

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

刘牧心¹, 梁 希^{2,3}, 林千果⁴

(1. 华南理工大学广州学院经济学院, 广东 广州 510800; 2. 中英(广东)CCUS中心, 广东 广州 510440;
3. 英国爱丁堡大学商学院, 英国 爱丁堡 EH89JS; 4. 上海交通大学中英国际低碳学院, 上海 201306)

[摘要] 在后疫情时代全球经济复苏的关键时期, 中国提出了努力到 2060 年实现碳中和的明确气候目标。碳捕集、利用与封存(CCUS)被认为是未来实现碳中和愿景的关键技术, 为 CCUS 项目建立合理的商业模式是未来推动 CCUS 项目在中国进行大规模部署的必要环节。通过对中国现有 CCUS 示范项目和国际大型一体化 CCUS 项目的分析发现, CCUS 项目未来的商业模式必须包括政府指导、配套激励政策支持、碳交易市场支持、企业联合投资或成立合资公司分担风险, 以及结合具有高附加值的二氧化碳利用技术。以广东省某超超临界燃煤电厂为例, 利用净现值法和@risk 软件对百万吨级的碳捕集结合二氧化碳提高采收率项目进行经济效益和风险评估, 结果显示, 在当前油价和碳价均属于较低水平的情况下, 缺乏完善商业模式的高附加值项目仍有可能实现盈利。随着全国碳市场的完善带来的碳价增长, 全球经济实现复苏导致的油价上升, 均有望对 CCUS 项目的经济效益产生积极影响, 未来十年将成为 CCUS 发展的关键时间节点。

[关键词] 碳中和; CCUS; 商业模式; 净现值法; 经济效益; 风险评估

[中图分类号] F275.5 **[文献标识码]** A **[DOI 编号]** 10.19666/j.rlfid.202101009

[引用本文格式] 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]. 热力发电, 2021, 50(9): 18-26. LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo. Economic analysis and risk assessment for carbon capture, utilization and storage project under the background of carbon neutrality in China [J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(9): 18-26.

Economic analysis and risk assessment for carbon capture, utilization and storage project under the background of carbon neutrality in China

LIU Muxin¹, LIANG Xi^{2,3}, LIN Qianguo⁴

(1. School of Economics, Guangzhou College of South China University of Technology, Guangzhou 510800, China;
2. UK-China (Guangdong) CCUS Centre, Guangzhou 510440, China; 3. Business School, University of Edinburgh, Edinburgh EH89JS, UK;
4. China-UK Low Carbon College, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 201306, China)

Abstract: During the post-epidemic era, global economic recovery has become the main topic for every country. China has put forward a clear climate goal of striving to achieve carbon neutrality by 2060. Carbon capture, utilization and storage (CCUS) is widely considered as an essential technology to achieve the climate target of carbon neutrality. Establishing a reasonable business model for CCUS project is a necessary step to promote the large-scale deployment of CCUS in China. By reviewing the business model of international large-scale integrated CCUS projects and national CCUS demonstration projects, it is clear that the business model of CCUS must include the government guidance with a complete set of incentive policy scheme, the support from a developed carbon market, a number of enterprises jointly invest or set up joint venture to reduce the risks, and combined with high added value carbon dioxide utilization technologies. The authors also simulated a million-ton CCUS project in an ultra-supercritical coal-fired plant in Guangdong province as a case study. They use NPV method and @risk software to evaluate the economic benefit and assess the risks. The results show that, at the current low oil and carbon prices,

收稿日期: 2021-01-20

基金项目: 国家生态环境部应对气候变化司应对气候变化专项“CCUS 标准化体系建设研究”(20190238)

Supported by: CCUS Standardization System Construction Research, Department of Climate Change, Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China (20190238)

第一作者简介: 刘牧心(1991), 男, 硕士, 助教, 主要研究方向为 CCUS 商业模式和碳金融, muxin.liu@foxmail.com.

©1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>

the high value-added project could still be profitable. With the increase in carbon price caused by the improvement of national emission trading system and the rise in oil price caused by global economic recovery, it is expected to have a positive impact on the economic benefits of CCUS projects. The next ten years will become the key time node of CCUS development.

Key words: carbon neutral, CCUS, business model, net present value method, economic benefits, risk assessment

2020年9月22日,中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会上首次明确了中国将努力争取到2060年实现碳中和的气候目标。煤基工业行业开展二氧化碳(CO₂)减排是未来推动实现碳中和的重要领域,而碳捕集、利用与封存技术(CCUS)是目前公认的唯一能够在该领域实现大规模减排的技术手段。中国早在2000年就开始了CCUS技术的探索,然而目前所有已建成CCUS项目均仍处于试点示范阶段,缺少合理的商业模式是阻碍其大规模商业化的主要原因之一。过去许多学者针对CCUS项目的商业模式展开了研究,但关注重点都是CCUS技术的成本和利润的估算,如Rubin等人^[1]研究分析了在燃煤电厂采用不同碳捕集技术时的成本;Simon等人^[2]评估了不同CO₂运输方式的成本;魏世杰等^[3]利用学习曲线模型比较了CCUS和可再生能源的平准化度电成本分析CCUS项目的竞争力;钟林发等^[4]建立了基于煤化工厂的CCUS项目整体经济性评价模型;王立健等^[5]通过建立成本分析模型和技术经济评价模型评估燃煤电厂开展碳捕集对发电成本影响。随着研究的深入,逐渐有学者意识到CCUS项目和普通商业项目的区别,尤其是其重要的减排意义是无法直接用传统投资评估方法进行衡量的,部分学者开始研究如何利用多种政策工具或金融工具衡量减排意义并支持CCUS项目的发展。林泽夫等^[6]推算了碳税政策对CCUS项目投资决策的影响;王许等^[7]通过对CCUS融资机制进行梳理,提过未来CCUS融资的政策建议;张九天等^[8]提出了CCUS项目商业模式的考虑范围应当扩大到CCUS的集群效应和与其他能源行业的衔接。碳中和目标的提出,促进了碳排放外部成本实现内部化,极大地提高了CCUS技术的应用前景,因此应结合国外发展经验和中国CCUS项目发展现状,对CCUS商业模式开展进一步的研究。尤其是应当跳出传统商业项目的局限,对传统商业模式的概念进行一定的延伸,除了考虑成本、利润、政策支持、金融支持外,还应当关注CCUS项目潜在的社会效益、环境效益和与其他市场或行业的相互作用,探索实现其大规模部署的正确道路。

