

离岸碳捕集利用与封存技术体系研究

李姜辉¹, 李鹏春², 李彦尊³, 童峰¹

(1. 厦门大学海洋与地球学院, 厦门 361005; 2. 中国科学院南海海洋研究所, 广州 510301;

3. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100012)

摘要: 离岸碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术是沿海国家或地区通过工程方式为实现二氧化碳 (CO₂) 减排而发展起来的解决方案与技术体系; 相对于陆上 CCUS 技术, 具有潜在封存空间广阔、封存安全等诸多优势。离岸 CCUS 技术指从沿海大型或近海碳排放源捕集 CO₂, 加压并运输至离岸封存平台进而注入海底地质储层中, 实现 CO₂ 与大气永久隔离或利用其生产价值产品的过程。本文概要回顾了全球及我国离岸 CCUS 技术的发展需求与产业现状, 分析了发展离岸 CCUS 的技术性和社会性价值; 梳理总结了代表性的离岸 CCUS 技术发展路线及其态势, 如 CO₂ 工厂捕集、CO₂ 管道运输、CO₂ 海底咸水层封存与驱油利用、CO₂ 化学利用及若干其他技术架构。着眼不同技术创新方向面临的共性问题, 对我国离岸 CCUS 领域未来发展提出建议: 注重陆海统筹战略规划和布局, 培养高水平研究团队, 加强各发展阶段的基础研究、核心技术研发、成本控制、规模增扩和政策激励等。

关键词: 离岸碳捕集、利用与封存; CO₂ 捕集; CO₂ 运输; CO₂ 封存; CO₂ 利用; 沿海地区; 近海沉积盆地

中图分类号: TP319 **文献标识码:** A

Technology System of Offshore Carbon Capture, Utilization, and Storage

Li Jianghui¹, Li Pengchun², Li Yanzun³, Tong Feng¹

(1. College of Ocean and Earth Sciences, Xiamen University, Xiamen 361005, China; 2. South China Sea Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510301, China; 3. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100012, China)

Abstract: Offshore carbon capture, utilization, and storage (CCUS) is an engineering solution and technical system developed by coastal countries or regions to reduce carbon dioxide (CO₂) emissions. Compared with onshore CCUS, offshore CCUS has multiple significant advantages, such as higher storage potential and safer storage environment. Offshore CCUS comprises capturing CO₂ from large coastal or offshore carbon emission sources, compressing and transporting it to offshore storage platforms, and injecting it into sub-seabed geological reservoirs, to achieve permanent isolation from the atmosphere or use it to produce valuable products. This study reviews the development demand and industry status quo of offshore CCUS in China and worldwide and analyzes the technical and social values of offshore CCUS development. The development routes and trends of representative offshore CCUS technologies are summarized, including CO₂ plant capture, CO₂ pipeline transportation, CO₂ storage in the deep saline aquifer and for petroleum displacement, CO₂ chemical utilization, and several other technical frameworks. Focusing on the common problems faced by different technology systems, we propose the following suggestions for the future development of China's offshore CCUS: strengthening the land-sea overall planning and layout, cultivating high-level research teams, and enhancing fundamental research, key technology

收稿日期: 2022-12-21; 修回日期: 2023-02-08

通讯作者: 李姜辉, 厦门大学海洋与地球学院教授, 研究方向为离岸碳捕集、利用与封存, 海洋声学; E-mail: jli@xmu.edu.cn

资助项目: 国家自然科学基金项目(62071401, 11274259)

本刊网址: www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

research and development, cost control, scale expansion, and policy incentives at all stages of development.

Keywords: offshore carbon capture, utilization and storage; CO₂ capture; CO₂ transport; CO₂ storage; CO₂ utilization; coastal areas; offshore sedimentary basin

一、前言

当前全球变暖、气候变化带来的负面效应日益加剧,相关影响将从社会、经济、粮食安全扩展至包括地球生存环境在内的全面影响。目前,离岸碳捕集、利用与封存(CCUS)技术逐渐成为沿海国家和地区依海发展新兴产业价值链的重点方向。针对离岸CCUS相关的理论和技术开展了一系列投资、研发、应用和推广工作,涉及内容从物理、化学等基础研究,延伸到多工程学科交叉融合、工业化应用技术研发以及产业规模壮大。

离岸CCUS技术通过工程方式,助力碳减排目标实现,为缺乏陆上封存条件的沿海国家和地区的碳减排工作提供了重要路径。离岸CCUS技术相关概念的提出与工程实践已有30多年,具体包括从沿海大型或近海碳排放源捕集CO₂,加压并运输至离岸封存平台进而注入海底地质储层中,实现与大气永久隔离或利用其生产价值产品的过程。

自20世纪90年代以来,部分国家和地区重视离岸CCUS技术及产业的发展,建成了多个离岸CCUS工程项目。欧盟排放交易体系以碳税的形式引导离岸石油和天然气行业的减碳发展,如挪威在碳排放税政策^[1]的驱动下,于1996年启动了世界首个大型商业化离岸CCUS项目^[2],每年可从海上开采的天然气中分离约 1×10^6 t CO₂并实现海底封存^[3];其他类似项目还有荷兰在北海启动的K12-B项目(2004年)^[4]、马来西亚石油公司在马来盆地杜朗油田完成CO₂海底驱油(CO₂-EOR)试验项目(2005年)^[5]、挪威在巴伦支海启动的Snøhvit项目(2008年)^[6]、巴西启动的CO₂-EOR大型项目(2011年)^[7]、日本和越南在昆仑盆地黎明油田联合完成的CO₂-EOR吞吐法先导试验(2012年)^[8]、日本本土首个Tomakomai项目(2016年)^[9]。

近年来,部分国家和地区开始积极发展离岸CCUS产业并开展未来项目规划,如挪威在北海的北极光、长船项目^[10],英国在北海的Acorn、Net Zero Teesside项目^[11],荷兰在北海的Porthos项目^[12],马来西亚在南海的Kasawari项目^[13],澳大利亚在塔

斯曼海的CarbonNet项目^[14],美国在墨西哥湾的Houston Ship Channel项目^[15]等。这些项目均计划大规模捕集沿海地区工业活动产生的CO₂,随后运输至附近海底有利区进行地质封存。

