍处于实验室研发或小试阶段，技术成熟后其能耗和成本会比成熟的第一代技术降低 30% 以上，2035 年前后有望大规模推广应用。

**输送技术：**在现有 CO<sub>2</sub> 输送技术中，罐车运输和船舶运输技术已达到商业应用阶段，主要应用于规模 10 万吨/年以下的 CO<sub>2</sub> 输送。中国已有的 CCUS 示范项目规模较小，大多采用罐车输送。华东油气田和丽水气田的部分 CO<sub>2</sub> 通过船舶运输。管道输送尚处于中试阶段，吉林油田和齐鲁石化采用路上管道输送 CO<sub>2</sub>。海底管道运输的成本比陆上管道高 40%~70%，目前海底管道输送 CO<sub>2</sub> 的技术缺乏经验，在国内尚处于研究阶段。

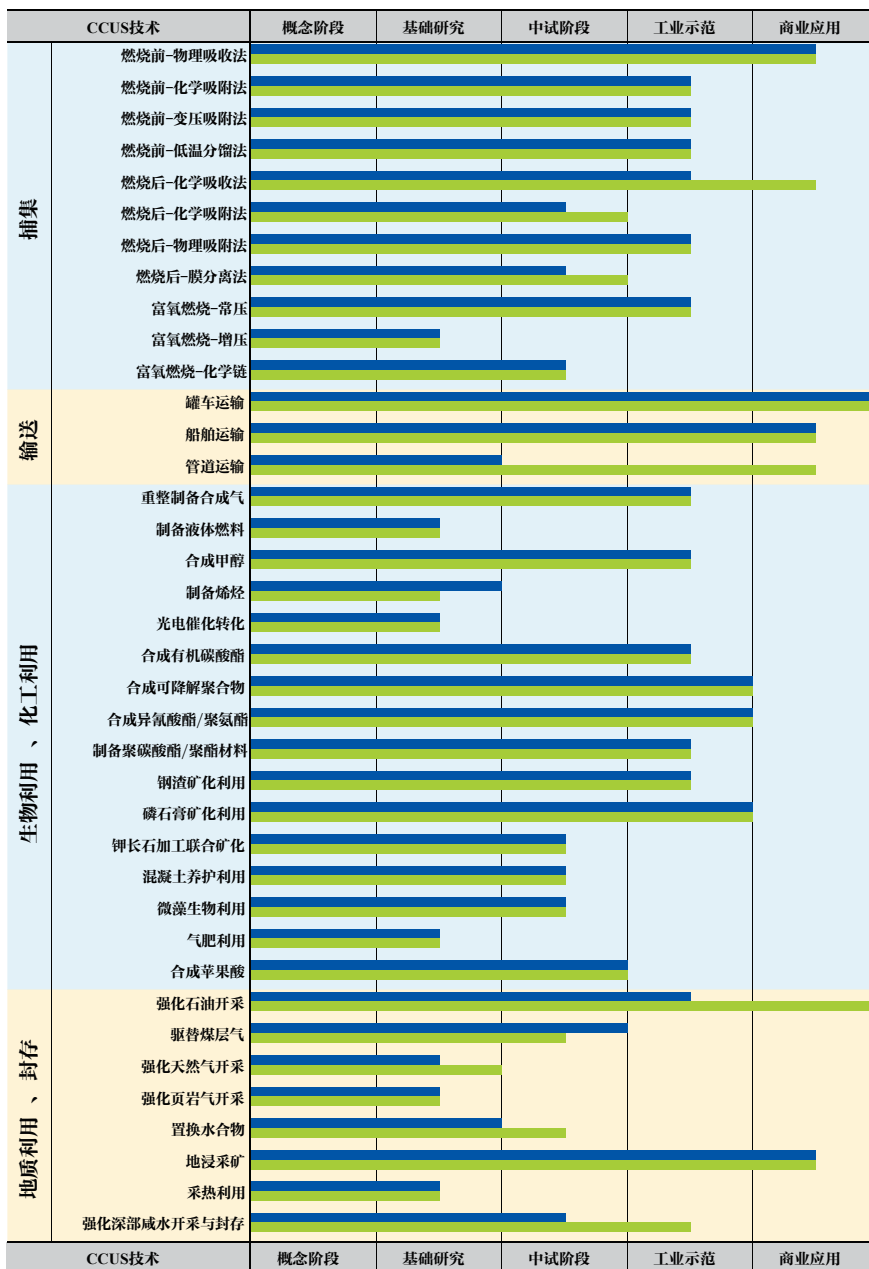
**利用与封存技术：**在 CO<sub>2</sub> 地质利用及封存技术中，CO<sub>2</sub> 地浸采铀技术已经达到商业应用阶段，EOR 已处于工业示范阶段，EWR 已完成先导性试验研究，ECBM 已完成中试阶段研究，矿化利用已经

处于工业试验阶段，CO<sub>2</sub> 强化天然气、强化页岩气开采技术尚处于基础研究阶段。中国 CO<sub>2</sub>-EOR 项目主要集中在东部、北部、西北部以及西部地区的油田附近及中国近海地区。国家能源集团的鄂尔多斯 10 万吨 / 年的 CO<sub>2</sub> 咸水层封存已于 2015 年完成 30 万吨注入目标，停止注入。国家能源集团国华锦界电厂 15 万吨 / 年燃烧后 CO<sub>2</sub> 捕集与封存全流程示范项目，拟将捕集的 CO<sub>2</sub> 进行咸水层封存，目前尚在建设中。2021 年 7 月，中石化正式启动建设我国首个百万吨级 CCUS 项目（齐鲁石化 - 胜利油田 CCUS 项目），有望建成为国内最

大 CCUS 全产业链示范基地。中国科学院过程工程研究所在四川达州开展了 5 万吨 / 年钢渣矿化工业验证项目；浙江大学等在河南强耐新材股份有限公司开展了 CO<sub>2</sub> 深度矿化养护制建材万吨级工业试验项目；四川大学联合中石化等公司在低浓度尾气 CO<sub>2</sub> 直接矿化磷石膏联产硫基复合肥技术研发方面取得良好进展。中国 CO<sub>2</sub> 化工利用技术已经实现了较大进展，电催化、光催化等新技术大量涌现。但在燃烧后 CO<sub>2</sub> 捕集系统与化工转化利用装置结合方面仍存在一些技术瓶颈尚未突破。生物利用主要集中在微藻固定和气肥利用方面。



新疆克拉玛依石油炼化厂变压吸附 (PSA) ——彭勃 摄



图例 ■ 国内 ■ 国外

图 8 中国 CCUS 技术类型及发展阶段

注：来自中国 21 世纪议程管理中心 (2021)

## 3.2 碳中和目标下的中国 CCUS 减排需求

根据国内外的研究结果，碳中和目标下中国 CCUS 减排需求为：2030 年 0.2~4.08 亿吨，2050 年 6~14.5 亿吨，2060 年 10~18.2 亿吨。各机构情景设置中主要考虑了中国实现 1.5°C 目标、2°C 目标、可持续发展目标、碳达峰碳中和目标，各行业 CO<sub>2</sub> 排放路径，CCUS 技术发展，以及 CCUS 可以使用或可能使用的情景。

表 3 2025—2060 年各行业 CCUS 二氧化碳减排需求潜力 (亿吨 / 年)

年份	2025	2030	2035	2040	2050	2060
煤电	0.06	0.2	0.5~1	2~5	2~5	2~5
气电	0.01	0.05	0.2~1	0.2~1	0.2~1	0.2~1
钢铁	0.01	0.02~0.05	0.1~0.2	0.2~0.3	0.5~0.7	0.9~1.1
水泥	0.001~0.17	0.1~1.52	0.2~0.8	0.3~1.5	0.8~1.8	1.9~2.1
BECCS	0.005	0.01	0.18	0.8~1	2~5	3~6
DACCS	0	0	0.01	0.15	0.5~1	2~3
石化和化工	0.05	0.5	0.3	0	0	0
全行业	0.09~0.3	0.2~4.08	1.19~8.5	3.7~13	6~14.5	10~18.2

注：数据来源：IEA, 2011, 2000；Wang *et al.*, 2014；亚洲开发银行, 2015；Xu *et al.*, 2016；中国 21 世纪议程管理中心, 2019；Li, 2021；DNV, 2020；Goldman Sachs, 2020；波士顿咨询公司, 2020；能源转型委员会, 2020；何建坤, 2020；能源基金会, 2020；WRI, 2021；麦肯锡, 2021；全球能源互联网发展合作组织, 2021a, 2021b；中国 21 世纪议程管理中心, 2021；中国工程院, 2021；清华大学、北京理工大学、国务院发展研究中心、国家应对气候变化战略研究和国际合作中心、发展改革委能源研究所等单位根据中国碳中和情景联合预测数据。DACCS 正处于基础研究阶段，技术成熟度与经济性尚待改善，减排潜力短期内难以释放，预计 2035 年左右可进行工业化示范推广。