1 CCUS 的意义和发展现状

政府间气候变化专门委员会(IPCC)第5次评估报告认为^[9],假如不使用CCUS技术,几乎没有任何气候模式能够实现深度碳减排目标,且减排成本增加幅度预估将高达138%。国家应对气候变化战略及国际合作中心和清华大学的研究显示^[10],中国在深度减排情景下,在2050年累计需要捕集270亿t CO₂,目前中国CCUS项目年捕集总量约170万t,未来急需扩大CCUS项目部署。

作为一项新兴的减排技术,在发展初期必然离不开政府的支持与指导。早在2006年发布的《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020年)》中,中国就已将CCUS列为中长期技术发展规划的前沿技术,并得到国家科研资金的大力支持。根据公开资料整理,截至2020年10月,国家层面就发布了31项明确推动CCUS项目发展的规划和方针,同时带动了地方层面(省级、自治区和直辖市)也发布了41项相关政策和方针(表1)。

表1 中国明确推动CCUS项目发展的规划与方针统计
(截至2020年6月)

Tab.1 The released plans and policies for promoting CCUS project development in China (up to June 2020)

| 国家层面 ^① | | 地方层面 ^② | | | |
|-------------------|--------|-------------------|--------|------|--------|
| 发布机构 | 政策数量/项 | 地方政府 | 政策数量/项 | 地方政府 | 政策数量/项 |
| 国务院 | 8 | 广东 | 5 | 河南 | 3 |
| 国家发改委 | 7 | 陕西 | 1 | 江西 | 2 |
| 科技部 | 7 | 安徽 | 1 | 宁夏 | 1 |
| 国家能源局 | 2 | 四川 | 2 | 广西 | 1 |
| 生态环境部 | 3 | 辽宁 | 3 | 福建 | 1 |
| 自然资源部 | 1 | 浙江 | 2 | 江苏 | 2 |
| 财政部 | 1 | 湖南 | 1 | 北京 | 1 |
| 工信部 | 1 | 上海 | 2 | 贵州 | 2 |
| 住建部 | 1 | 黑龙江 | 2 | 重庆 | 2 |
| | | 湖北 | 1 | 甘肃 | 1 |
| | | 山东 | 1 | 河北 | 2 |
| | | 内蒙古 | 1 | 吉林 | 1 |
| 总计: 31项 | | 总计: 41项 | | | |

注:①部分政策由多个部委联合发布,在表格中仅以牵头单位计算1次,参与联合发布的还有外交部、财政部、科技部等;②特指省级政府职能部门或自治区、直辖市的政府职能部门。

中国CCUS项目信息汇总见表2。中国目前已建成且在运行的CCUS项目达21个,年封存量约

170万 t。目前除中石油吉林油田-长岭天然气厂项目外,其他项目的设计捕集规模都小于40万 t/a,且大部分小于10万 t/a。所有项目都仍属于试点阶段,距离商业化仍有一定距离。

所有项目的主要资金来源均为企业自有资金投资,除个别项目争取到了地方政府的政策或资金支持或国内外研发赠款外,所有项目都没有撬动金融机构参与CCUS项目。

同时,项目利用CO₂产生经济回报的手段单一:

1) 除8个油气行业投资建设的项目将CO₂用于气

驱强化采油(CO₂-EOR),其他项目均无法利用CO₂产生较高收益;2)有4个项目选择将CO₂进行咸水层封存的示范,没有产生任何收益;3)有7个项目选择直接将捕集到的CO₂拿到市场进行销售,但由于CO₂销售价格较低、销售价格波动较大、市场规模较小等原因,该方式无法为CCUS项目提供较高的稳定收益,也无法成为未来大规模利用CO₂的方式;4)有2个项目将捕集到的CO₂提供给企业集团下属的其他产业加以利用,收益不定。