我国是陆海兼备的国家,发展离岸CCUS技术及产业,具有先天优势。目前,我国在南海北部、渤海湾等海区逐步形成离岸CCUS产业集群,助力我国沿海地区的低碳经济可持续发展。2021年,中国海洋石油集团有限公司在南海北部的“恩平”油田启动了我国首个离岸CCUS项目,每年将约 3×10^5 t CO₂封存至海底800 m深处的地质咸水层中^[16]。从经济社会发展全局来看,我国离岸CCUS技术的发展,需着眼可持续发展实际,着重对沿海地区的碳排放密集行业进行低碳改造;但也要看到,离岸CCUS产业的发展是长周期投入,需要考虑地理地质条件、社会经济效益、科学技术方法等方面的特殊性,科学制定中长期发展策略^[17],做好相关的政策配套支持、技术创新与应用支撑,统筹规划、整体推进、分步实施,确保各阶段和各板块的技术及应用衔接顺畅和有序推进。

全面梳理和科学划定离岸CCUS技术的领域构成是加强对离岸CCUS技术了解的必要前提。为此,本文在总结离岸CCUS技术发展需求与产业发展现状的基础上,系统分析离岸CCUS关键构成部分的技术路线,凝练离岸CCUS工程解决方案蕴含的关键问题,结合实践成果与应用案例探讨后续研究方向,提出我国离岸CCUS领域发展的思考与建议,研判我国发展离岸CCUS技术的近期、中期和长期发展重点及关键举措,以期为沿海地区实现“碳中和”目标、发展低碳经济、推动可持续发展提供参考。

二、离岸CCUS技术的发展需求与产业现状

(一) 离岸CCUS技术的发展潜力和需求

我国的14个沿海省级行政区是驱动经济发展的中坚力量,然而,这些地区在实现经济高速发展的同时,也形成了我国东部和东南部沿海地区的碳排放带,年碳排放量约为 4.2×10^9 t,占全国碳排放总量的

41%^[18]。国际能源署预测,运用CCUS技术可以贡献碳减排总量的15%^[19];按此推算,我国沿海地区发展离岸CCUS产业预期每年可以解决 6.3×10^8 t CO₂排放。

1. 碳排放密集产业实现脱碳的需要

2021年,我国因煤炭使用所排放的CO₂占全国碳排放总量的70%,其中约为76%来自燃煤电厂,其余则主要来自能源密集型化工、钢铁、水泥等传统产业^[20]。这些行业的运行维持着我国(尤其是沿海工业较发达地区)社会结构的正常运转,在短期内很难完全被新兴产业取代。因此,对燃煤电厂和能源密集型产业开展脱碳升级改造,是我国实现“双碳”目标过程中不可或缺的一环,而CCUS技术则是对相关产业改造升级的关键路径^[21]。

我国沿海地区的工业园区主要分布在沿海县市,距海岸线在50 km范围内。在这些地区中,除东北和华北部分外,其他地区的陆上地质封存空间均十分有限,尤其是广东和福建等东南沿海省份,其陆上潜在封存空间预估不超过 1×10^8 t^[22]。若要将沿海地区生产的CO₂运输至我国北部、西北部的陆上大型地质封存有利区,其运输距离普遍超过1000 km^[23],这将大幅增加CO₂的运输成本、土地使用成本和潜在的陆上安全风险。然而,在距离我国海岸50~300 km范围内的近海沉积盆地,有着十分丰富的海底地质咸水层和油气储层空间,潜在的CO₂封存容量为 5×10^{11} ~ 8×10^{11} t,可以满足我国沿海地区140~190年的碳封存需求^[24,25]。这为我国沿海

地区的碳排放密集产业提供了区域性、近距离、大规模CO₂地质封存的脱碳解决方案。

2. 发展低碳经济,实现可持续发展的内在需要

广义的离岸CCUS产业价值链可以描述为:沿海工业CO₂产生源(如大型发电厂、化工企业、钢铁企业、氢生产企业或天然气处理中心)或离岸平台CO₂产生源(如火炬气流、平台供热等)首先将其生产的CO₂进行捕集和分离,然后经过压缩净化后通过管道或船舶运输到离岸地质有利区,进而注入并封存,或用于地质驱油驱气以增加油气采收率,或使用物理/化学/生物处理工艺转化为其他价值产品(见图1)^[26]。离岸CCUS产业涉及对现有碳排放产业的低碳化(如离岸油气产业)以及新兴低碳产业(如蓝氢、海底天然气水合物开采、海底地热资源开采)。此外,与海上新能源(如海上丰富的风能、潮汐能、波浪能、太阳能等)的协同耦合发展也能使这些新兴产业效能最大化。在可持续发展场景中,这些新兴低碳产业不仅可以利用离岸CCUS技术消耗大量的CO₂,还可以为沿海地区绿色经济、蓝色经济的规模增扩拓展新空间及提供源源不断的清洁能源和材料。

3. 向海图强的科技创新需求

随着海洋强国建设的不断深入,离岸CCUS产业作为我国的战略性海洋创新型产业之一,其发展符合我国加快实施创新驱动发展战略,坚持面向世界科技前沿、面向国家重大需求,加快实现高水平