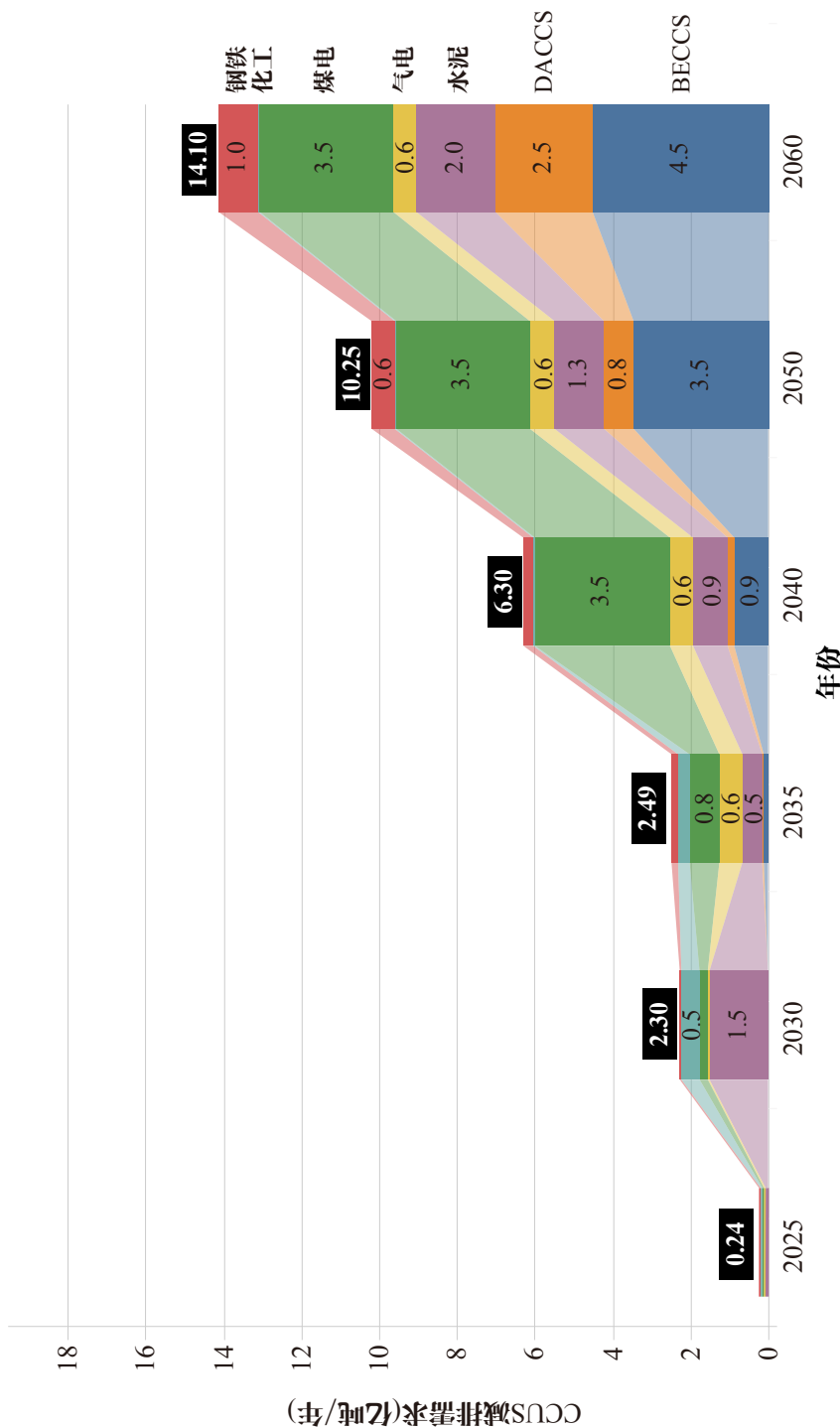


图 9 中国 CCUS 减排贡献需求

注：数据来源于表 3，数值取区间的中值。

火电行业是当前中国 CCUS 示范的重点，预计到 2025 年，煤电 CCUS 减排量将达到 600 万吨 / 年，2040 年达到峰值，为 2~5 亿吨 / 年，随后保持不变；气电 CCUS 的部署将逐渐展开，于 2035 年达到峰值后保持不变，当年减排量为 0.2~1 亿吨 / 年。燃煤电厂加装 CCUS 可以捕获 90% 的碳排放量，使其变为一种相对低碳的发电技术。在中国目前的装机容量中，到 2050 年仍将有大约 9 亿千瓦在运行。CCUS 技术的部署有助于充分利用现有的煤电机组，适当保留煤电产能，避免一部分煤电资产提前退役而导致资源浪费。现役先进煤电机组结合 CCUS 技术实现低碳化利用改造是释放 CCUS 减排潜力的重要途径。技术适用性标准和成本是影响现役煤电机组加装 CCUS 的主要因素。技术适用性标准决定一个电厂是否可以成为改造的候选电厂，现阶段燃煤电厂改造需要考虑的技术适用性标准包括 CCUS 实施年份、机组容量、剩余服役年限、机组负荷率、捕集率设定、谷值 / 峰

值等。

钢铁行业 CCUS 2030 年减排需求为 0.02~0.05 亿吨 / 年，2060 年减排需求为 0.9~1.1 亿吨 / 年。中国钢铁生产工艺以排放量较高的高炉 - 转炉法为主，电炉钢产量仅占 10% 左右。高炉 - 转炉法炼钢约 89% 的能源投入来自煤炭，导致中国吨钢碳排放较高。CCUS 技术可以应用于钢铁行业的许多方面，主要包括氢还原炼铁技术中氢气的产生以及炼钢过程。此外，EOR 也是中国钢铁行业碳捕集技术发展的重要驱动力。

中国钢铁厂的 CO<sub>2</sub> 主要为中等浓度，可采用燃烧前和燃烧后捕集技术进行捕集。在整个炼钢过程中，炼焦和高炉炼铁过程的 CO<sub>2</sub> 排放量最大，这两个过程的碳捕集潜力最大。中国钢铁行业最主流的碳捕集技术是从焦化和高炉的尾气中进行燃烧后 CO<sub>2</sub> 捕集。

钢铁行业捕集的 CO<sub>2</sub> 除了进行利用与封存以外，还可直接用于炼钢过程。这些技术已于首钢集团测试成功，并被推广到了天

津钢管公司和西宁特钢集团。充分应用这些技术能够减少总排放量的 5%~10%。钢铁行业 CO<sub>2</sub> 利用主要有 4 个发展方向：(1) 用于搅拌，CO<sub>2</sub> 可代替氮气 (N<sub>2</sub>) 或氩气 (Ar) 用于转炉的顶 / 底吹或用于钢包内的钢液混合；(2) 作为反应物，在 CO<sub>2</sub>-O<sub>2</sub> 混合喷射炼钢中，减少氧气与铁水直接碰撞引起的挥发和氧化损失；(3) 作为保护气，CO<sub>2</sub> 可部分替代 N<sub>2</sub> 作为炼钢中的保护气，从而最大程度地减少钢的损失，以及成品钢中的氮含量和孔隙率；(4) 用于合成燃料，CO<sub>2</sub> 和甲烷的干燥重整反应能够生产合成气（一氧化碳和氢气），然后将其用于 DRI 炼钢或生产其他化学品。

**水泥行业** CCUS 2030 年 CO<sub>2</sub> 减排需求为 0.1~1.52 亿吨 / 年，2060 年减排需求为 1.9~2.1 亿吨 / 年。水泥行业石灰石分解产生的 CO<sub>2</sub> 排放约占水泥行业总排放量的 60%，CCUS 是水泥行业脱碳的必要技术手段。

**石化和化工行业**是 CO<sub>2</sub> 的主要利用领域，通过化学反应将 CO<sub>2</sub> 转变成其他物质，然后进行资源再利用。中国石化和化工行业有很多高浓度 CO<sub>2</sub> (高于 70%) 排放源 (包括天然气加工厂，煤化工，氨 / 化肥生产厂，乙烯生产厂，甲醇、乙醇及二甲基乙醚生产厂等)，相较于低浓度排放源，其捕集能耗低、投资成本与运行维护成本低，有显著优势。因此，石化与化工领域高浓度排放源可为早期 CCUS 示范提供低成本机会。中国的早期 CCUS 示范项目优先采用高浓度排放源与 EOR 相结合的方式，通过 CO<sub>2</sub>-EOR 产生收益，当市场油价处于高位时，CO<sub>2</sub>-EOR 收益不仅可完全抵消 CCUS 成本，并为 CCUS 相关利益方创造额外经济利润，即以负成本实现 CO<sub>2</sub> 减排。2030 年石化和化工行业的 CCUS 减排需求约为 5 000 万吨，到 2040 年逐渐降低至 0。



新疆油田二氧化碳罐车井口注入——项目初期 - 彭勃 摄



### 3.3 基于源汇匹配的中国 CCUS 减排潜力

在 CO<sub>2</sub> 地质利用与封存技术类别中，CO<sub>2</sub> 强化咸水开采 (CO<sub>2</sub>-EWR) 技术可以实现大规模的 CO<sub>2</sub> 深度减排，理论封存容量高达 24 170 亿吨；在目前的技术条件下，CO<sub>2</sub>-EOR 和 CO<sub>2</sub>-EWR 可以开展大规模的示范，并可在特定的经济激励条件下实现规模化 CO<sub>2</sub> 减排。因此，本报告给出了中国 CO<sub>2</sub>-EOR 和 CO<sub>2</sub>-EWR 与主要行业的源汇匹配。

中国 CO<sub>2</sub>-EOR 潜力大，从盆地规模来看，渤海湾盆地、松辽盆地具有较大的 CO<sub>2</sub>-EOR 潜力，被视为 CCUS 项目实施的优先区域。结合中国主要盆地地质特征和 CO<sub>2</sub> 排放源分布，中国可实施 CO<sub>2</sub>-EOR 重点区域为东北的松辽盆地区域、华北的渤海湾盆地区域、中部的鄂尔多斯盆地区域和西北的准噶尔盆地与塔里木盆地区域。

中国适合 CO<sub>2</sub>-EWR 的盆地分布面积大，封存潜力巨大。准噶尔盆地、塔里木盆地、柴达木盆地、松辽盆地和鄂尔多斯盆地是最适合进行 CO<sub>2</sub>-EWR 的区域。2010 年神

华集团在鄂尔多斯盆地开展 CCS 示范工程，是亚洲第一个也是当时最大的全流程 CCS 咸水层封存工程。松辽盆地深部咸水层具有良好的储盖层性质，是中国未来大规模 CO<sub>2</sub> 封存的一个潜在的场所。

东部、北部沉积盆地与碳源分布空间匹配相对较好，如渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和松辽盆地等；西北地区封存地质条件相对较好，塔里木、准噶尔等盆地地质封存潜力巨大，但碳源分布相对较少。南方及沿海的碳源集中地区，能开展封存的沉积盆地面积小、分布零散，地质条件相对较差，陆上封存潜力非常有限；在近海沉积盆地实施离岸地质封存可作为重要的备选。

CCUS 源汇匹配主要考虑排放源和封存场地的地理位置关系和环境适宜性。250km 是不需要 CO<sub>2</sub> 中继压缩站的最长管道距离，建设成本比较低，因此常常作为中国源汇匹配分析中的距离限制，超过 250 km 一般不做考虑。中国政府非常重视 CCUS 的环境影响和环境风险，环境保护部在 2016 年 6 月 20

日发布了《二氧化碳捕集利用与封存环境风险评估技术指南(试行)》。考虑中国政府对于 CCUS 项目环境影响和环境风险的监管需求,重点考虑 CO<sub>2</sub> 地质封存对于水资源(地下水和地表水)、地表植被和人群健康的环境风险和环境影响。

**火电:** 准噶尔盆地、吐鲁番-哈密盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地和渤海湾盆地被认为是火电行业部署 CCUS 技术(包括 CO<sub>2</sub>-EOR)的重点区域,适宜优先开展 CCUS 早期集成示范项目,推动 CCUS 技术大规模、商业化发展。

2020 年中国现役火电厂分布在 798 个 50 km 网格内,覆盖了中国中东部、华南大部及东北和西北的局部地区。CO<sub>2</sub> 年排放量

大于 2 000 万吨的 50 km 网格共有 51 个,主要分布在华中和东部沿海一带,封存场地适宜性以中、低为主。尤其是东部沿海一带陆上几乎没有适宜封存的场地。CO<sub>2</sub> 年排放量介于 1 000~2 000 万吨的网格数量为 99 个,主要分布在吐鲁番-哈密盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、柴达木盆地等具有中、高的封存适宜性。南部内陆省份,如贵州、江西、安徽等局部火电排放量大的区域,不存在匹配的封存场地。湖南、湖北两省分别在洞庭、江汉盆地仅有分散的中、低适宜性场地。因此,从区域集群发展的角度来说,在 50 km 运输范围内,源汇匹配情况不佳。