表2 中国CCUS项目信息汇总^①
Tab.2 The CCUS projects in China

| 序号 | 项目名称 | 运行年份 | 设计捕集能力/(万 t·a ⁻¹) | 位置 | CO ₂ 来源 | 收益 | 资金来源 |
|----|--------------------|------|-------------------------------|---------|--------------------|----------------------|--------|
| 1 | 华能北京高碑店电厂项目 | 2007 | 0.3 | 北京 | 热电厂 | 销售 | 中国华能集团 |
| 2 | 华能石洞口项目 | 2009 | 12 | 上海 | 燃煤电厂 | 销售 | 中国华能集团 |
| 3 | 神华鄂尔多斯 CTL 项目 | 2010 | 10 | 内蒙古鄂尔多斯 | 煤制油 | 咸水层封存 | 国家能源集团 |
| 4 | 中电投重庆双槐电厂项目 | 2010 | 1 | 重庆 | 燃煤电厂 | 自用 | 中电投 |
| 5 | 胜利油田项目 | 2010 | 10 | 山东东营 | 燃煤电厂 | CO ₂ -EOR | 中石化 |
| 6 | 连云港清洁煤能源动力系统研究设施 | 2012 | 3 | 连云港 | 燃煤电厂 | 咸水层封存 | 中国华能集团 |
| 7 | 天津北塘电厂项目 | 2012 | 10 | 天津 | 燃煤电厂 | 销售 | 国家能源集团 |
| 8 | 大唐集团北京高井热电厂项目 | 2012 | 0.2 | 北京 | 热电厂 | 销售 | 大唐集团 |
| 9 | 延长石油陕北煤化工项目 | 2014 | 5 | 陕西延长 | 炼化厂 | CO ₂ -EOR | 延长石油 |
| 10 | 华中科技大学 35 兆瓦富氧燃烧项目 | 2014 | 10 | 湖北应城 | 燃煤电厂 | 自用 | 华中科技大学 |
| 11 | 新疆敦煌石油-克拉玛依甲醇厂项目 | 2015 | 6 | 新疆克拉玛依 | 甲醇厂 | CO ₂ -EOR | 敦煌石油 |
| 12 | 中石化中原油田项目 | 2015 | 10 | 河南濮阳 | 炼化厂 | CO ₂ -EOR | 中石化 |
| 13 | 大庆油田-徐深九天然气厂项目 | 2015 | 20 | 黑龙江大庆 | 天然气厂 | CO ₂ -EOR | 中石油 |
| 14 | 华能天津 IGCC 项目 | 2016 | 10 | 天津 | 燃煤电厂 | 咸水层封存 | 中国华能集团 |
| 15 | 中石化齐鲁化工项目 | 2017 | 40 | 山东淄博 | 化肥厂 | CO ₂ -EOR | 中石化 |
| 16 | 神华锦界项目 | 2018 | 15 | 陕西榆林 | 燃煤电厂 | 咸水层封存 | 国家能源集团 |
| 17 | 中石油吉林油田-长岭天然气厂项目 | 2018 | 60 | 吉林 | 天然气厂 | CO ₂ -EOR | 中石油 |
| 18 | 台湾水泥项目 | 2018 | 0.5 | 台湾 | 水泥厂 | 销售 | 台湾水泥 |
| 19 | 海螺集团-白马山水泥厂项目 | 2018 | 5 | 安徽白马山 | 水泥厂 | 销售 | 海螺集团 |
| 20 | 华润海丰碳捕集测试平台 | 2019 | 2 | 广东汕尾 | 燃煤电厂 | 销售 | 华润电力 |
| 21 | 华东油田-江苏华扬液碳项目 | 2020 | 10 | 江苏南京 | 二氧化碳液化厂 | CO ₂ -EOR | 中石化 |

注:①项目信息以文献[11]为基础,通过整理各项目的公开发表资料获得。

2 CCUS 的商业模式

2.1 CCUS 商业模式的特点

传统的商业模式最基本的意义可以概括为一种能为企业带来利润的模式,即企业为了盈利,通过确定目标市场、明确价值链、优化成本和收入结构,为客户提供价值的过程。

现代社会的发展对企业商业模式提出了更高的要求,企业需要通过不断优化核心资源配置、提高自身核心竞争力、准确把握市场动态、制定合理的竞争策略等方式进行商业模式的动态调整才能实现可持续发展。然而,商业模式的概念虽然不断

丰富,但本质上仍是企业追求利润的逻辑支撑。

CCUS项目最大的价值就在于其无可替代的减排能力。由于目前我国没有明确的碳税政策,全国碳市场也处于起步阶段,无法从经济上合理衡量该部分减排能力,也导致了CCUS项目难以迎合商业模式概念的本质,许多企业和潜在的投资者对其望而却步。然而,上述问题并不是CCUS项目所特有,可再生能源项目在发展初期同样遇到了这些问题。在政府不断增强的政策支持下,中国可再生能源在能源消费中的比例逐年上升,逐渐克服了上述困难并呈现了良好的发展态势。

CCUS项目大规模部署的重要价值就是潜在的

社会效益。CCUS 项目涉及产业链广，对各产业的发展也具有带动作用，如开采业、能源基础设施制造业、金属制造业、其他服务业、机械工业、交通运输业等部门，项目投资可以通过直接和间接方式创造就业岗位，对缓解就业压力发挥着重要作用。

2.2 CCUS 商业模式的探讨

全球来看，大型一体化 CCUS 项目（捕集规模超过 50 万 t/a）总计 19 个（表 3），仅包括中石油吉林油田-长岭天然气厂 1 个中国项目。

表 3 全球大型一体化 CCUS 项目^[12]
Tab.3 The global large-scale CCUS projects^[12]