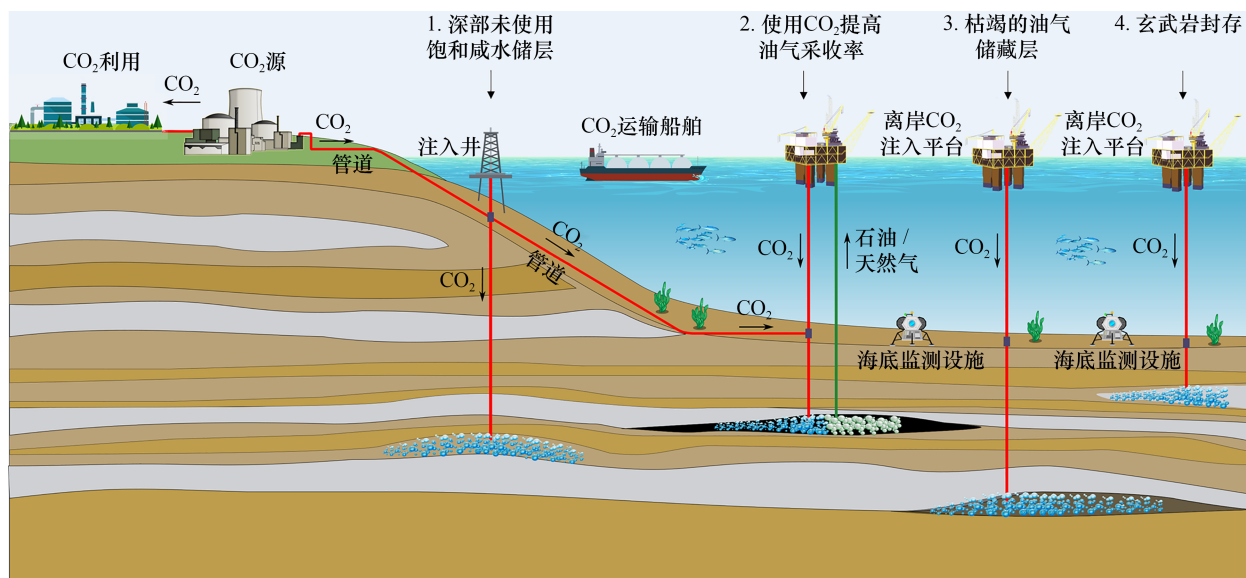


图1 离岸CCUS产业链空间及与其他价值产业链的协同耦合增效示意图

科技自立自强的要求。离岸CCUS产业的发展涵盖并驱动对一系列海洋科学与技术的原创性研究,涉及新理论、新工艺、新材料、新装备等,这些技术的迭代创新将不断提高我国在海洋科技领域的基础研究和原始创新能力,推动在深海、深地探测等关键核心技术上实现突破,助力实现国家经济的可持续发展和“走向深蓝”的海洋强国建设要求。

(二) 离岸CCUS产业的发展现状

截至2023年年初,在全球范围内已完成或正在运行的大规模离岸CCUS项目共有6个,除日本Tomakomai项目^[9]的CO₂产生源来自陆上制氢以外,其余均来自海上油气分离处理过程;其他正在计划中的离岸CCUS项目的CO₂源大多来自陆上工业生产。2021年,中国海洋石油集团有限公司启动了“恩平”离岸CCUS项目,为沿海省市示范了一种可大规模进行碳减排的现实解决方案,也为后续方式更多样、规模更大的离岸CCUS项目开发提供了工程试探经验和商业开发参考。然而,当前我国离岸CCUS项目的投资成本还较高、资本周转时间还较长、经济效益暂不明朗,仍处于示范阶段,主要采取孤立运营的模式,并未形成完整的工业级产业价值链。

基于我国近海海洋及海底地质数据,近年来已有研究对我国部分近海沉积盆地咸水层、油气田封存CO₂适宜性进行了分析,并依据开采周期、源-汇匹配和地质特征等因素给出了相应的国家及地区离岸CCUS产业发展规划^[17,27]。在此类规划中,遇到的重大挑战是如何以具有成本效益的商业模式在10~15年内实现亿吨级CO₂的封存,并保证形成产业链和产生经济效益。在离岸CO₂运输和注入方面,利用现有的离岸基础设施,如海上平台、油气钻井和海底管道等,可以节省前期建设成本,但鉴于这些设施设备的特殊工作环境限制和使用年限窗口,对其开展低成本改造或翻新是否具备经济性,仍需评估论证;此外,在海上建立天然气处理中心^[28],因海上CO₂处理设施建设成本较为昂贵且其平台使用空间有限,仍难以进行对CO₂的大规模捕集,目前大部分的CO₂捕集项目都在陆上运行。

(三) 离岸CCUS技术体系与创新方向

当前,离岸CCUS产业发展面临的主要挑战是缺乏经济可行的成熟商业模式,而新兴技术的快速

迭代更新和推广应用推动了CCUS产业链成本的降低。现阶段离岸CCUS产业的发展也为沿海CO₂捕集与利用、海底CO₂封存与利用、陆上及海底CO₂运输管道和海上CO₂运输船舶等基础设施的建设提供了许多渐进式和颠覆式创新的机会。基于此思路,本文将对离岸CCUS产业链所涉及的关键技术进行系统性探讨,包括CO₂捕集、CO₂运输、CO₂封存和CO₂利用,以引导与离岸CCUS产业发展相关技术集群的创新方向(见表1),不断降低CCUS产业的投资和运营成本。

三、离岸CO₂捕集

(一) 基本构成

当前沿海地区对CO₂捕集的设施大多集中在岸边陆上CO₂生产源附近,如沿海工业发达县市的煤电厂、水泥厂、钢铁厂等产业园区,是CO₂捕集技术和产业低碳改造升级资金重点投入的领域。为进一步降低碳捕集成本,可以在沿海地区建立CO₂捕集中心,集中处理高排放工业园区工厂集群式生产的CO₂。例如,广东大亚湾区海上规模化碳捕集与封存集群研究项目,计划通过CO₂捕集装置,收集广东省惠州市大亚湾区各企业在生产过程中排放的CO₂,经压缩后以管道等方式输送到附近符合条件的海底有利区进行封存或地质利用^[29]。

CO₂捕集设施因其占地面积大、投资成本高、与溶剂处置相关的运输条件严苛等,致使在海上捕集CO₂的方式和规模受到严格限制。然而,未来离岸碳捕集有3种潜在可行的方式(见图2):①利用海上固定或浮动的集中处理平台分离在离岸油气田开采的天然混合气中所含的CO₂;②发展“蓝氢”产业,即在海上平台处理天然气获得氢气(H₂)和CO₂,分离后H₂被输送回陆上使用,CO₂则被注入海底地层永久封存;③为海上平台设施或船舶提供动力的燃气轮机进行捕集CO₂,进而输送至离岸平台注入海底地层封存。