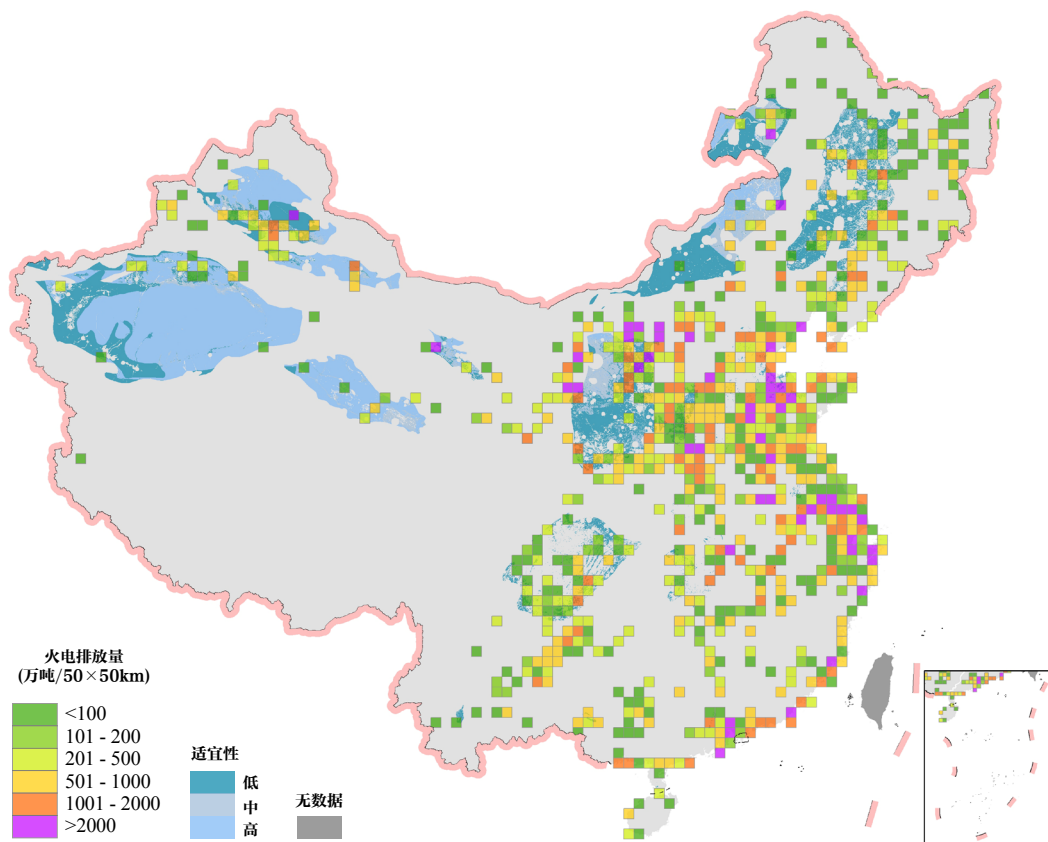


图 10 中国火电企业 2020 年排放和地质封存适宜区域分布

注：中国火电企业 2020 年 50 km 网格排放数据来自中国高空间分辨率排放网格数据 (CHRED)；封存适宜性数据来自 Cai *et al.*, 2017。

**钢铁：**钢铁企业主要分布在铁矿石、煤炭等资源较为丰富的省区，如河北、辽宁、山西、内蒙古等，以及具有港口资源的沿海地区，这些地区经济发达、钢铁需求量较大。

2020 年中国钢铁企业分布在 253 个 50 km 网格内。CO<sub>2</sub> 年排放量大于 2 000 万吨的网格共有 26 个，主要分布在河北、辽宁、山西。CO<sub>2</sub> 年排放量介于 1 000~2 000 万吨的网格数量为 28 个，主要分布在河北、山西、辽宁、山东等，除此之外，在福建、湖南、湖北、广东、江西、江苏、新疆等省区各自分布有 1~2 个网格。这些高排放区域中，山东渤海湾盆地内有分散的中、低适应性的封存场地。山西钢铁厂则应加大输送距离，在网格外的鄂尔多斯、临汾等盆地寻找适宜的封存场地。以排放点源进行匹配研究时，在 250km 匹配距离内，79% 以上的钢铁厂可以找到适宜的地质利用与封存场地。

钢铁厂开展全流程 CO<sub>2</sub>-EOR 与 CO<sub>2</sub>-EWR 结合项目或单独的 CO<sub>2</sub>-EOR 项目，平准化成本较低，甚至一些项目可以盈利。由于油田的 CO<sub>2</sub> 封存容量非常有限，加之与化工、火电、水泥等行业的 CCUS 竞争，钢铁行业为了完成深度碳减排很难获得足够的油田开展 CO<sub>2</sub>-EOR，必须开展 CO<sub>2</sub>-EWR 项目。

钢铁厂的 CO<sub>2</sub> 净捕集率越高，大规模项目的平准化成本越低。在相同净捕集率下，匹配距离越大，匹配的项目越多，累计减排的 CO<sub>2</sub> 量越大。在相同的捕集率和匹配距离的情景中，CO<sub>2</sub>-EWR 项目的平准化成本比 CO<sub>2</sub>-EOR 项目高很多。分布于渤海湾盆地、准噶尔盆地、江汉盆地、鄂尔多斯盆地等盆地及附近的钢铁厂数量多、CO<sub>2</sub> 排放量大、封存场地的适宜性较高，源汇匹配较好。相比较而言，南方、沿海及其他区域的钢铁厂项目平准化成本较高的原因是运输距离较长和评估的 CO<sub>2</sub> 排放量较少，项目未匹配成功的主要原因为钢铁厂距离陆上盆地较远。

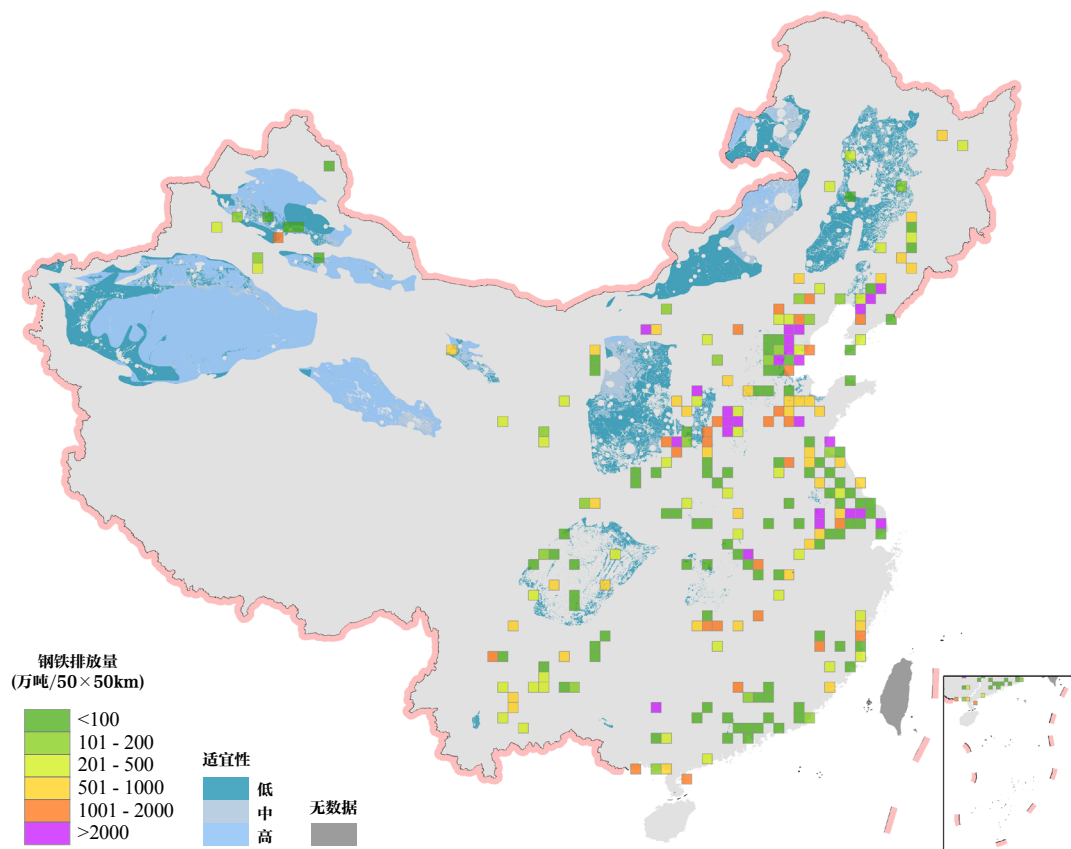


图 11 中国钢铁企业 2020 年排放和地质封存适宜区域分布

注：中国钢铁企业 2020 年 50 km 网格排放数据来自中国高空间分辨率排放网格数据 (CHRED)；封存适宜性数据来自 Cai *et al.*, 2017。

表 4 中国 2025—2060 年 CCUS 二氧化碳利用与封存潜力 (亿吨/年)

年份	2025	2030	2035	2040	2050	2060
化工/生物利用	0.4~0.9	0.9~1.4	1.4~2.6	2.9~3.7	4.2~5.6	6.2~8.7
地质利用与封存	0.1~0.3	0.5~1.4	1.3~4.0	3.3~8.0	5.4~14.3	6.0~20.5
合计	0.5~1.2	1.4~2.8	2.7~6.6	6.2~11.7	9.6~19.9	12.2~29.2

注: Wei *et al.*, 2015; 侯召龙等, 2015; 汤庆四等, 2016; 王晨晔等, 2016; 李会泉等, 2017; Li *et al.*, 2018; Gao *et al.*, 2018; Jang *et al.*, 2019; Zhou *et al.*, 2019; Ye *et al.*, 2019; 陈萌萌等, 2019; 房延凤等, 2020; 秦积舜等, 2020; 中国工程院, 2021。CO<sub>2</sub> 化工利用潜力根据化工产品市场占有率取上限计算, 地质利用潜力和封存潜力根据 250 km 内源汇匹配结果取上限计算, 两者不可相加。

长庆油田公司榆林定边姬塬油田 CO<sub>2</sub>-EOR 试验区项目——续大康 摄

### 3.4 中国 CCUS 成本评估

中国 CCUS 示范项目整体规模较小，成本较高。CCUS 的成本主要包括经济成本和环境成本。经济成本包括固定成本和运行成本，环境成本包括环境风险与能耗排放。

**经济成本**首要构成是运行成本，是 CCUS 技术在实际操作的全流程过程中，各个环节所需要的成本投入。运行成本主要涉及捕集、运输、封存、利用这四个主要环节。预计至 2030 年，CO<sub>2</sub> 捕集成本为 90~390 元/吨，2060 年为 20~130 元/吨；CO<sub>2</sub> 管道运输是未来大规模示范项目的主要输送方式，预计 2030 和 2060 年管道运输成本分别为 0.7 和 0.4 元/(吨·km)。2030 年 CO<sub>2</sub> 封存成本为 40~50 元/吨，2060 年封存成本为 20~25 元/吨。