| 序号 | 项目名称 | 运行年份 | 捕集能力/ (百万 t·a ⁻¹) | 国家 | CO ₂ 来源 | 收益 | 所有权 | 投资方式 |
|----|---|------|----------------------------------|----------|--------------------|--|--|------------------|
| 1 | Gorgon Carbon Dioxide Injection Project | 2019 | 3.4~4.0 | 澳大利亚 | 天然气厂 | CO ₂ 排放额度奖励；免于或减少购买抵消减排配额 | 雪佛龙、壳牌、埃克森美孚、大阪煤气、大阪电力 | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 2 | 中石油吉林油田-长岭天然气厂项目 | 2018 | 0.6 | 中国 | 天然气厂 | CO ₂ -EOR | 中国石油 | 企业自筹 |
| 3 | Illinois Industrial CCS Project (IL-ICCS) | 2017 | 1.0 | 美国 | 乙醇厂 | 美国 45Q 税收奖励政策 ^① | 美国能源部及相关企业合作伙伴联盟 | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 4 | Petra Nova Carbon Capture | 2016 | 1.4 | 美国 | 燃煤电厂 | 美国 45Q 税收奖励政策；CO ₂ -EOR | 美国 NRG 能源公司和日本 JX 能源公司的合资公司 | 政府+合作伙伴共同出资+银行贷款 |
| 5 | ABU DHABI CCA (Phase 1 Emirates Steel Industries) | 2016 | 0.8 | 阿拉伯联合酋长国 | 钢铁厂 | CO ₂ -EOR | Al Reyadah 公司（母公司阿布扎比国家石油公司，该公司为合资公司） | 股权投资 |
| 6 | Quest | 2015 | 1.08 | 加拿大 | 制氢 | 阿尔伯特碳市场配额支持 ^② ；CO ₂ -EOR | 壳牌，雪佛龙加拿大，马拉松石油公司 | 政府出资+私人股本 |
| 7 | Uthmaniyah CO ₂ -EOR Demonstration | 2015 | 0.8 | 沙特阿拉伯 | 天然气厂 | CO ₂ -EOR | 沙特阿拉伯国家石油公司 | 企业自筹 |
| 8 | Boundary Dam CCS | 2014 | 1 | 加拿大 | 燃煤电厂 | CO ₂ -EOR | SaskPower 公司 | 政府出资+企业自筹 |
| 9 | Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS | 2013 | 3.0 | 巴西 | 天然气厂 | CO ₂ -EOR | 巴西国家石油公司 | 政府出资+企业自筹 |
| 10 | Coffeyville Gasification Plant | 2013 | 1.0 | 美国 | 化肥厂 | 美国 45Q 税收奖励政策；CO ₂ -EOR | 合资公司（Coffeyville Resources Nitrogen Fertilizers, LLC, Chapparral Energy and Blue Source） | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 11 | Air Products Steam Methane Reformer | 2013 | 1.0 | 美国 | 炼油厂 | 美国 45Q 税收奖励政策；CO ₂ -EOR | Air Products, Covestro 空气产品公司，科思创 | 政府+企业自筹 |
| 12 | Lost Cabin Gas Plant | 2013 | 0.9 | 美国 | 天然气厂 | 美国 45Q 税收奖励政策；CO ₂ -EOR | 美国康菲国际石油有限公司 | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 13 | Century Plant | 2010 | 8.4 | 美国 | 天然气厂 | 美国 45Q 税收奖励政策；CO ₂ -EOR | 西方石油公司 | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 14 | Snøhvit CO ₂ Storage | 2008 | 0.7 | 挪威 | 天然气厂 | 碳税减免 | 挪威国家石油牵头，多家油气企业联合 | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 15 | Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale | 2000 | 3.0 | 美国 | 天然气厂 | 美国 45Q 税收奖励政策；CO ₂ -EOR | 美国达科他气化工公司牵头，加拿大 EnCana 石油公司联合 | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 16 | Sleipner CO ₂ Storage | 1996 | 1.0 | 挪威 | 天然气厂 | 作为石油许可证的一部分；碳税减免 | 挪威国家石油公司，埃克森美孚，Lotos，道达尔 | 政府+合作伙伴共同出资 |
| 17 | Shute Creek Gas Processing Plant | 1986 | 7.0 | 美国 | 天然气厂 | CO ₂ -EOR | 埃克森美孚主导，多家企业联合 | 企业自筹 |
| 18 | Enid Fertiliser | 2003 | 0.68 | 美国 | 化肥厂 | CO ₂ -EOR | Koch 氮气公司和 Chapparral 能源公司联合 | 企业自筹 |
| 19 | Terrell Natural Gas Processing Plant (formerly Val Verde) | 1972 | 1.3 | 美国 | 天然气厂 | CO ₂ -EOR | Sandridge 能源公司和 Occidental 公司主导，多家企业联合 | 企业自筹 |

注：①分别给予开展 CO₂ 提高采收率和纯地质封存的项目每 t CO₂ 税收减免奖励 35、50 美元；②每减排 1 t CO₂，给予 2 t 减排配额的奖励；以上项目信息基于文献[12]，通过整理各项目的公开发表资料获得。

从商业模式的角度分析，国外项目与中国的试点项目相比，除 3 个建成较早的项目依靠能源企业自身投资外，这些大型一体化项目的成功运行还包

括以下特点：1) 多家企业联合投资或成立合资公司，有利于增加投资规模，分摊风险；2) CO₂-EOR 技术利用更为普遍，19 个项目中有 16 个项目都开

展了 CO₂-EOR, 该技术被认为是目前可以为 CCUS 项目提供经济回报的最好 CO₂ 利用方式; 3) 激励政策多样, 有 7 个美国的项目通过 45Q 政策提供税收奖励, 有 4 个项目通过碳市场/碳税提供配额/碳税减免的奖励; 4) 有 16 个项目的 CO₂ 来源为高浓度碳排放源(天然气厂、炼化厂等), 该类排放源初始烟气中的 CO₂ 浓度较高, 捕集成本较低, 仅有 3 个项目 CO₂ 来源为燃煤电厂和钢铁厂的低浓度排放源; 5) 有 13 个大型 CCUS 项目在落地的进程中都得到了政府的资金支持。

从表 3 可以看出, 国外 CCUS 项目的投资方式呈现了由企业自筹到政府资助、企业联合投资或成立合资公司投资的趋势, 并有个别项目开始尝试采取更多的金融方式进行融资, 如银行贷款。投资方式的演变体现了 CCUS 项目组织架构调整带来的风险降低, 有利于吸引更多投资者进入。与此同时, CO₂-EOR 技术的愈发成熟和政府配套的激励政策对 CCUS 项目提供了效益保障, 也增强了投资者的信心。综合来看, 国外 CCUS 项目的发展已经初步建立了合理的商业模式, 虽然尚不能完全脱离政府的干预和支持, 但已经可以为未来 CCUS 项目的商业模式建立提供指导方向。

对中国而言, 碳中和目标的提出对煤基行业的低碳能源转型提出了更高的要求, 也为 CCUS 的发展开拓了更广阔的空间。为实现 2060 年碳中和的目标, 应借鉴国外 CCUS 项目的建设经验, 以“技术创新带动商业模式发展”的形式逐步有序地开展 CCUS 项目部署。

首先, 应大力发展新型碳捕集技术, 积极推动 CCUS 项目成本下降。在 CCUS 产业链中, 碳捕集环节的成本约占总成本的 70% 以上, 而在不同行业开展碳捕集项目的成本因技术流程、捕集技术成熟度、初始烟气中 CO₂ 浓度等参数的不同而有所差异。短期内应聚焦天然气加工厂、乙醇厂、炼化厂等高浓度排放源, 但由于该类排放源碳排放总量较小, 中长期来看还是应当积极促进燃煤电厂、钢铁厂、水泥厂的碳捕集成本下降。