(二) 技术现状

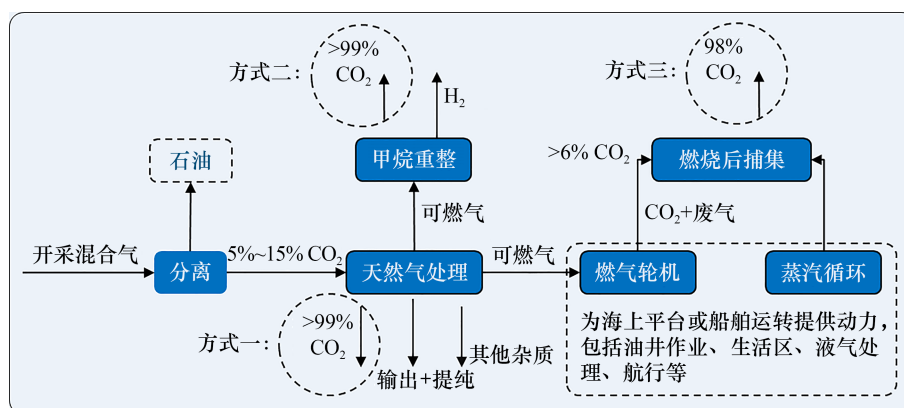
1. 海上天然气处理

在海上开采的天然气通常是包含碳氢化合物、CO₂、水、氮气(N₂)、硫化氢(H₂S)等化学成分的气体混合物,而对非碳氢化合物杂质较高的采收

表1 离岸CCUS技术的主要创新方向

离岸CCUS技术	技术创新方向	时间窗口
CO ₂ 捕集	捕集材料: 可循环使用、能耗低、毒性弱且使用周期长的吸附剂、溶剂和膜等	长期
	降低成本: 针对不同捕集方式的低成本管理及工程解决方案	近期
	灵活改造: 构筑使用螺栓或撬装模块的海上CO ₂ 捕集中心移动平台	中期
	海底分离: 由海洋平台转向海底平台分离气体的相关技术及设备, 节约平台使用空间	中期
	直接空气/海水捕集: 在空气或海水中捕集CO ₂ 的低成本技术	中期
CO ₂ 运输	抗腐蚀材料: 高效抗腐蚀管道材料和涂层材料	近期
	破裂预防: 预防管道破裂和确保其完整性的预防性维护解决方案	近期
	压力控制: 低成本压力控制接口, 以保持海上储罐和海底管道压力恒定	近期
	管道改造: 评估现有沿海及海底管道使用窗口, 开发改造翻新技术, 明确改造成本和方法	近期
CO ₂ 封存	空间选址和注入方法: 确定关键技术指标, 优化空间选址策略和注入方式方法	近期
	CO ₂ 运移变化: 原位CO ₂ 运移变化表征方式方法	近期
	动态模拟: 海底地质岩层结构中CO ₂ 的迁移变化和环境影响进行动态模拟	中期
	原位监测: 注入CO ₂ 后对封存空间及海底环境安全的监测标准化、低成本化和长期化	近期和中期
	海底CO ₂ 分离和注入: 开发海底CO ₂ 分离和注入技术, 节约海洋平台空间, 降低相关成本	近期和中期
CO ₂ 利用	紧凑型CO ₂ 分离设施: 开发可为海上EOR提供CO ₂ 的低成本、紧凑型CO ₂ 处理设施	中期
	CO ₂ 高效转化: 开发低成本CO ₂ 利用方式, 将其转化为增值产品, 如蓝氢等	长期

注: 在具体技术的创新时间窗口中, 近期为至2030年、中期为至2045年、长期为至2060年。

图2 离岸CO₂捕集方案

气体需进行分离处理, 如在我国近海的莺歌海盆地和琼东南盆地的天然气田^[30]。目前, 全球大部分国家和地区还没有完整的CO₂供求体系来支撑对CO₂大规模捕集的资金需求, 因此与海上天然气处理相关的CO₂捕集技术尚未大规模应用和推广。仅有少数国家如挪威的CO₂捕集技术(化学胺溶剂)已经被用于CO₂含量较高的海上油田, 涉及Sleipner油田(开采气中含9%的CO₂)和Snøhvit油田(开采气中含5%~6%的CO₂)。

2. 甲烷重整捕集

甲烷重整是目前主要的制氢工艺, 通常使用蒸汽的方式。该过程首先将反应容器升温至800~900℃, 然后将甲烷(通常来自海底开采的天然气)与蒸汽

在催化剂的作用下混合反应, 从而生成H₂和一氧化碳(CO)的合成气^[31]。然后, 将合成气传输到水-气反应器中, 进而将CO和水转化为更多的H₂和CO₂。该过程每产生1 kg H₂将排放8~10 kg CO₂, 其中H₂可以运输到陆上使用, 而CO₂将被捕集并注入到海底地层封存。

除使用甲烷重整技术之外, 还可以使用吸附剂/膜/自热重整的方式来提高H₂产量和CO₂捕集率。在自热重整中, 氧气(O₂)和蒸汽被用来与甲烷进行放热反应从而形成合成气。与甲烷重整相比, 自热重整可产生浓度更高也更纯净的CO₂, 降低了进一步处理的成本, 提高了CO₂捕集设备运转的效率。在有关重整技术的研究中, 目前还陆续出

现了其他的一些新兴技术，如产生 H_2 和炭黑的等离子工艺。此类等离子工艺通常没有催化剂的要求，而且对空间要求较低，但其化学选择性和高能耗的问题还亟待解决。

3. 燃气轮机燃烧后捕集

海上燃气轮机烟气中的 CO_2 浓度通常小于6%，因此，要实现碳捕集，需要复杂的处理工序， CO_2 分离流程复杂且成本较高，实施难度较大；此外，海上平台空间和承载量有限，技术实施难度较大，经济性欠缺，这进一步限制了燃烧后捕集及其匹配的燃料转换/电气化在海上部署的可行性。近期一些研究提出了在海上建立远程控制的固定式或浮动式紧凑型捕集中心的设想，该中心将灵活收集附近多个平台上产生的废烟气进行集中处理^[32]。这类捕集中心可有效缓解海上平台的空间限制，规模化海上碳捕集工程并提升其经济效益，但该类型项目的工程及商业可行性需要进一步验证研究。

除了可对海上平台油气燃烧后产生的 CO_2 进行捕集外，近期一些船舶公司也开始基于大型船舶的燃气轮机或蒸汽循环运转期间产生的 CO_2 进行捕集。2021年，中国船舶集团有限公司第七一研究所研制的船用碳捕集与封存（CCS）脱碳系统由吸收塔、再生塔、压缩液化单元、吸收剂供给存储单元、废水处理单元以及控制单元等组成，可对船舶柴油机尾气产生的 CO_2 进行高效吸收和存储，实现了船舶脱碳脱碳的一体化处理。与传统陆用CCS系统相比，船用CCS系统具备高效、紧凑的特点，可根据实际减碳需求灵活调节碳捕集率，满足不同船舶的减碳需求，显著降低船舶能效设计指数。