表 5 2025—2060 年 CCUS 各环节技术成本

年份		2025	2030	2035	2040	2050	2060
捕集成本 (元/吨)	燃烧前	100~180	90~130	70~80	50~70	30~50	20~40
	燃烧后	230~310	190~280	160~220	100~180	80~150	70~120
	富氧燃烧	300~480	160~390	130~320	110~230	90~150	80~130
运输成本 (元/(吨·km))	罐车运输	0.9~1.4	0.8~1.3	0.7~1.2	0.6~1.1	0.5~1.1	0.5~1
	管道运输	0.8	0.7	0.6	0.5	0.45	0.4
封存成本 (元/吨)		50~60	40~50	35~40	30~35	25~30	20~25

注：成本包括了固定成本和运行成本。数据来源：王枫等，2016；刘佳佳等，2018；科技部，2019；Fan *et al.*, 2019；蔡博峰等，2020；魏宁等，2020；王涛等，2020；Yang *et al.* 2021。

以火电为例，安装碳捕集装置导致的成本增加为 0.26~0.4 元 / kWh。总体而言，装机容量大的电厂每度电成本、加装捕集装置后增加的发电成本、CO<sub>2</sub> 净减排成本和捕集成本更低。按冷却装置来分，对比空冷电厂，湿冷电厂 CO<sub>2</sub> 净减排成本和捕集成本更低，但是耗水量更大，电厂安装捕集装置后冷却系统总水耗量增加近 49.6%，给当地尤其是缺水地区造成更严重的水资源压力。

在石化和化工行业中，CCUS 运行成本主要来自捕集和压缩环节，更高的 CO<sub>2</sub> 产生浓度通常意味着更低的 CO<sub>2</sub> 捕集和压缩成本，因此，提高 CO<sub>2</sub> 产生浓度是降低 CCUS 运行总成本有效方式。

采用 CCS 和 CCU 工艺后，煤气化成本分别增加 10% 和 38%，但当碳税高于 15 美元 / 吨 CO<sub>2</sub> 时，采用 CCS 和 CCU 的煤气化工艺在生产成本上更具有优势。在延长石油 CCUS 综合项目中，其 CO<sub>2</sub> 来

自于煤制气中的预燃烧过程（即煤制气中合成气的生产过程）。因此，具有较高的纯度和浓度，相较于其他 CO<sub>2</sub> 捕获和运输项目，延长石油 CCUS 综合项目的捕集和运行成本下降了约 26.4%，仅为 26.5 美元 / 吨 CO<sub>2</sub>，其中，捕集成本为 17.52 美元 / 吨 CO<sub>2</sub>，运输成本为 9.03 美元 / 吨 CO<sub>2</sub>。

经济成本的另一个构成要素是固定成本。固定成本是 CCUS 技术的前期投资，如设备安装、占地投资等。一家钢铁厂安装年产能为 10 万吨的 CO<sub>2</sub> 捕集和封存设施的成本约为 2700 万美元。在宝钢（湛江）工厂启动一个 CCUS 项目，CO<sub>2</sub> 年捕集能力为 50 万吨（封存场地在北部湾盆地，距离工厂 100 km 以内），需要投资 5200 万美元。宝钢（湛江）工厂进行的经济评估显示，综合固定成本和运行成本，总减排成本为 65 美元 / 吨 CO<sub>2</sub>，与日本 54 美元 / 吨 CO<sub>2</sub> 和澳大利亚 60-193 美元 / 吨 CO<sub>2</sub> 的成本相似。



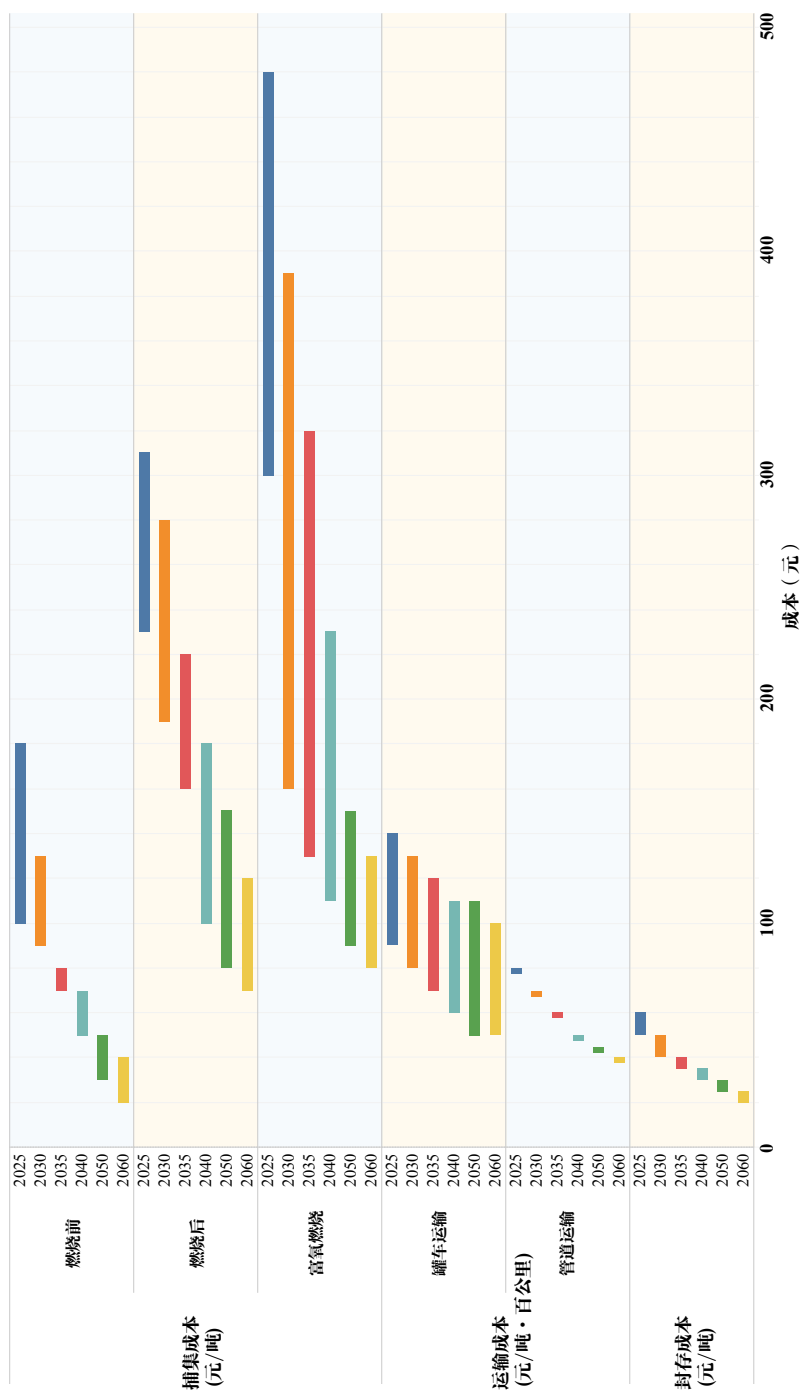


图 12 中国 2025—2060 年 CCUS 技术成本

注：图中柱形颜色代表不同时期

**环境成本**主要由 CCUS 可能产生的环境影响和环境风险所致。一是 CCUS 技术的环境风险，CO<sub>2</sub> 在捕集、运输、利用与封存等环节都可能会有泄漏发生，会给附近的生态环境、人身安全等造成一定的影响；二是 CCUS 技术额外增加能耗带来的环境污染问题，大部分 CCUS 技术有额外增加能耗的特点，增加能耗就必然带来污染物的排放问题。从封存的规模、环境风

险和监管考虑，国外一般要求 CO<sub>2</sub> 地质封存的安全期不低于 200 年。

能耗主要集中在捕集阶段，对成本以及环境的影响十分显著。如醇胺吸收剂是目前从燃煤烟气中捕集 CO<sub>2</sub> 应用最广泛的吸收剂，但是基于醇胺吸收剂的化学吸收法在商业大规模推广应用中仍存在明显的限制，其中最主要的原因之一是运行能耗过高，可达 4.0~6.0 MJ/kgCO<sub>2</sub>。



中国石油吉林油田注入与驱油——蔡博峰 摄

## 4. 政策建议 >>>

**明确面向碳中和目标的 CCUS 发展路径。**充分考虑碳中和目标下的产业格局和重点排放行业排放路径，重点从减排需求出发，研判火电、钢铁、水泥等重点排放行业以及生物质能的碳捕集与封存和直接空气捕集的技术减排贡献，预测 2020—2060 年的 CCUS 发展路径和空间布局，为行业乃至全社会碳中和路径确定锚点。

**完善 CCUS 政策支持与标准规范体系。**加速推动 CCUS 商业化步伐，将 CCUS 纳入产业和技术发展目录，打通金融融资渠道，为 CCUS 项目优先授信和优惠贷款；充分借鉴美国 45Q 税收法案等国外 CCUS 激励政策，探索制定符合中国国情的 CCUS 税收优惠和补贴激励政策，形成投融资增加和成本降低的良性循环；完善优化法律法规体系，制定科学合理的建设、运营、监管、终止标准体系。

**规划布局 CCUS 基础设施建设。**加大 CO<sub>2</sub> 输送与封存等基础设施投资力度与建设规模，优化技术设施管理水平，建立相关基础设

施合作共享机制；注重已有资源优化整合，推动现有装置设备改良升级，逐步提高现有基础设施性能水平；充分利用相关基础设施共享机制，建设 CO<sub>2</sub> 运输与封存共享网络，不断形成新的 CCUS 产业促进中心，推动 CCUS 技术与不同碳排放领域与行业的耦合集成。

**开展大规模 CCUS 示范与产业化集群建设。**针对捕集、压缩、运输、注入、封存等全链条技术单元之间的兼容性与集成优化，突破大规模 CCUS 全流程工程相关技术瓶颈，在“十四五”期间建成 3~5 项百万吨级 CCUS 全链条示范项目；加速突破高性价比的 CO<sub>2</sub> 吸收/吸附材料开发、大型反应器设计、长距离 CO<sub>2</sub> 管道运输等核心技术，促进 CCUS 产业集群建设；把握 2030—2035 年燃煤电厂 CCUS 技术改造的最佳窗口期，在电力行业超前部署新一代低成本、低能耗 CCUS 技术示范，推进 CCUS 技术代际更替，从而避免技术锁定，争取最大减排效益。