其次, 应积极发展 CO₂ 利用技术。目前较为成熟的利用技术是 CO₂-EOR。据研究, 中国已开展的 CO₂-EOR 项目平均可以提高 10%~20% 的采收率, 且中国的封存潜力巨大, 未来大规模开展 CO₂-EOR 技术可在实现较大收益的前提下实现 CO₂ 永久封存, 同时还需积极探索并发展 CO₂ 封存监测技术, 为 CO₂ 长期封存提供可靠的保障。

最后, 在技术创新带来的低成本、低风险和高回报的基础上, 鼓励产学研金合作, 带动更多企业和人才参与 CCUS 项目, 推动 CCUS 市场的形成, 逐步完善 CCUS 项目的商业模式。

对企业而言, 虽然目前多家大型能源企业已经自筹资金开展了对 CCUS 项目的探索, 但更多的企业对 CCUS 仍持观望态度, 主要认为 CCUS 项目高成本、高风险和收益不稳定的特点无法保障企业的根本利益。因此, 本文将以广东省沿海某市的某超超临界燃煤电厂为例, 探究当前经济环境下开展百万吨级 CCUS 项目可行性。燃煤电厂属于低浓度排放源, 捕集难度大, 成本相对较高, 该案例具有代表性, 可以为相关企业开展 CCUS 项目提供参考。

3 CCUS 项目经济效益分析——以广东某燃煤电厂为例

为了助力实现碳中和目标, 加快 CCUS 项目建设, 针对目前国内 CCUS 项目商业模式发展现状, 即在项目投资单一、缺少碳税政策和碳价支撑的情况下, 能源企业是否可以展开大规模 CCUS 项目研究, 以广东省沿海某市的某超超临界燃煤电厂为例, 利用传统项目评估方法——净现值法探究 CCUS 项目建设的可行性, 揭示影响其发展的主要因素。

广东省 2019 年生产总值达 10.76 万亿, 是中国首个 10 万亿大省, 占全国经济总量的 10.8%。与此同时, 广东省也是碳排放大省, 年均排放量占全国总排放量的 10% 以上。广东省具有良好的工业产业基础, 同时形成了以大亚湾为代表的工业产业集群, 具有良好的开展碳捕集项目的条件; 同时, 广东省毗邻珠江口盆地, 拥有极大的 CO₂ 驱油和封存潜力。

该电厂有 2 台 1 000 MW 燃煤机组, 年碳排放量约为 300 万~400 万 t。拟在该电厂开展年捕集量为 100 万 t 的碳捕集项目。根据前期研究^[13], 在距该电厂 200 km 处的珠江口盆地有一海上注水开发后期的油田, 该油田目前已无法通过常规注水开发方式进行石油开采, 但具有良好 CO₂-EOR 潜力, 所有油井所在的油气平台及相关管道具有改造再利用潜力。该油田井网布局为一口注入井向四口生产井, 其中采出井 20 口, 注入井 5 口。根据公开资料显示, 目标油田总地质储量超过 6 000 万 t, 截至 2010 年, 采出比约为 0.38, CO₂ 封存能力超过 2 280 万 t, 符合项目封存需求。联合上述燃煤电厂的碳捕集项目与该油田的 CO₂-EOR 项目, 开展 CCUS 一体化项目的经济效

益分析,为未来大规模部署 CCUS 示范项目提供借鉴。

3.1 成本分析

可将该项目分为 2 部分:一是燃煤电厂的碳捕集项目,另一个是油气田的 CO₂-EOR 项目。碳捕集项目不产生任何收益,因此可将捕集成本放入 CO₂-EOR 项目的运行成本中进行考虑。根据文献[11]的研究结果,目前中国燃煤电厂 CO₂ 捕集成本约为 300~450 元/t,短期内开展碳捕集项目的成本应仍处于高位,因此选择 450 元/t 作为该项目的捕集成本。

将该项目的成本分为 2 部分:一是 CO₂-EOR 项目的资本成本,包括现有油气注入和采出设备新建/改造成本、运输管道建设成本;二是运行成本,包括 CO₂ 捕集成本、CO₂-EOR 年运行成本、监测成本及油气生产和销售的纳税。项目收入也可分为 2 部分:一是原油销售,二是 CO₂ 减排作为国家核证自愿减排量 (CCER) 在碳市场中的交易。

需要说明的是,本案例将捕集到的 CO₂ 视为 CO₂-EOR 项目的外购资源,因此在资本成本中不单独列出碳捕集项目的资本成本。CO₂ 捕集项目的资本成本和运行成本换算成单位 CO₂ 的捕集成本,均摊到 CO₂-EOR 运行成本中的捕集成本。该计算方式也符合未来高排放企业和油气企业共同开发 CCUS 项目的模式,即相当于油气企业向碳捕集企业购买 CO₂。

3.2 参数设定

3.2.1 项目参数

项目设计运行年限 25 年,建设期 1 年,前期可行性研究成本为 1 000 万元,石油销售价格根据 2020 年前三季度的国际油价均价定为 49.59 美元/桶 (324.81 元/桶),碳价格根据 2020 年上半年广东省碳市场交易均价定为 21.7 元/t (前三季度成交量 389.64 万 t,成交额 8 455.40 万元)。

3.2.2 原油产量

Algharib 等人^[14]认为在美国进行 CO₂-EOR 项目时,每注入 0.3 t CO₂ 可驱替 1 桶原油;文献[4]针对陕西延长油田的 CO₂-EOR 项目进行研究,认为每注入 0.58 t CO₂ 可驱替 1 桶原油。考虑到 CO₂-EOR 技术在美国的成熟度要高于中国,因此本研究采用 0.58 t CO₂/桶的驱油比。则总的年原油产量约为 172.41 万桶,项目现有可利用生产井 16 口,单井年产量 8.62 万桶。