（三）创新方向

影响碳捕集技术经济效益的因素有 CO_2 浓度、气体杂质、捕集材料等。理论上 CO_2 的捕集效率可以达到95%，但受一系列不确定性因素的限制，碳捕集效率通常为60%以下。然而，这些不确定性因素也为 CO_2 捕集技术的研发提供了创新的方向，主要有：① 聚合物膜技术^[33]，可推动高压气体混合物通过高度结构化的膜，选择性地过滤 CO_2 和 N_2 。② 固体吸附剂技术，可选择性地吸附 CO_2 而不形成化学转化，从而减轻与液体溶剂处理相关的环境问题，并降低对吸附剂重新生成的能耗。③ 化学循环技术，将纯氧流输送到燃烧室内，同时降低 CO_2 载

体重新生成的能耗。

在具体的离岸应用中，这些新型技术还可以混合搭配使用以实现离岸平台空间利用率的最大化、 CO_2 捕集效率的最大化、海底空间利用的最大化和投资建设及运营成本的最小化。此外，直接从空气或海水中捕集 CO_2 等先进技术也可作为当前岸边陆上或离岸固定 CO_2 分离与捕集集群的补充，以捕集剩余难减排源排放气体中残留的 CO_2 。

四、离岸 CO_2 运输

（一）基本构成

沿海地区的主要碳排放源为工业园区的化石燃料发电厂、水泥厂、钢铁厂和化工厂等企业，与离岸碳封存有利区之间的距离通常在50~300 km。因此，需要建立运输设施，将 CO_2 从生产源运输到封存地点。根据运输距离不同，离岸 CO_2 运输主要通过管道运输和船舶存储罐运输两种方式进行。

（二）技术现状

1. CO_2 管道运输

为确保管道长期安全和密封完整性， CO_2 管道在材料和条件控制方面较天然气管道更为严格。在使用管道运输 CO_2 的过程中，为方便控制管道内部的温压和流速，通常要将 CO_2 相保持在超临界态^[34]，因此，需要监测感知设备、加/减压泵和控制单元来维持管道内的温压平衡，同时需要增强管道材料的耐腐蚀性。海底 CO_2 运输管道的材料主要是由带聚丙烯涂层的碳素钢或不锈钢合金制成，而较厚的管道可能需要使用混凝土涂层来进一步保证安全稳固。在 CO_2 运输管道等高压系统中，通常还需要配备计量装置，以满足安全运输的条件并检测可能存在的裂缝。此外，还需要针对输送气体的成分、流量、外部条件对管道特征和完整性的影响进行综合性的研究分析。

截至2023年年初，我国油气管道总里程已超过 1.9×10^5 km，主要位于我国沿海地区和近海油气田，如南海油气田、东海油气田和渤海油气田等。然而，我国还没有建设工业级的 CO_2 运输管道，陆上 CO_2 运输主要依靠加压罐装拖车，海上 CO_2 的运输则主要依靠排水量较小的船舶。在全球范围内， CO_2 管道已有超过8000 km，主要位于美国陆上，用

来进行CO₂驱油提高采油率^[35]；而仅有的两条海底工业级CO₂管道都在挪威，分别用于连接Equinor在Sleipner和Snøhvit的两个离岸CO₂封存平台。

在CO₂管道运输方面，可以通过改造现有的石油和天然气管道用来运输CO₂，以节省投资成本^[36]。例如，英国规划中的Acorn离岸CCUS项目计划重新利用已经或接近暂停使用的海底天然气管道。然而，如果使用已有的石油和天然气管道运输CO₂，需要充分考虑管道当前的工作状态、适用条件以及改造与维护成本。

2. CO₂船舶运输

作为一种中短期的碳运输解决方案，船舶运输在CO₂运输规模较小（如小于1×10⁶ t/a）的情况下，具有运输灵活、成本较低的优势。现有的CO₂运输轮船与商用半冷却液化天然气（LNG）轮船相似，但对于更大容量的船舶则需要重新设计，如2021年江南造船（集团）有限责任公司设计研发的配置有3500 m³氨燃料储罐的运输船，其液货系统设计同时满足了CO₂、无水氨以及液化石油气的兼装要求，提高了船舶运营灵活性；2022年韩国大宇造船海洋株式会社开发了70 000 m³级的超大型液化CO₂运输船，配备了LNG燃料发动机，并拥有足够的空间安装CO₂捕集储存装置。此外，船舶运输CO₂的典型案例是挪威的“长船”离岸CCUS项目^[10]，该项目设计的船舶CO₂装载量达7500 m³。

（三）创新方向

目前，CO₂运输技术已趋于成熟，面临的技术挑战主要与改造翻新、长期完整性和安全监测等相关，可参考已有的石油和天然气管道建设与维护的专业程序来渐进解决。为消减投资和运营成本，未来可以根据区域集群发展和最佳源-汇匹配设计的思路，在海上建立固定或浮动的大型CCUS处理及装载站点，结合多种运输方式，减少运输距离，增大运输容量，优化运输方案，降低项目成本。

五、海底CO₂封存

（一）基本构成

在捕集和运输之后，CO₂可以被封存在离岸的众多海底油气储层或地质咸水层中^[26]。CO₂地质封存方案的开发需要考虑CO₂净排放情况、封存空

间、CO₂与大气隔离时限、成本与能耗以及环境影响等因素^[37]。近30年来，海底CO₂地质封存技术在全球范围内得到了一定程度的开发、积累和验证，但仍面临诸多挑战，如对海底地质封存空间容量的估算问题、注入期间和注入后对CO₂的跟踪与监测问题、注入CO₂后可能诱发的潜在地质灾害的评估问题、封存安全评估体系的标准化问题等。

当前CO₂的海底地质封存的潜在空间包括咸水层、枯竭的油气储层和玄武岩层等。

1. 海底咸水层封存

近年来，海底咸水层因其封存潜力巨大，被视为是未来对CO₂进行长期封存的选项之一，尤其是在一些人口基数较大的沿海地区。目前，已有较多成果涉及海底咸水层封存CO₂潜力研究，如对珠江口盆地的研究^[38]，涉及选址标准、地层特征、空间匹配和未来规划等^[39]。据估算，全球几乎所有海底深部（深度大于1 km的地层）咸水层都位于大陆架沉积盆地内^[40]。这种盆地内部空间可以容纳巨量的CO₂，具有孔隙度大、渗透率高等特点，可以最大限度地减少海底钻井数量，并缓解因CO₂扩散而产生的地层压力。然而，由于缺乏现成的相关基础设施，如海上平台、地层钻井和海底管道以及资金投入，当前还没有利用海底地质咸水层对CO₂进行大规模工程封存的案例。