## 参考文献 >>>

- Vercammen S, Chalabany A, Ramsbottom O, Ma J, Tsai C. Tsunami, spring tide, or high tide? The growing importance of steel scrap in China[R]. McKinsey, 2017.
- Ahman M, Skjaereth JB, Eikeland PO. Demonstrating climate mitigation technologies: An early assessment of the NER 300 programme[J]. Energy Policy, 2018, 117:100-107.
- Alkaya B. Drift—flux models for multiphase flow in wells[D]. California: Stanford University, 2002.
- Altman I, McMorrow HA. The employment and income effects of cleaner coal: The case of FutureGen and rural Illinois[J]. Clean Technologies and Environmental Policy, 2015, 17(6):1475-1485.
- Bachu S. Review of CO<sub>2</sub> storage efficiency in deep saline aquifers[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2015, 40: 188-202.
- Bachu S, Bradshaw DBJ, Burruss R, Christensen, NP, Holloway, S, Mathiassen, OM. Estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity in geological media-phase 2 [C]. Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), 2007.
- Bentham M, Mallows T, Lowndes J, et al. CO<sub>2</sub> STORAge evaluation database (CO<sub>2</sub> Stored). The UK's online storage atlas[J]. Energy Procedia, 2014, 63:5103-5113.
- Borissova I, Kennard J, Lech M, et al. Integrated approach to CO<sub>2</sub> storage assessment in the Offshore South Perth Basin, Australia[J]. Energy Procedia, 2013, 37:4872-4878.
- BP. Statistical Review of World Energy[DB/OL]. [2021-3-4]. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- Bradshaw J, Allinson G, Bradshaw BE, et al. Australia's CO<sub>2</sub> geological storage potential and matching of emission sources to potential sinks [J]. Energy, 2004, 29(9/10):1623-1631.
- British Geological Survey. CO<sub>2</sub> Stored[EB/OL]. [2021-5-10]. <http://www.CO2stored.co.uk>.
- Cai B, Liang S, Zhou J, et al. China high resolution emission database (CHRED) with point emission sources, gridded emission data, and supplementary socioeconomic data[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2018, 129: 232-239.
- Cai B, Li Q, Liu G, Liu L, Jin T, Shi H. Environmental concern-based site screening of carbon dioxide geological storage in China[J]. Scientific Reports, 2017, 7(1): 7598.
- Chang C, Zhou Q, Xia L, et al. Dynamic displacement and non-equilibrium dissolution of supercritical CO<sub>2</sub> in low-permeability sandstone: An experimental study[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 14(5):1-14.
- Chou J-S, Yeh K-C. Life cycle carbon dioxide emissions simulation and environmental cost analysis for building construction[J]. Journal of Cleaner Production, 2015, 101:137-147.
- Cook PJ. Demonstration and deployment of carbon dioxide capture and storage in Australia[J]. Energy Procedia, 2009, 1(1):3859-3866.
- Dahowski RT, Li X, Davidson CL, et al. Regional opportunities for carbon dioxide capture and storage in China: A comprehensive CO<sub>2</sub> storage cost curve and analysis of the potential for large scale carbon dioxide capture and storage in the People's Republic of China[J]. Biological Journal of the Linnean Society, 2009, 57(4):385-410.
- Deng H, Bielicki JM, Oppenheimer M. Leakage risks of geologic CO<sub>2</sub> storage and the impacts on the global energy system and climate change mitigation[J]. Climatic Change, 2017, 144(2): 151-163.
- Department for Business, Energy and Industrial Strategy (UK). A government response on potential business models for Carbon capture, usage, and storage[R]. 2020.
- Ding H, Zheng H, Liang X, et al. Getting ready for carbon capture and storage in the iron and steel sector in China: Assessing the value of capture readiness[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 244: 118953.
- Edwards R, Celia MA. Infrastructure to enable deployment of carbon capture, utilization, and storage in the United States[J]. Pro-

- ceedings of the National Academy of Sciences, 2018, 115: 201806504.
- Eikeland P, Skjærseth JB. The politics of low-carbon innovation: Implementing the European Union's strategic energy technology plan[J]. *Energy Research & Social Science*, 2021, 76: 102043.
- Energy Transitions Commission (ETC), Rocky Mountain Institute (RMI). *China 2050: A fully developed rich zero-carbon economy* [EB/OL]. (2019-11)[2021-5-10]. <https://www.energy-transitions.org>
- European Commission. In-depth analysis in support of the COM(2018) 773: A Clean Planet for all - A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy[EB/OL]. (2018-11-28)[2021-3-5]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773>
- Fan JL, Xu M, Wei S, et al. Carbon reduction potential of China's coal-fired power plants based on a CCUS source-sink matching model[J]. *Resources Conservation and Recycling*, 2021, 168: 105320.
- Fan JL, Mao X, Li F, et al. Carbon capture and storage (CCS) retrofit potential of coal-fired power plants in China: The technology lock-in and cost optimization perspective[J]. *Applied Energy*, 2018, 229: 326-334.
- Fan JL, Xu M, Wei SJ, et al. Evaluating the effect of a subsidy policy on carbon capture and storage (CCS) investment decision-making in China: A perspective based on the 45Q tax credit[J]. *Energy Procedia*, 2018, 154: 22-28.
- Fan JL, Xu M, Yang L, et al. How can carbon capture utilization and storage be incentivized in China? A perspective based on the 45Q tax credit provisions[J]. *Energy Policy*, 2019, 132: 1229-1240.
- Fan JL, Wei S, Shen S, Xu M, Zhang X. Geological storage potential of CO<sub>2</sub> emissions for China's coal-fired power plants: A city-level analysis[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 106.
- Fan, JL, 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.
- Farabi-Asl H, Itaoka K, Chapman A, et al. Key factors for achieving emission reduction goals cognizant of CCS[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 99: 103097.
- Feijoo F, Iyer G, Binsted M, et al. US energy system transitions under cumulative emissions budgets[J]. *Climatic Change*, 2020, 162(4): 1947-1963.
- Flett MA, Beacher GJ, Brantjes J, et al. Gorgon project: Subsurface evaluation of carbon dioxide disposal under Barrow Island[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2009, 61(7): 71-72.
- Folger P. Carbon Capture and Storage (CCS) in the United States. Congressional Research Service [EB/OL]. 2018. <https://fas.org/sgp/crs/misc/R44902.pdf>
- Global CCS Institute. CO<sub>2</sub>RE Storage Data [EB/OL]. 2021. <https://CO2re.co/StorageData>
- Global CCS Institute. Global Status of CCS Report 2018[R]. Global CCS Institute, 2018.
- Global CCS Institute. Global Status of CCS Report 2019[R]. Global CCS Institute, 2019.
- Global CCS Institute. Global Status of CCS Report 2020[R]. Global CCS Institute, 2020.
- Goodman A, Bromhal G, Strazisar B, et al. Comparison of methods for geologic storage of carbon dioxide in saline formations[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 18: 329-342.
- Guo JX, Huang C. Feasible roadmap for CCS retrofit of coal-based power plants to reduce Chinese carbon emissions by 2050[J]. *Applied Energy*, 2020, 259: 114112.
- Han B, Wei G, Zhu R, et al. Utilization of carbon dioxide injection in BOF-RH steelmaking process[J]. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 2019, 34: 53-62.
- Höller S, Viebahn P. Facing the uncertainty of CO<sub>2</sub> storage capacity in China by developing different storage scenarios[J]. *Energy Policy*, 2016, 89: 64-73.
- Holz F, Von Hirschhausen C. The infrastructure implication of the energy transformation in Europe until 2050—Lessons from EMF28 modeling exercise[J]. *Climate Change Economics*, 2013, 4: 134006.
- House Select Committee on the Climate Crisis. Solving the climate crisis: The congressional action plan for a clean energy economy and a healthy, resilient, and just America[R]. 2020.

- Hu B, Zhai H. The cost of carbon capture and storage for coal-fired power plants in China[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 65: 23-31.
- Chen H, Wang C, Ye M. An uncertainty analysis of subsidy for carbon capture and storage (CCS) retrofitting investment in China's coal power plants using a real-options approach[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2016, 137: 200-212.
- Huang Y, Yi Q, Kang J-X, et al. Investigation and optimization analysis on deployment of China coal chemical industry under carbon emission constraints[J]. *Applied Energy*, 2019, 254: 113684.
- IEA. 20 years of carbon capture and storage [R]. Paris: IEA, 2016.
- IEA. CCUS in clean energy transitions [R]. Paris: IEA, 2020.
- IEA. Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector [R]. Paris: IEA, 2021.
- IEA. Special report on carbon capture utilisation and storage[R]. Paris: IEA, 2020.
- IEA. The role of CO<sub>2</sub> storage [R]. Paris: IEA, 2019
- IEAGHG. Proceedings: CCS cost network, 2019 Workshop[R]. International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. 2019.
- IPCC. AR5 Climate Change 2014: Mitigation of climate change: Contribution of working group III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
- IPCC. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change[R]. Geneva, Switzerland: IPCC, 2014: 151.
- IPCC. Global warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty[R]. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland. 2018.
- IPCC. Special report on carbon dioxide capture and storage. In: Metz B, Davidson O, de Coninck HC, Loos M, Meyer LA (eds). Prepared by working group III of the intergovernmental panel on climate change [R]. Cambridge and New York, NY, 2005: 442.
- IRENA. Global renewables outlook: Energy transformation 2050 (Edition 2020)[R]. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- IRENA. Reaching zero with renewables: Eliminating CO<sub>2</sub> emissions from industry and transport in line with the 1.5°C climate goal[R]. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- Jiang Y, Lei Y, Yan X. Employment impact assessment of carbon capture and storage (CCS) in China's power sector based on input-output model[J]. *Environmental Science and Pollution Research*, 2019, 26(15): 15665-15676.
- Anthonsen KL, Vangkilde-Pedersen T, Nielsen LH. Estimates of CO<sub>2</sub> storage capacity in Europe[J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2009, 6(17): 172006.
- Kätelhön A, Meys R, Deutz S, et al. Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2019, 116(23): 11187.
- Keams J, Teletzke G, Palmer J, et al. Developing a consistent database for regional geologic CO<sub>2</sub> storage capacity worldwide[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 4697-4709.
- Kim AR, Cho GC, Kwon TH. Site characterization and geotechnical aspects on geological storage of CO<sub>2</sub> in Korea[J]. *Geosciences Journal*, 2014, 18(2), 167-179.
- Kim M, Kim K, Kim T-H. Economic and environmental benefit analysis of a renewable energy supply system integrated with carbon capture and utilization framework[J]. *Chemical Engineering Research & Design*, 2019, 147: 200-213.
- Kim AR, Cho GC, Lee JY, Kim SJ. Potential site characterization and geotechnical engineering aspects on CO<sub>2</sub> sequestration in Korea[C]. *The 2016 World Congress on Advances in Civil, Environmental, and Materials Research (ACEM16)*. 2016, Jeju Island, Korea.
- Sophia KB, Richard W, van den Broek Machteld A, et al. Socio-economic impacts of future electricity generation scenarios in