3.2.3 设备改造成本

美国能源部的研究^[15]认为 CO₂-EOR 项目的单井改造成本约为 1 200 万美元,延长石油 CO₂-EOR 项目成果显示陆上的单井改造成本约为 500 万元。美国和中国单井改造成本的差异较大,主要原因是中国具有较低的人力成本和设备制造成本。考虑本项目为离岸封存设备改造,难度比陆上封存项目更高,因此采用 1 500 万元为单井改造费用。目标油田共有 25 口油井需要改造,共计花费 37 500 万元。

3.2.4 管道建设成本

根据 Serpa 等人的研究^[16],100 万 t 年捕集规模的 CCUS 项目的管道运输建设成本约为每 t CO₂ 0.28 元/km,因此总建设成本约为 5 600 万元。

3.2.5 监测成本

目前对于监测成本的计算未有定论, Benson 等人^[17]认为陆上 CO₂-EOR 项目的监测成本约 0.1 美元/t (以 CO₂ 计,下同);而 Vidas 等人^[18]认为监测成本不确定性太高,在未进行大规模 CCUS 项目部署时,监测成本约为 4.06 美元/t。综合考虑海上 CO₂-EOR 项目的监测难度和中国人力成本的优势,本研究采用 0.8 美元/t (5.24 元/t) 作为监测成本的计算参数,总监测成本约为 524 万元。

3.2.6 运行成本

根据 Kemp 的研究^[19],CO₂-EOR 项目的运行成本为

$$\begin{aligned} C_{\text{operating}} &= 0.1 \times C_{\text{CAPEX}} \\ &= 0.1 \times (C_{\text{site}} + C_{\text{retrofit}} + C_{\text{pipeline}}) \\ &= 0.1 \times (1\ 000 + 37\ 500 + 5\ 600) \text{万元} \\ &= 4\ 410 \text{万元} \end{aligned} \quad (1)$$

式中: $C_{\text{operating}}$ 为运行成本; C_{CAPEX} 为资本成本; C_{site} 为可行性研究成本; C_{retrofit} 为油气设备改造成本; C_{pipeline} 为运输管道建设成本。

3.2.7 税率

从事石油生产应缴纳资源税、石油特别收益金以及增值税。资源税税率为 6%;中国石油特别收益金起征点已调整为 65 美元/桶 (425.75 元/桶),按照目前油价并不适用,但未来油价趋势仍有不确定性;增值税税率为 17%。为简化计算,将该项目的税率折合为 25%。

3.2.8 实际减排量

注入地层中的 CO₂ 并不能全部永久封存于地层中。根据 NETL 研究^[20],注入的 CO₂ 约 21% 会随石

油开采重新返回地面。由于这部分 CO₂ 浓度低, 不符合直接再次注入要求, 因此不采用回收装置进行回收, 实际总封存量为注入总量的 79%。

同时, 由于项目新建了碳捕集、压缩、运输、注入等技术环节相关的设备, 产生了额外的能耗(如电、热), 这部分能耗所产生的 CO₂ 排放应从总减排量中予以扣除。根据 Liang 等人^[21]的研究, 额外能耗产生的 CO₂ 排放约为总捕集量的 20%。因

此, 实际年减排量应为

$$C_{\text{stored}} - C_{\text{penalty}} = 100 \times 0.79 \times 0.8 \text{ 万 t} = 63.2 \text{ 万 t} \quad (2)$$

式中: C_{stored} 为实际封存量; C_{penalty} 为新建设备能耗产生的额外 CO₂ 排放。

结合目前广东省碳交易市场的碳价 21.7 元/t, 该项目 CO₂ 减排收益约为 1 371.44 万元/a。

根据上述参数, 建立 CCUS 项目经济评估模型, 见表 4。

表 4 广东某燃煤电厂开展 CCUS 项目经济收益分析
Tab.4 Economic analysis of CCUS project in a coal-fired power plant in Guangdong

| 项目 | 参数 | 数值 | 备注 |
|-----------------------------|--|--------------------|--|
| 项目基本信息 | 运行年限/a | 25 | 建设期 1 年 |
| | 油价/(美元·桶 ⁻¹) | 49.59 (324.81 元/桶) | 美元汇率采用 1:6.55 |
| | 碳价/(元·t ⁻¹) | 21.7 | 按照 2019 年广东碳市场前三季度均价 |
| | 原油年产量/万桶 | 172.41 | 采油比 0.58 t CO ₂ /桶 |
| | 贴现率/% | 12 | 目前来看 CCUS 项目投资较大, 收益不确定性较高, 按照高风险项目贴现率计算 |
| | 管道运输距离/km | 200 | |
| 资本成本 | 可行性研究成本/万元 | 1 000 | |
| | 油气设备改造成本/万元 | 37 500 | |
| | 运输管道建设成本/万元 | 5 600 | 0.28 元/(km·t) |
| 总资本成本/万元 | 44 100 | | |
| 运行成本 | 监测/(万元·a ⁻¹) | 520 | 0.8 美元/t |
| | 运行成本/(万元·a ⁻¹) | 4 410 | |
| | CO ₂ 捕集成本/(万元·a ⁻¹) | 45 000 | 450 元/t |
| 年运行成本/(万元·a ⁻¹) | 49 934 | | |
| 收益 | 原油销售/(万元·a ⁻¹) | 56 585.15 | |
| | CO ₂ 减排价值/(万元·a ⁻¹) | 1 371.44 | |
| 年收益/(万元·a ⁻¹) | 57 956.59 | | |
| 年净现金流/万元 | 8 022.59 | | |
| 缴税/万元 | 205.65 | | 税率 25% |
| 税后年净现金流/万元 | 6 016.94 | | |
| 内部收益率 (IRR)/% | 13.01 | | |
| 净现值 (NPV) /万元 | 3 091.72 | | |