2. 海底枯竭油气储层封存

在海底枯竭油气储层中封存CO₂被视为在现阶段最有效的封存方式之一，具体优势包括：①在海底油气勘探阶段，已经对枯竭油气储层进行了大量的数据收集和深入的地层研究工作，如碳封存潜力等，拥有一定的数据基础；②部分海上基础设施或设备，如海上平台、海底管道和钻井等，可以在改造或翻新后被重新使用^[41,42]；③离岸CO₂-EOR技术已经研发示范多年，并在离岸油气行业得到了商业化应用，如巴西的Lula油田^[7]，为利用和推广海底枯竭油气储层进行碳封存技术提供了经验与借鉴。

CO₂海底油气储层封存与咸水层封存有许多相似之处，如岩层类型相似，且两种方案都存在咸水。在海底枯竭油气储层中封存CO₂的同时，可提高石油采收率，更具有经济价值。在全球范围内，典型油田的平均采收率约为40%^[43]，在储层中仍残留大量石油，而对这部分残留石油的采收就成了全球采用EOR方式封存CO₂的主要动力。然而，尽管

在油田勘探或生产的早期阶段已经对封存层有一定的了解，由于较难掌控井下动态环境特征，因此实现离岸CO₂-EOR的技术挑战依然存在。

3. 海底玄武层封存

海底玄武岩层封存也是一种极具潜力的CO₂封存策略^[44]，其封存机理主要在于海底玄武层富含的二价金属离子与CO₂的高反应性^[45]。然而，玄武岩层包括其基质和缝隙非均质性强，具有高度不均匀的渗透率和孔隙度，通常在其中部是低渗透区，上下部为高渗透区。因此，在玄武岩层中封存CO₂的主要空间是上部的多孔带。由于在玄武岩中长期封存CO₂会生成次生碳酸盐矿物，因此需要特别考虑岩石体积的变化和地层缝隙是否可自愈等因素^[45]。此外，将游离相CO₂注入海底深部玄武岩层，可以置换孔隙和裂缝中的水^[46]，而水量的减少又会阻碍玄武岩层的碳化作用和水合作用，因此，需要对储层中的CO₂量和水量进行定量的把控^[47]。

当前，全球还没有正在进行中的海底玄武层封存项目，因而此类封存方式还存在诸多不确定性。近年来，美国就东西海岸两处潜在的海底玄武层封存项目进行了广泛的探讨^[48]：美国西海岸华盛顿州近海的卡斯卡迪亚盆地（水深2600 m，潜在玄武层位于海底以下300~500 m）和东海岸纽约近海的大陆架盆地（水深200 m，潜在玄武层位于海底以下2000 m）。这两处潜在有利区的海底玄武岩层可快速矿化CO₂并显著降低泄漏的可能性，预估可封存数十亿吨的CO₂。同时，他们也总结出了海底玄武层封存CO₂的若干优点：①玄武岩是全球分布最广的近地表岩石类型，封存潜力巨大；②玄武岩中的开放空间、层理和裂缝为注入的CO₂提供了可能的通道；③玄武岩已被证明能迅速结合注入的CO₂形成新的矿物，从而产生稳定的固相，既不会造成环境损害，也不会逃逸到大气中。然而，目前有关玄武岩储层的信息大都通过间接方法和区域地质解释获得，如岩层中的各种孔隙、囊泡和裂缝，对于这些特性是否横向延伸还不清楚。为减少不确定性，需不断开发新技术并应用以获取充足的现场数据。

（二）技术现状

我国对近海地质数据的掌握情况不断完善，为评估海底咸水层和油气储层的潜在CO₂封存容量提供了较充足的数据和研究基础。2021年，我国已经

成功在南海北部启动了海底CO₂地质封存示范性项目，并继续在其他潜在的离岸封存地点进行源-汇匹配和前端工程设计研发。

1. 海底碳封存空间评估技术

准确估算潜在地质构造中的CO₂封存能力是确保安全有效实施离岸CCUS的先决条件之一。在实施海底CO₂封存之前，为了评估项目的有效性、安全性、可靠性、环保性和经济效益，需要基于工业应用拟定封存空间评估标准，从而为海底碳封存及相关业务的成本、风险、投资等商业决策提供参考和建议^[49]。与陆上碳封存潜力评估方法一样，对海底碳封存潜力的量化评估，主要与地质构造的类型及其在不同时间框架内的相关捕获机制、边界条件（即地层空间封闭或开放）有关^[50]。当前，有关海底CO₂封存评估标准的研究成果主要包括地质、地热、灾害、流体动力、油气储藏层封存潜力和盆地成熟度以及经济、社会和环境问题等方面^[51]。

2. 海底CO₂封存安全监测技术

尽管CO₂从海底碳封存空间泄漏到海洋环境的概率非常低^[52]，但一旦泄漏，会直接导致海底碳封存效率降低^[53]，也可能破坏局部海洋环境^[54]，仍需加以重视。对离岸CCUS技术的环境监测，首要考虑利用稳定且廉价的设备对海底CO₂泄漏进行检测、归因和量化^[55]。近些年来，对离岸监测需求的提升带动了相关技术的快速发展，已经开发了一些用于海底碳封存环境监测的工具。然而与陆上监测相比，离岸监测存在诸多不便之处，如许多海底封存空间远离大陆、CO₂羽流仅存在于海床表面以上几米的空间等^[56]，这就意味着环境异常可能只存在于接近海底或海底沉积层中。因此，目前大多数离岸监测方法仍然需要使用海上平台，如船舶、自主水下航行器、遥控潜水器或海底观测站等。

由于海洋环境和监测要求复杂，对不同监测方法的测试非常重要。测试项目包括监测模式、传感器检测极限与灵敏度、监测范围与频率等。2016年，欧盟委员会批准支持的STEMM-CCS海底碳封存环境安全监测项目^[57]，旨在为全球海底碳封存环境安全提供一个离岸CCUS示范性监测基线，即全面理解海底碳封存空间上方的海洋环境，进行CO₂泄漏的监测和环境影响评估，并在现实海洋环境中测试相关技术和方法。