- Europe: Potential costs and benefits of using CO<sub>2</sub> Capture and Storage (CCS)[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 42: 471-484.
- Koelbl BS, van den Broek, Machteld A, Wilting HC. Socio-economic impacts of low-carbon power generation portfolios: Strategies with and without CCS for the Netherlands [J]. *Applied Energy*, 2016, 183: 257-277.
- Lee G H, Lee B, Kim H J, et al. The geological CO<sub>2</sub> storage capacity of the Jeju Basin, offshore southern Korea, estimated using the storage efficiency[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 23: 22-29.
- Lei R, Sheng Z, Tpacb D, et al. A review of CO<sub>2</sub> emissions reduction technologies and low-carbon development in the iron and steel industry focusing on China[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 143: 110846.
- Li K, Leigh W, Feron P, et al. Systematic study of aqueous monoethanolamine (MEA)-based CO<sub>2</sub> capture process: Techno-economic assessment of the MEA process and its improvements[J]. *Applied Energy*, 2016, 165: 648-659.
- Li Q, Wei YN, Chen ZA. Water-CCUS nexus: Challenges and opportunities of China's coal chemical industry[J]. *Clean Technologies & Environmental Policy*, 2016, 18(3): 775-786.
- Li Q, Liu G, Cai B. Public awareness of the environmental impact and management of carbon dioxide capture, utilization and storage technology: The views of educated people in China[J]. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2017, 19(8): 2041-2056.
- Li Q, Song R, Liu X, et al. Monitoring of carbon dioxide geological utilization and storage in China: A review. In: Wu Y, Carroll JJ, Zhu W(eds). *Acid Gas Extraction for Disposal and Related Topics*[M]. New York, USA: Wiley-Scrivener, 2016, 331-58.
- Li Y, Pang Z. Capacity and suitability assessment of deep saline aquifers for CO<sub>2</sub> sequestration in the Bohai Bay Basin, East China[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2016, 75(5): 402.
- Li X, Wei N, Jiao Z, Liu S. Cost curve of large-scale deployment of CO<sub>2</sub>-enhanced water recovery technology in modern coal chemical industries in China[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 81: 66-82.
- Lin B, Tan Z. How much impact will low oil price and carbon trading mechanism have on the value of carbon capture utilization and storage (CCUS) project? Analysis based on real option method[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 298: 126768.
- Liu LC, Li Q, Zhang JT, et al. Toward a framework of environmental risk management for CO<sub>2</sub> geological storage in China: Gaps and suggestions for future regulations[J]. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 2016, 21(2): 191-207.
- Liu Y, Li F, Zhang X, et al. Recent progress on electrochemical reduction of CO<sub>2</sub> to methanol[J]. *Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry*, 2020, 23: 10-17.
- Lu X, Cao L, Wang H, et al. Gasification of coal and biomass as a net carbon-negative power source for environment-friendly electricity generation in China[J]. *PNAS*, 2019, 116: 8206-8213.
- Luo Q, Wang Y, Wang Y, et al. Time-lapse VSP monitoring for CO<sub>2</sub> injection: A case study in ordos, China[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 75: 41-51.
- Man Y, Yang S, Xiang D, et al. Environmental impact and techno-economic analysis of the coal gasification process with/without CO<sub>2</sub> capture[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2014, 71: 59-66.
- Marangoni G, Tavoni M. The clean energy R&D strategy for 2°C[J]. *Climate Change Economics*, 2014, 5: 144003 .
- Marcucci A, Fragkos P. Drivers of regional decarbonization through 2100: A multi-model decomposition analysis[J]. *Energy Economics*, 2015, 51: 111-124.
- McCollum DL, Zhou W, Bertram C, et al. Energy investment needs for fulfilling the Paris Agreement and achieving the sustainable development goals[J]. *Nature Energy*, 2018, 3: 589-599.
- Ming Z, Shaojie O, Yingjie Z, Hui S. CCS technology development in China: Status, problems and countermeasures—Based on SWOT analysis[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 39: 604-616.
- NETL. CARBONSAFE[EB/OL]. <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/storage-infrastructure/carbonsafe>. 2021.
- Ogawa T, Nakanishi S, Shidahara T, et al. Saline-aquifer CO<sub>2</sub> sequestration in Japan—methodology of storage capacity assessment[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(2): 318-326.
- Patrizio P, Leduc S, Kraxner F. Reducing US coal emissions can boost employment[J]. *Joule*, 2018, 2(12): 2633-2648.

- Quader MA, Ahmed S, Ghazilla R, et al. A comprehensive review on energy efficient CO<sub>2</sub> breakthrough technologies for sustainable green iron and steel manufacturing[J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2015, 50: 594-614.
- Ras KD, Vijver R, Galvita VV, et al. Carbon capture and utilization in the steel industry: Challenges and opportunities for chemical engineering[J]. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 2019, 26: 81-87.
- Riahi K, Van Vuuren DP, Kriegler E, et al. The Shared Socioeconomic Pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview[J]. *Global Environmental Change*, 2017, 42: 153-168.
- SBC Energy Institute. Low carbon energy technologies series: 2016 carbon capture and storage at a crossroads[R]. 2016.
- Sun L, Dou H, Li Z, et al. Hao XN. Assessment of CO<sub>2</sub> storage potential and carbon capture, utilization and storage prospect in China[J]. *Journal of the Energy Institute*, 2018, 91(6): 970-977.
- Takahashi T, Ohsumi T, Nakayama K, et al. Estimation of CO<sub>2</sub> aquifer storage potential in Japan[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2631-2638.
- Takht RM, Sahebdehfar S. Carbon dioxide capture and utilization in petrochemical industry: Potentials and challenges[J]. *Applied Petrochemical Research*, 2014, 4(1): 63-77.
- Thambimuthu K, Macdonald D, Gunter WD, et al. Prospects for carbon capture and storage in southeast Asia[M]. *Asian Development Bank (ADB)*, 2013.
- Tian S, Jiang J, Zhang Z, et al. Inherent potential of steelmaking to contribute to decarbonisation targets via industrial carbon capture and storage[J]. *Nature Communications*, 2018, 9(1):4422.
- Tian H, Xu T, Li Y, Yang Z, et al. Evolution of sealing efficiency for CO<sub>2</sub> geological storage due to mineral alteration within a hydrogeologically heterogeneous caprock[J]. *Applied Geochemistry*, 2015, 63: 380-397.
- U.S. Department of Energy. CARBONSAFE [EB/OL]. 2021. <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/storage-infrastructure/carbon-safe>.
- U.S. Geological Survey Geologic Carbon Dioxide Storage Resources Assessment Team. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources—Results (ver. 1.1, September 2013) [EB/OL]. <http://pubs.usgs.gov/circ/1386/>.
- Van Vuuren DP, Stehfest E, Gernaat, DEHJ, et al. Alternative pathways to the 1.5°C target reduce the need for negative emission technologies[J]. *Nature Climate Change*, 2018, 8, 391-397.
- Vangkilde-Pedersen T, Anthonsen KL, Smith N, et al. Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide—the EU GeoCapacity project[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2663-2670.
- Vincent CJ, Poulsen NE, Rongshu Z, et al. Evaluation of carbon dioxide storage potential for the Bohai Basin, north-east China[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 598-603.
- Wang X, Zeng F, Gao R, et al. Cleaner coal and greener oil production: An integrated CCUS approach in Yanchang Petroleum Group[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 62: 13-22.
- Wang YF, Holler S, Viebahn P, et al. Integrated assessment of CO<sub>2</sub> reduction technologies in China's cement industry[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 20: 27-36.
- Wei M, Patadia S, Kammen DM. Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?[J]. *Energy policy*, 2010,38(2):919-931.
- Wei YM, Kang JN, Liu LC, et al. A proposed global layout of carbon capture and storage in line with a 2°C climate target[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(2):112-118.
- Wei N, Li XC, Fang ZM, et al. Regional resource distribution of onshore carbon geological utilization in China[J]. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 2015, 11: 20-30.
- Wei N, Li X, Wang Y, et al. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based CO<sub>2</sub> storage in China[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 12: 231-246.
- Weyant J, Knopf B, Cian ED, et al. Introduction to the EMF28 study on scenarios for transforming the European energy system, *Climate Change Economics*, 2013, 4: 1302001.
- Williams JH, Jones RA, Haley B, et al. Carbon-neutral pathways for the United States[J]. *AGU Advances*, 2021, 2,



- e2020AV000284.
- Wright R, Mourits F, Rodríguez LB, et al. The First North American Carbon Storage Atlas[J]. Energy Procedia, 2013, 37: 5280-5289.
- WSA, The World Steel Association Steel statistical yearbook [EB/OL]. 2019. www.worldsteel.org.
- Xi L, Qianguo L, Hasan M, et al. Assessing the economics of CO<sub>2</sub> capture in China's iron/steel sector: A case study[J]. Energy Procedia, 2019, 158: 3715-3722.
- Xie H, Li X, Fang Z, et al. Carbon geological utilization and storage in China: Current status and perspectives[J]. Acta Geotechnica, 2014, 9(1): 7-27.
- Xie J, Zhang KN, Hu LT, et al. Field-based simulation of a demonstration site for carbon dioxide sequestration in low-permeability saline aquifers in the Ordos Basin, China[J]. Hydrogeology Journal, 2015, 23(7): 1465-1480.
- Yang B, Wei Y-M, Liu L, et al. Life cycle cost assessment of biomass co-firing power plants with CO<sub>2</sub> capture and storage considering multiple incentives[J]. Energy Economics, 2021, 96:105173.
- Yang L, Xu M, Yang Y, et al. Comparison of subsidy schemes for carbon capture utilization and storage (CCUS) investment based on real option approach: Evidence from China[J]. Applied Energy, 2019, 255: 113828.
- Yang W, Peng B, Liu Q, et al. Evaluation of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> storage potential in oil reservoirs of Bohai Bay Basin, China[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017, 65: 86-98.
- Yao X, Zhong P, Zhang X, et al. Business model design for the carbon capture utilization and storage (CCUS) project in China[J]. Energy Policy, 2018, 121: 519-533.
- Yi Q, Zhao Y, Huang Y, et al. Life cycle energy-economic-CO<sub>2</sub> emissions evaluation of biomass/coal, with and without CO<sub>2</sub> capture and storage, in a pulverized fuel combustion power plant in the United Kingdom[J]. Applied Energy, 2018, 225: 258-272.
- Jiang Y, Lei Y, Yang Y, et al. Life cycle CO<sub>2</sub> emission estimation of CCS-EOR system using different CO<sub>2</sub> sources[J]. Polish Journal of Environmental Studies, 2018, 27(6): 2573-2583.
- Kim YJ, He W, Ko D, et al. Increased N<sub>2</sub>O emission by inhibited plant growth in the CO<sub>2</sub> leaked soil environment: Simulation of CO<sub>2</sub> leakage from carbon capture and storage (CCS) site[J]. Science of the Total Environment, 2015, 607: 1278-1285.
- Yu S, Horing J, Liu Q, et al. CCUS in China's mitigation strategy: Insights from integrated assessment modeling[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 84: 204-218.
- Zhang K, Liu Z, Wang Y, et al. Flash evaporation and thermal vapor compression aided energy saving CO<sub>2</sub> capture systems in coal-fired power plant[J]. Energy, 2014, 66(S): 556-568.
- Zhang Q, Li Y, Xu J, et al. Carbon element flow analysis and CO<sub>2</sub> emission reduction in iron and steel works[J]. Journal of Cleaner Production, 2018, 172(P1): 709-723.
- Zhang S, Liu L, Zhang L, et al. An optimization model for carbon capture utilization and storage supply chain: A case study in Northeastern China[J]. Applied Energy, 2018, 231: 194-206.
- Zhang Y, Yuan Z, Margni M, et al. Intensive carbon dioxide emission of coal chemical industry in China[J]. Applied Energy, 2019, 236: 540-550.
- Zhang Y, Zhang Y, Zhang J. Environmental impacts of carbon capture, transmission, enhanced oil recovery, and sequestration: An overview[J]. Environmental Forensics, 2013, 14(4): 301-305.
- Zhang Z, Huisingh D. Carbon dioxide storage schemes: Technology, assessment and deployment[J]. Journal of Cleaner Production, 2017, 142: 1055-1064.
- Zhao RR, Cheng JM, Zhang K, et al. Numerical investigation of basin-scale storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers of Songliao Basin, China. Greenhouse Gases-Science and Technology, 2015, 5(2): 180-197.
- Zhou D, Zhao Z, Liao J, et al. A preliminary assessment on CO<sub>2</sub> storage capacity in the Pearl River Mouth Basin offshore Guangdong, China. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, 5(2): 308-317.
- Zong J, Sun L, Bao W. Research of present status and development suggestions regarding the carbon capture, utilization and stor-