3.3 敏感性分析

该项目总投资 44 100 万元, 年运行成本 49 934 万元, 年收益 57 956.59 万元, 项目经过 1 年建设期后持续运营 25 年, 最终内部收益率 (IRR) 为 13.01%, 净现值 (NPV) 为 3 091.72 万元, 可以实现盈利。在该项目中, CO₂ 捕集成本占总运行成本的 90.11%, 但捕集成本的降低需要更多 CCUS 示范项目的不断落地以促进技术革新和成本下降, 具有极强的不可预见性, 因此不对此参数进行敏感性分析。收益的主要来源是原油销售和 CO₂ 减排价值, 因此可以针对这 2 个参数进行敏感性分析。考虑 CCUS 项目的整体发展仍处于示范期, 整体风险较高, 本研究采用的贴现率也较高。未来随着 CCUS

项目的大规模部署, 投资风险会逐渐降低, 对不同贴现率下项目收益情况也有一定的研究意义。

保持其他参数不变, 利用 @risk 软件对上述 3 个参数的敏感性进行分析。

随着原油价格上涨, 项目净现值呈较快增长水平(图 1), 项目可实现盈利的临界油价约为 48.8 美元/桶(319.64 元/桶)。假设原油价格恢复到 2018 年 70 美元/桶水平, 项目净现值可达 140 052.54 万元, 内部收益率 53.25%。

随着碳市场的发展和碳价的提升, 项目净现值呈现较快增长水平(图 2), 项目可实现盈利的临界碳价为 13.38 元/t。

假设未来全国碳市场建设和碳定价机制

更加完善,碳价达到 100 元/t 时,项目净现值可达 32 200.9 万元,内部收益率 21.90%。

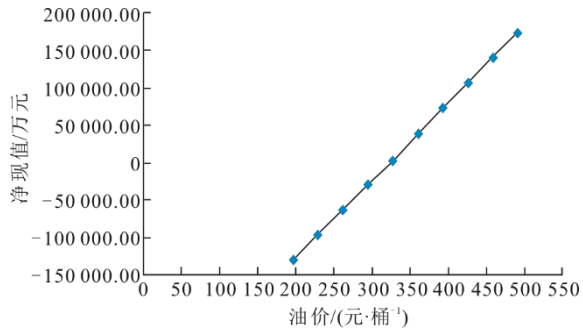


图1 原油价格与项目净现值的关系

Fig.1 The relationship between oil price and NPV

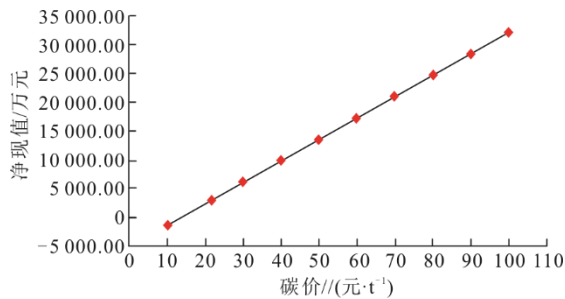


图2 碳价与项目净现值的关系

Fig.2 The relationship between carbon price and NPV

随着 CCUS 相关技术更加成熟、更多的投资者加入、监管政策和相关法律法规更加完善,CCUS 项目的风险能不断降低,并适用于更低的贴现率(图3),随着贴现率的降低,净现值呈现较快增长。假设按照一般大型能源工程类项目的贴现率 8% 计算,项目净现值可达 20 129.5 万元。

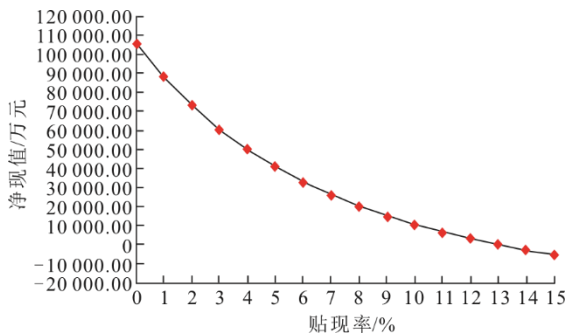


图3 贴现率与项目净现值的关系

Fig.3 The relationship between discount rate and NPV

4 结论与建议

根据科技部 CCUS 路线图研究,中国在 2030 年前的碳减排将主要依靠大力发展节能增效和可再生

能源技术,尤其是可再生能源在发展初期得到了国家政策的大力支持。相较于可再生能源,CCUS 技术的适用性存在一定前提,即主要针对依赖化石能源的工业行业,有观点认为未来可再生能源技术的发展推动其成本下降,将比 CCUS 技术更具竞争力。然而,在碳中和目标的驱动下,CCUS 技术与可再生能源技术应该是合作关系,而不是单纯的竞争关系。在中国短期内无法脱离化石能源和可再生能源技术无法满足到 2060 年前实现全行业碳中和目标的前提下,CCUS 技术已然成为未来中国实现气候经济社会转型的必要技术。

目前中国 CCUS 项目的商业模式尚未完全建立。根据对全球在运行的大型一体化 CCUS 项目商业模式进行分析,建议未来中国 CCUS 项目商业模式的建立应考虑:

- 1) 完善激励政策,加快 CO₂-EOR 项目发展,同时积极支持可永久减排且具有高附加值的新型 CO₂ 利用技术研发;
- 2) 加快全国碳市场建设,将 CCUS 纳入 CCER 机制,利用碳价对 CCUS 项目提供支持;
- 3) 积极引导能源相关企业及低碳投融资机构参与 CCUS 项目,加强合作,降低项目风险;
- 4) 鼓励产学研金合作,企业联合投资或成立合资公司共同运营,分摊项目风险;
- 5) 加强人才培养,促进技术进步,提高创新能力。

对广东省某燃煤电厂的 CCUS 项目经济评估结果显示,即使在 CCUS 项目仍被认为存在较高风险的情况下,当前较低的原油售价和碳市场交易价格仍能支持百万吨级的 CCUS 项目实现盈利。在假定捕集成本固定的情况下,油价和碳价将对项目收益产生极大影响。