(三) 创新方向

目前,虽然对近海沉积盆地空间特征的地质数据和信息有一定了解,但在数据的可获取性、不同数据集的交互性以及在地层中 CO_2 随时间的变化迁移特征进行建模表征的能力等方面存在不足,今后海底碳封存的主要技术方向有:① 稳健多变量 CO_2 建模。模拟大规模注入 CO_2 在不同地层结构中的迁移和相互作用,以及在封存的不同阶段(包括注入前、注入期间和注入后密封)的潜在岩层破裂和化学反应,尤其是在直通海底 CO_2 储层且存在较高的泄漏风险的现有海底油井周围。② 封存空间选择和注入策略。在选择地质封存空间时,需要结合注入前后的动态数据对不同的封存空间进行更多地分析和研究来优化注入策略和封存效率,如采用孔隙度、渗透率等指标。③ CO_2 的相态管理。 CO_2 的不同相态特征会影响其注入后在地层的捕获机制,这种现象需要在近海沉积盆地,如枯竭油气田中,进行仔细研究。④ 低成本长期监测/预警。对 CO_2 海底地质封存后的长期安全监测目前还缺乏一套标准的监测工具和准则,未来需规范和建立长期立体化监测机制,如海底碳封存环境安全实时监测与决策、海底复杂环境下对 CO_2 泄漏的多媒介立体监测与预警。⑤ 海底技术。为避免建立海上平台或节约海上平台使用空间,可以在海底建立“海底工厂”来处理并注入 CO_2 以及开采油气,而这将需要一系列稳定且安全的海底自动化作业技术作为强有力的工程支撑。

六、 CO_2 利用

(一) 基本构成

沿海地区的 CO_2 利用指捕集工业生产或大气中的 CO_2 ,将其转化或直接使用从而创造经济价值的过程,包括沿海 CO_2 利用和离岸 CO_2 利用。

(二) 技术现状

1. 沿海 CO_2 利用

目前工业捕集的 CO_2 主要在陆上利用,其利用方式处于研发阶段。近年来我国沿海地区出现了较多 CO_2 利用项目,如2022年大连长兴岛的CCUS项目将利用捕集的 CO_2 转化为碳酸酯材料;河北建滔能源发展有限公司将现有锅炉烟气中的 CO_2 捕集后

进入回收装置以生产 CO ,并将其作为冰醋酸产品的主要生产原料;浙江省能源集团有限公司将捕集的 CO_2 用于矿化养护制加气砌块;福建工业和食品级 CO_2 试点项目预计每年捕集 $4 \times 10^5 \text{ t}$ CO_2 并创造经济价值。此外,政府监管部门的低碳发展要求也推动了低碳市场体量的持续增长,如近年来海洋管理部门制定了严格的碳排放政策,促使船舶运营商探索使用甲醇等低碳燃料,而在甲醇的生产工艺中可以利用 CO_2 。目前,沿海地区基于 CO_2 工业利用来实现碳减排的方式,预期规模有限,还不能与地质封存 CO_2 的方式相比。

2. 离岸 CO_2 利用

(1) CO_2 驱提高原油采收率

CO_2 -EOR在陆上已取得成功,近年来,随着海上油田开发比重的加大,对提高采收率的需求越来越迫切;同时随着CCUS技术的推广应用,将从沿海大型 CO_2 排放源中捕集大量 CO_2 ,有望解决 CO_2 气源不足的问题。因此,很多国家和地区开始重视离岸油田 CO_2 -EOR技术,开展了诸多可行性论证、先导试验及商业示范项目。例如,巴西的超深水Lula油田运营了全球首个已实施的海上 CO_2 -EOR商业化运行项目,每年可离岸封存 CO_2 约 $70 \times 10^5 \text{ t}$ ^[7];此外,美国在墨西哥湾、英国在北海也正在规划离岸 CO_2 -EOR项目。近年来我国研究人员基于珠江口盆地 CO_2 地质封存开展了前期研究^[58],对珠江口盆地油藏的 CO_2 -EOR潜力进行了评估^[59]。通过建立 CO_2 -EOR和 CO_2 地质封存评价数据库以及海上油田 CO_2 -EOR适宜性评价参考标准,应用无量纲快速评价方法,对珠一凹陷近百个油藏开展了 CO_2 -EOR潜力评价和场址优选评价,筛选出了惠州油田群、陆丰油田群的6个油田近30个油藏作为 CO_2 -EOR示范候选场地。并且以HZ21-1油田和LH11-1油田为案例^[60],应用三维地质建模和油藏数值模拟方法,开展了三维地质建模以及 CO_2 注入提高采收率动态模拟评价研究。

离岸 CO_2 -EOR技术可以显著提高石油采收率,但成本偏高,需要进一步提升其开发效率和经济效益,具体策略有:① 通过增加 CO_2 的注入量进一步提高采收率;② 创新气体注入和油井管理技术,在注入 CO_2 的过程中,通过隔离不良储层、改变注入井和开采井网以及增加钻井密度等,提升石油采收率^[60];③ 通过增加水的粘度来提高流度比^[61];④ 使

用混相增强剂最小化混相压力^[62]。此外，离岸 CO₂-EOR 工程项目作业时，尽管没有像陆地 CO₂-EOR 项目那样产生含有放射性物质和有毒重金属的卤水^[63]，但仍要加强环境保护，重视对海洋生态环境和生物多样性的有效保护。

(2) CO₂-CH₄ 置换水合物开采

天然气水合物因具有储量大、分布广、能量密度高等优点，被认为是化石能源最好的替代选择^[64]。海上天然气水合物在开采时，将 CO₂ 注入海底天然气水合物层，由于 CO₂ 较甲烷更易形成水合物且其水合物稳定赋存压力比甲烷水合物低，在温度、压力满足一定条件时，CO₂ 便自发置换出甲烷水合物中的甲烷分子，实现天然气水合物的开采，该置换反应自发进行，受扩散控制，满足热力学和动力学原理^[65]。CO₂-CH₄ 置换法提供了一种开采天然气水合物方法的同时，还具有长期封存 CO₂ 并且不消耗热量的优势，有助于稳定海底沉积层结构，避免了其他水合物开采方法带来的海底滑坡等环境隐患，具有显著的环境和经济效益。目前，天然气水合物开采的 CO₂ 置换法已成功被验证并应用，如 2012 年，美国阿拉斯加北部陆坡地区用 CO₂ 置换法进行了水合物试采^[66]。我国在南海北部陆坡海域已经发现天然气水合物储层^[67]，将有望采用 CO₂ 置换等方法进行水合物的商业化开发^[68]。