- age[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020, 510: 042001.
- 波士顿咨询公司. 中国气候路径报告: 承前继后、坚定前行[R]. 2020.
- 蔡博峰, 李琦, 林千果, 等. 中国二氧化碳捕集、利用与封存 (CCUS) 报告 (2019) [R]. 生态环境部环境规划院, 2020.
- 蔡博峰, 庞凌云, 曹丽斌, 等. 《二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术指南(试行)》实施2年(2016—2018年)评估[J]. 环境工程, 2019, 37(2): 1-7.
- 曹丽斌, 赵学涛, 蔡博峰, 等. 二氧化碳捕集、利用与封存环境风险问卷调查研究[J]. 环境工程, 2018, 36(2): 6-9+26.
- 曹丽斌, 周颖, 李琦, 等. 推动中国二氧化碳捕集、利用与封存项目环境风险管理: 环境保护部召开二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术培训会[J]. 环境经济, 2017, 16: 28-31.
- 陈文会. 基于减排视角的燃煤电厂碳捕集与封存技术投资决策研究[D]. 中国地质大学(北京), 2019.
- 陈新新, 马俊杰, 李琦, 等. 国内地质封存CO<sub>2</sub>泄漏的生态影响研究[J]. 环境工程, 2019, 37(2): 27-34.
- 陈征澳, 李琦, 张贤. 欧洲能源复兴计划CCS示范项目进展与启示[J]. 中国人口·资源与环境, 2013, 23(10): 81-86.
- 程耀华, 杜尔顺, 田旭, 等. 电力系统中的碳捕集电厂: 研究综述及发展新动向[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 339-350.
- 高程达, 孙向阳, 曹吉鑫, 等. 土壤二氧化碳通量原位测定方法及装置[J]. 北京林业大学学报, 2008, 3: 102-105.
- 耿海燕, 赵东风, 王嘉麟. 二氧化碳封存及提高石油采收率的环境风险研究[J]. 安全与环境工程, 2012, 19(3): 55-58.
- 郭智, 张新妙, 章晨林, 栾金义. 膜分离法分离烟气中CO<sub>2</sub>材料及应用研究进展[J]. 现代化工, 2016, 36(6): 42-45+47.
- 何建坤. 中国长期低碳发展战略与转型路径研究[C]. 2020.
- 姜大霖, 杨琳, 魏宁, 等. 燃煤电厂实施CCUS改造适宜性评估: 以原神华集团电厂为例[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(19): 5835-5842.
- 経済産業省. 2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略. 2020.
- 科技部社会发展科技司, 中国21世纪议程管理中心. 中国碳捕集利用与封存技术发展路线图 (2019版) [R]. 北京: 科学出版社, 2019.
- 匡冬琴, 李琦, 陈征澳, 等. 全球CCUS废气井法规现状及对中国的启示[J]. 天然气与石油, 2015, 33(4): 37-41.
- 李琦, 蔡博峰, 陈帆, 等. 二氧化碳地质封存的环境风险评价方法研究综述[J]. 环境工程, 2019, 37(2): 13-21.
- 李琦, 陈征澳, 张九天, 等. 中国CCUS技术路线图未来版的(更新)启示——基于对世界CCS路线图透视分析[J]. 低碳世界, 2014, 55: 7-8.
- 李琦, 刘桂臻, 蔡博峰, 等. 二氧化碳地质封存环境风险评估的空间范围确定方法研究[J]. 环境工程, 2018, 36(2): 27-32.
- 李琦, 刘桂臻, 张建, 等. 二氧化碳地质封存环境监测现状及建议[J]. 地球科学进展, 2013, 28(6): 718-727.
- 李琦, 石晖, 杨多兴. 碳封存项目井喷CO<sub>2</sub>扩散危险水平分级方法研究[J]. 岩土力学, 2016, 37(7): 2070-2078+2084.
- 李琦, 宋然然, 匡冬琴, 等. 二氧化碳地质封存与利用工程废弃井技术的现状与进展[J]. 地球科学进展, 2016, 31(3): 225-235.
- 李琦, 魏亚妮. 二氧化碳地质封存联合深部咸水开采技术进展[J]. 科技导报, 2013, 31(27): 65-70.
- 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.
- 刘桂臻, 李琦, 周同, 等. 《二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术指南(试行)》在胜利油田驱油封存项目上的应用初探[J]. 环境工程, 2018, 36(2): 42-47+53.
- 刘桂臻, 李琦. 气候变化背景下二氧化碳地质封存的盆地级选址评价方法[J]. 气候变化研究快报, 2014, 3(1): 13-19.
- 刘虹, 姜克隽. 我国钢铁与水泥行业利用CCS技术市场潜力分析[J]. 中国能源, 2010, 32(2): 34-37.
- 刘佳佳, 赵东亚, 田群宏, 等. CO<sub>2</sub>捕集、运输、驱油与封存全流程建模与优化[J]. 油气田地面工程, 2018, 37(10): 7-11.
- 刘兰翠, 李琦. 美国关于二氧化碳地质封存井的要求[J]. 低碳世界, 2013, 20(01): 42-52.
- 刘牧心, 梁希, 林千果. 碳中和背景下中国碳捕集、利用与封存项目经济效益和风险评估研究[J/OL]. 热力发电: 1-9[2021-04-28]. <https://doi.org/10.19666/j.rlfid.202101009>.
- 陆诗建, 黄凤敏, 李清芳, 等. 燃烧后CO<sub>2</sub>捕集技术与工程进展[J]. 现代化工, 2015, 35(6): 48-52.
- 麦肯锡. 迈向2060碳中和: 城市在脱碳化进程上的作用[R]. 2021.
- 米剑锋, 马晓芳. 中国CCUS技术发展趋势分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2537-2544.
- 能源基金会. 中国碳中和综合报告2020——中国现代化的新征程: “十四五”到碳中和的新增长故事[R]. 北京: 能源基金会, 2020.

- 能源转型委员会. 中国2050: 一个全面实现现代化国家的零碳图景[R]. 2020.
- 牛亚群, 董康银, 姜洪殿, 等. 炼油企业碳排放估算模型及应用[J]. 环境工程, 2017, 35(3): 163-167.
- 挪威船级社 (DNV). 能源转型展望: 面向2050年的全球和地区预测[R]. 2020.
- 庞凌云, 蔡博峰, 陈潇君, 等. 《二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术指南(试行)》环境风险评估流程研究[J]. 环境工程, 2019, 37(2): 45-50+157.
- 秦积舜, 李永亮, 吴德斌, 等. CCUS全球进展与中国对策建议[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 20-28.
- 全球能源互联网发展合作组织. 中国2030年前碳达峰研究报告[C]. 2021.
- 全球能源互联网发展合作组织. 中国2060年前碳中和研究报告[C]. 2021.
- 沈超, 李瑶瑶, 刘颖颖, 等. DMBA-DEEA-水三元吸收剂的CO<sub>2</sub>吸收解吸特性[J]. 现代化工, 2017, 37(6): 141-145.
- 世界资源研究所 (WRI). 零碳之路: “十四五”开启中国绿色发展新篇章[R]. 2021.
- 王丹. 二氧化碳捕集、利用与封存技术全链分析与集成优化研究[D]. 中国科学院大学(中国科学院工程热物理研究所), 2020.
- 王枫, 朱大宏, 鞠付栋, 等. 660 MW燃煤机组百万吨CO<sub>2</sub>捕集系统技术经济分析[J]. 洁净煤技术, 2016, 22(6): 101-105+39.
- 王金南, 刘兰翠. 二氧化碳捕集、利用与封存(CCUS)项目的环境管理思考[J]. 低碳世界, 2013, 1: 22-25.
- 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. 2020, 41(4), 1186-1196.
- 王永胜. 中国神华煤制油深部咸水层二氧化碳捕集与地质封存项目环境风险后评估研究[J]. 环境工程, 2018, 36(2): 21-26.
- 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+1416.
- 魏宁, 刘胜男, 李小春. 中国煤化工行业开展CO<sub>2</sub>强化深部咸水开采技术的潜力评价[J]. 气候变化研究进展, 2021, 17(1): 70-78.
- 魏一鸣. 气候工程管理: 碳捕集与封存技术管理[M]. 北京: 科学出版社, 2020.
- 吴佳阳. 燃烧后二氧化碳捕集系统的全生命周期环境评价[D]. 浙江大学, 2019.
- 亚洲开发银行. 中国碳捕集与封存示范和推广路线图研究[R]. 2015.
- 张运洲, 张宁, 代红才, 等. 中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较[J]. 中国电力, 2021, 54(3): 1-11.
- 张贤. 碳中和目标下中国碳捕集利用与封存技术应用前景[J]. 可持续发展经济导刊, 2020, 12: 22-24.
- 赵红涛, 王树民, 张曼. 低能耗碳捕集技术及燃煤机组热经济性研究[J]. 现代化工, 2021, 41(1): 210-214.
- 中国标准化研究院, 全国氢能标准化技术委员会. 中国氢能产业基础设施发展蓝皮书[M]. 北京: 中国标准出版社, 2016.
- 中国工程院碳汇与碳封存及碳资源化利用战略研究课题组. 碳汇与碳封存及碳资源化利用战略研究报告[R]. 2021.
- 中国科学院碳中和重大咨询报告编写组. “碳中和”重大咨询项目: 碳捕集利用封存技术[R]. 2021.
- 中国21世纪议程管理中心. 中国CCUS技术评估报告[M]. 北京: 2021 (出版中).
- 中华人民共和国自然资源部. 中国矿产资源报告[R]. 2020.