展望未来,CCUS 项目的收益有望稳步提升,主要得益于 3 个方面:

- 1) 在碳中和目标的影响下,中国必将开展更多 CCUS 项目的部署,一定会推动碳捕集技术的创新发展和捕集成本的下降;
- 2) 全国碳市场的建设进入第 2 阶段,更多的行业被纳入,碳价有望持续上涨;
- 3) 后疫情时代全球经济实现复苏,原油价格有望增长。中国已经迎来 CCUS 技术发展的关键时间节点,因此应尽快完善 CCUS 项目商业模式,加快具有高附加值 CCUS 项目部署,助力碳中和目标的实现。

[参考文献]

- [1] RUBIN E S, CHEN C, RAO A B. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage[J]. *Energy Policy*, 2007, 35(9): 4444-4454.
- [2] SIMON R, JANAP P J, ERIK H H, et al. Bench-marking of CO₂ transport technologies[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 19: 584-594.
- [3] 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.
WEI Shijie, FAN Jingli, YANG Yang, et al. Comparison of levelized cost of electricity between coal-fired power plants with carbon capture, utilization and storage and renewable energy storage technologies[J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(1): 33-42.
- [4] 钟林发, 林千果, 王香增, 等. 碳捕集与封存-提高石油采收率全流程经济性评价模型[J]. *现代化工*, 2016, 36(11): 7-10.
ZHONG Linfa, LIN Qianguo, WANG Xiangzeng, et al. Economic evaluation of carbon capture and storage enhanced oil recovery technology[J]. *Modern Chemical Industry*, 2016, 36(11): 7-10.
- [5] 王立健, 何青. 燃煤碳捕集机组技术经济性分析[J]. *热力发电*, 2018, 47(8): 1-7.
WANG Lijian, HE Qing. Technical economic analysis of carbon capture units after combustion[J]. *Thermal Power Generation*, 2018, 47(8): 1-7.
- [6] 林泽夫, 文书洋, 宋斌. 基于实物期权的碳税政策对 CCS 项目投资决策影响研究[J]. *中国人口·资源与环境*, 2015, 25(9): 13-20.
LIN Zefu, WEN Shuyang, SONG Bin. Research on the effect of carbon tax policy on CCS projects investment decision based on real option[J]. *China Population, Resources and Environment*, 2015, 25(9): 13-20.
- [7] 王许, 姚星, 朱磊. 基于低碳融资机制的 CCS 技术融资研究[J]. *中国人口·资源与环境*, 2018, 28(4): 17-25.
WANG Xu, YAO Xing, ZHU Lei. Research on financing of CCS technologies based on the analysis of the low-carbon technology financing mechanism and practical experiences[J]. *China Population, Resources and Environment*, 2018, 28(4): 17-25.
- [8] 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.
ZHANG Jiutian, ZHANG Lu. Preliminary discussion on development of carbon capture, utilization and storage for carbon neutralization[J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(1): 1-6.
- [9] STEHPEN H S. The synthesis report of the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change[R]. Geneva, Switzerland: IPCC, 2014: 77.
- [10] 何建坤. 中国低碳发展战略与转型路径研究[R]. 北京: 清华大学气候变化与可持续发展研究院, 2020: 8.
- HE Jiankun. China's low carbon development strategy and transformation path[R]. Beijing: Institute of Climate Change and Sustainable Development, Tsinghua University, 2020: 8.
- [11] 科技部中国 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[R]. 北京: 科学出版社, 2019: 1.
The Administrative Center for China's Agenda 21. China CCUS roadmap 2019[R]. Beijing: Science Press, 2019: 1.
- [12] BRAD P, GULOREN T, ALEX Z, et al. Global status of CCS 2019[R]. Melbourne, Australia: Global CCS Institute, 2019: 72-74.
- [13] 刘雪雁, 李鹏春, 周蒂, 等. 南海北部珠江口盆地惠州 21-1 油田 CO₂-EOR 与碳封存潜力快速评价[J]. *海洋地质前沿*, 2017, 33(3): 56-65.
LIU Xueyan, LI Pengchun, ZHOU Di, et al. Quick assessment of CO₂-EOR and CO₂-sequestration potential in Huizhou211 oilfield, Pearl River Mouth Basin, Northern South China Sea[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2017, 33(3): 56-65.
- [14] ALGHARAIB M N, ALSOOF A. Economical evaluation of CO₂-EOR projects in the Middle-East[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2010, 28(2): 198-217.
- [15] JOHN R, ALBERT B, ROY L. Carbon dioxide enhanced oil recovery[R]. Pittsburgh, United States: National Energy Technology Laboratory, 2010: 20-22.
- [16] SERPA J, MORBEE J, TZIMAS E. Technical and economic characteristics of a CO₂ transmission pipeline infrastructure[R]. Luxembourg: European Commission Joint Research Centre, 2011: 25-27.
- [17] BENSON M S, HOYERSTEN M, GASPERIKOV A, et al. Monitoring protocols and life-cycle costs for geologic storage of carbon dioxide[J]. *Greenhouse Gas Control Technologies*, 2005, 3(1): 1259-1264.
- [18] VIDAS H, HUGMAN R, CLAPP C. Analysis of geologic sequestration costs for the United States and implications for climate change mitigation[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 4281-4288.
- [19] KEMP A G, KASIM S. The economics of CO₂-EOR cluster developments in the UK Central North Sea[J]. *Energy Policy*, 2013, 62: 1344-1355.
- [20] GREG C, JAMES L, JOE M, et al. Gate-to-gate life cycle inventory and model of CO₂-enhanced oil recovery[R/OL]. United States: National Energy Technology Laboratory, 2013: 3-5. <https://doi.org/10.2172/1526697>.
- [21] LIANG X, LIN Q G, LEI M, et al. Assessing the economics of CO₂ capture in China's iron/steel sector: a case study[J]. *Energy Procedia*, 2018, 158: 3715-3722.

(责任编辑 刘永强)