# 附表 中国 CCUS 项目基本情况表 >>>

项目名称	所在省区市	捕集									输送	
		捕集工业类型	经营主体	捕集源	捕集技术	捕集规模 (万吨/年)	能耗 (GJ)	水耗 (吨/吨)	CO <sub>2</sub> 纯度 (%)	CO <sub>2</sub> 总产量 (万吨)	输送方式	输送距离 (km)
国家能源集团鄂尔多斯咸水层封存项目	内蒙古鄂尔多斯	煤制油	国家能源投资集团有限责任公司鄂尔多斯煤制油分公司		燃烧前 (物理吸附)	10	1.23	无	99.5	30.26	罐车	~13
延长石油陕北煤化工 5 万吨/年 CO <sub>2</sub> 捕集与示范	陕西西安	煤制气	陕西延长石油榆林煤炭化学公司气化厂		燃烧前 (物理吸收)	30	NA	NA	99.8	5	罐车	200
中国核工业集团有限公司通辽地浸采铀	内蒙古通辽	-	-	-	-	-	-	-	-	-	罐车	-
中石油吉林油田 CO <sub>2</sub> -EOR 研究与示范	吉林松原	天然气处理	吉林油田长岭天然气处理厂		燃烧前 (伴生气分离)	60	NA	NA	99.9	160	管道	20
华能高碑店电厂	北京	燃煤电厂	华能高碑店电厂		燃烧后 (化学吸收)	0.3	0.972	NA	> 99.9	NA	-	-
华能绿色煤电 IGCC 电厂捕集利用和封存	天津	燃煤电厂	天津市滨海新区 400 兆瓦煤气化联合循环发电示范机组		燃烧前 (化学吸收)	10	NA	NA	NA	NA	罐车	-
国电集团天津北塘热电厂	天津	燃煤电厂	天津北塘电厂		燃烧后 (化学吸附)	2	NA	NA	NA	NA	罐车	-
连云港清洁能源动力系统研究设施	江苏连云港	燃煤电厂	连云港清洁能源创新产业园	400 兆瓦级 IGCC 机组	燃烧前	3	NA	NA	NA	NA	管道	-
华能石洞口电厂	上海石洞口	燃煤电厂	华能上海石洞口第二电厂	600 MWe 超临界机组	燃烧后 (化学吸收)	12	0.738	NA	NA	NA	-	-
中石化胜利油田 CO <sub>2</sub> -EOR 项目	山东东营	燃煤电厂	胜利电厂		燃烧后 (化学吸收)	4	NA	NA	99.997	NA	罐车	-
中石化中原油田 CO <sub>2</sub> -EOR 项目	河南濮阳	化肥厂		化肥厂合成氨尾气	燃烧前 (化学吸收)	10	NA	NA	NA	500	罐车	NA
中电投重庆双槐电厂碳捕集示范项目	重庆	燃煤电厂	重庆合川双槐电厂	2 台 300 MW 机组	燃烧后 (化学吸附)	1	NA	NA	> 99.9	NA	-	-
中联煤驱煤层气项目 (柿庄)	山西沁水	外购气	-	-	-	-	-	-	-	-	罐车	NA
华中科技大学 35 MW 富氧燃烧示范	湖北武汉	燃煤电厂	湖北久大 (应城) 公司	热电二车间	富氧燃烧	10	15.48	40	95	NA	罐车	-
中联煤驱煤层气项目 (柳林)	山西柳林	-	-	-	-	-	-	-	-	-	罐车	NA
克拉玛依敦华石油-新疆油田 CO <sub>2</sub> -EOR 项目	新疆克拉玛依	甲醇厂	新疆敦华石油技术有限公司	中石油克拉玛依石化公司甲醇厂	燃烧前 (化学吸收)	10	2.5	45	99.96	NA	罐车	26

利用与封存								吨 CO <sub>2</sub> 成本 (元/吨)	投运年份	2021 年状态
处置单位/企业	处置地点	处置技术	CO <sub>2</sub> 年 利用/ 注入量 (万吨)	CO <sub>2</sub> 总 利用量 (万吨)	产品	产能 (万吨/ 年)	资源总 产量 (万吨)			
国家能源投资集团有限 责任公司煤制油分公司	鄂尔多斯盆地	咸水层封存	10	30.26	-	-	-	249	2011	于 2016 年停止注 入, 监测中
延长石油	陕西榆林靖边 油田	EOR	5	13	原油	NA	NA	120	2013	运行中
通辽铝业	钱家店铺矿床	地浸采铀	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
吉林油田	大情字井油田	EOR	25	200	原油	7.5	NA	166	2008	运行中
高碑店电厂	NA	NA	-	-	-	-	-	-	2008	撤资, 已停运
-	-	放空	-	-	-	-	-	-	2015 捕集装置完 成, 利用与封存工 程延迟	实验验证完毕, 停 止封存
-	市场销售	食品应用	-	-	-	-	-	-	2012	运行中
-	-	放空	-	-	-	-	-	-	2011	运行中
石洞口电厂	市场销售	工业利用与食品	-	-	-	-	-	-	2009	间歇式运行
胜利油田	东营市胜利油 田 G89 区块	EOR	4	-	原油	NA	NA	450	2010	运行中
中原油田	中原油田	EOR	10	74	原油	NA	NA	350	2015	运行中
-	自用	用于焊接保护、电 厂发电机氢冷置换等	-	-	-	-	-	NA	2010	运行中
中联煤	沁水盆地柿庄 区块	ECBM	0.1	NA	煤层气	NA	NA	NA	2004	运行中
-	市场销售	工业应用	-	-	-	-	-	780-900	2014	运行中
中联煤	鄂尔多斯盆地 柳林区块	ECBM	0.1	NA	煤层气	NA	NA	NA	2012	运行中
新疆油田	准噶尔盆地新 疆油田	EOR	5-10	123.9	原油	1.4-3.9	49.51	800	2015	运行中

项目名称	所在省区市	捕集									输送	
		捕集工业类型	经营主体	捕集源	捕集技术	捕集规模 (万吨/年)	能耗 (GJ)	水耗 (吨/吨)	CO <sub>2</sub> 纯度 (%)	CO <sub>2</sub> 总产量 (万吨)	输送方式	输送距离 (km)
长庆油田 CO <sub>2</sub> -EOR 项目	陕西西安	甲醇厂	宁夏德大气体开发科技有限公司	神宁煤化工甲醇厂	燃烧前	5	NA	NA	NA	NA	罐车	NA
大庆油田 CO <sub>2</sub> -EOR 示范项目	黑龙江大庆	天然气处理	大庆天然起分公司徐深九天然气净化厂	徐深气田	燃烧前 (伴生气分离)	NA	NA	NA	NA	NA	罐车 (外购气) + 管道 (徐深九天然气净化厂)	NA
海螺集团芜湖白山水泥厂 5 万吨级二氧化碳捕集与纯化示范项目	安徽芜湖	水泥厂	芜湖白山水泥厂		燃烧前 (化学吸收)	5	NA	NA	99.99	-	罐车	-
华润电力海丰碳捕集测试平台	广东省海丰县	燃煤电厂	中英 (广东) CCUS 中心	华润海丰电厂 1 号机组	燃烧后	2	3.24	20t/h	99.99	NA	无	-
中石化华东油气田 CCUS 全流程示范项目	江苏东台	化工厂	江苏华扬液碳有限责任公司泰兴二氧化碳厂	中石化南京化工公司	燃烧前	10	124 元/吨	8.6 元/吨	99	10	槽车槽船	100
中石化齐鲁石油化工 CCS 项目	山东淄博	化工厂	中国石油化工集团有限公司		燃烧前	35					管道	
新疆准东 CO <sub>2</sub> -EWR 野外先导性试验	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州	-			燃烧后捕集	-					罐车	
国家能源集团国华锦界电厂 15 万吨/年燃烧后 CO <sub>2</sub> 捕集与封存全流程示范项目	陕西榆林	燃煤电厂	国家能源投资集团有限责任公司		燃烧后	15						
华能天然气发电烟气燃烧后捕集实验装置	北京	燃气电厂	中国华能集团有限公司		燃烧后	0.1						
华能长春热电厂燃烧后捕集项目	吉林长春	燃煤电厂	中国华能集团有限公司		燃烧后	0.1						
北京琉璃河水泥窑尾烟气碳捕捉及应用项目	北京琉璃河	水泥厂	北京市琉璃河水泥有限公司		燃烧前	0.1						
丽水 36-1 气田 CO <sub>2</sub> 分离、液化及制取干冰项目	浙江温州	天然气开采	中国海洋石油集团有限公司		燃烧前捕集	5					海运 / 罐车	
300Nm <sup>3</sup> /h 烟气 CO <sub>2</sub> 化学吸收中试平台	浙江杭州	燃油锅炉			燃烧后捕集	0.05						
齐鲁石化 - 胜利油田 CCUS 项目	淄博市	化工厂	胜利油田	化肥厂尾气	低温甲醇洗	100	/	/	99	100	槽车	80

利用与封存								吨 CO <sub>2</sub> 成本 (元/吨)	投运年份	2021 年状态
处置单位/企业	处置地点	处置技术	CO <sub>2</sub> 年 利用/ 注入量 (万吨)	CO <sub>2</sub> 总 利用量 (万吨)	产品	产能 (万吨/ 年)	资源总 产量 (万吨)			
长庆油田	陕西省定边县 长庆油田姬塬 油区	EOR	5	37.6	原油	NA	NA	NA	2017	运行中
大庆油田	长垣外围树 101 区块, 海 拉尔油田贝 14 区块	EOR	20	NA	原油	NA	NA	NA	2003	运行中
-	市场销售	-	-	-	-	-	-	NA	2018	运行中
华润 (海丰) 电厂	NA	-	-	-	-	-	-	500	2019	运行中
中石化华东分公司	华东油气田真 武、花庄、帅 垓、草舍和海 安区块	EOR	10	40	原油		13		2005	运行中
		EOR							2017	运行中
		实验							2018	实验
		咸水层封存							2020	建设中
									2012	已停运
									2014	间歇运行
		工业利用							2017	运行中
		商品							2019	间歇运行
		实验							2017	间歇运行
胜利油田	东营、淄博	驱油封存	100	100	原油	30	/	/	2022	正式启动建设