近年来，有关 CO₂ 置换开采的热力学可行性、动力学过程、微观反应机制等方面的理论和试验研究取得了长足进步。但考虑到我国天然气水合物恶劣的储层环境和复杂的晶体结构特征以及置换气体注入的复杂渗流-相变过程，还需对 CO₂ 置换法开采天然气水合物的置换机理及控制因素、置换效率及风险评估、强化置换反应的方法技术等开展进一步研究。此外，当前关于置换机理还存在较大争议，尤其是置换微观机理，存在 CH₄ 水合物先分解后形成 CO₂ 水合物或者 CO₂ 直接在水合物笼内驱替 CH₄ 的机理之争^[69]。究其原因，主要是由于对置换过程水合物内发生的反应机理尚不完全明确而导致的，亟需深入探究。

(三) 创新方向

CO₂ 利用今后的创新方向主要有以下几个方面。

① 设备设施。现有海上平台有限的空间和承重限制了与 CO₂ 利用相关的大型压缩机及回收装置的安

装，未来可以尝试在海上油气集群区域建立大型 CO₂ 集中处理平台。② CO₂ 纯度表征，严格表征 CO₂ 气体中杂质的类型和浓度。通常 CO₂ 气体的最低纯度要求为 90%^[69]，这是因为较高浓度的杂质会将 CO₂ 相图中的边界移动到较高压力的位置，而这意味着欲将 CO₂ 保持在其致密相，需要更强的加压来实现。此外，不可冷凝的杂质会降低 CO₂ 的封存效率^[70]；CO₂ 气体中的 O₂ 浓度过高会影响 CO₂-EOR 作业效率^[71]，从而导致一些海上作业问题，如堵塞注入井、降解原油和酸化原油等^[72]。③ 示范项目。引导建设海上油田 CO₂-EOR 驱油与封存技术示范研发平台或项目，重点开展海上难开发稠油油藏和高含水（近枯竭）油田应用 CO₂-EOR 技术的研发和基础理论研究。

七、我国离岸 CCUS 技术的发展展望

(一) 我国离岸 CCUS 技术的发展重点

1. 近期（至 2030 年）

2021 年，生态环境部发布的《中国二氧化碳捕集利用与封存（CCUS）年度报告》^[23]指出，针对我国东部及东南沿海地区碳排放密集且距离陆上大型地质封存空间较远的特点，有必要发展离岸 CCUS。中国海洋石油集团有限公司目前已有一个离岸 CCUS 项目（恩平 15-1）投入运营，将在 5 年内向海底注入并封存约 1.46×10⁶ t CO₂。面向 2030 年，对于进一步开发其他的更经济且更具规模效应的离岸 CCUS 技术项目，发展重点在于：① 碳捕集，开发更多 CO₂ 捕集方法并提升捕集效率、降低 CO₂ 捕集设施的改造翻新成本；② 碳运输，建设和改造海上 CO₂ 运输急需的管道，形成我国沿海及海底 CO₂ 运输网络系统的低成本运营模式；③ 碳封存，优化封存空间选择策略和前期工程设计方案、合理配置初期资本投入建设所需的基础设施；④ 碳利用，研究重新利用 CO₂ 的可行性及其转化产品的市场替代成本和规模。此外，还需要理顺复杂的商业模式，激励更多的沿海产业集群考虑采用离岸 CCUS 技术，而这些都可通过持续性的商业及工程实践经验来进一步加快技术成熟和对相关领域研究空白的填补。

2. 中期（至 2045 年）

随着试点项目的成功和规模的不断扩大，目前处于研发阶段的一些技术，如海底气体分离和压

缩、下一代CO₂捕集技术、CO₂转化为化学品和海上氢生产技术（蓝氢），在中期阶段需要在离岸CCUS项目中得到试点。到2045年，相关发展重点在于：① 碳捕集，通过对技术和工作效率的不断提升和从应用中吸取经验教训，大幅降低陆上CO₂的捕集成本；同时发展海底气体处理和CO₂捕集技术，如紧凑型高分子渗透膜捕集系统，并集成到海底工厂或新型处理平台；② 碳运输，至少建成投产一条海底CO₂运输管道；③ 碳封存，在工业界建立对CO₂封存的利益需求，并向广大社会团体开放参与CO₂运输和封存等基础设施的建设投资渠道，更快速地推进和推广离岸CCUS产业价值链的发展；④ 碳利用，在陆上沿海各工业中心的主要产业集群，如广东大亚湾或上海浦东，通过转化为甲醇等有价值的化学品，进一步激发工商业部门和企事业单位对CO₂利用技术投资和推广的兴趣。

3. 长期（至2060年）

基于在中期已建成的首批离岸CCUS产业集群的高效解决方案、经验教训和风险控制措施，到2060年，离岸CCUS将发展成为一个实用且颇具规模的国家优势产业。这不仅需要我国政府坚定陆海统筹战略发展的历史定位，而且需要并推出一系列促进CCUS海陆优势互补、良性互动和协调发展的相关财政支持政策，如推出碳税政策和引导碳市场定价，并且需要形成强有力的经济模式，产生成功的商业案例。

为了在全国范围内实现“碳中和”愿景，尤其是当前碳排放密集的沿海地区，新的生产平台要尽量使用清洁能源，如氢或完全电气化。对蓝氢的大量需求将消耗大量的陆上工业集群产生的CO₂，同时具备规模效应从而降低CO₂的捕集成本。到2060年，相关发展重点在于：① 碳捕集，发展直接空气或海水捕集残余CO₂技术，解决难减排行业残余CO₂排放的问题，实现更为经济的净零排放；② 碳运输，不断扩大沿海陆上CO₂运输管道和海底管道网络等基础设施的建设和封存规模，进一步降低运输和封存成本；③ 碳封存，大规模地针对封存后地层中的CO₂进行准实时跟踪监测和动态数值模拟，进一步优化封存及监测方案，实现对我国近海沉积盆地全部CO₂封存潜在空间的高效利用；④ 碳利用，大规模应用CO₂利用技术，为产生的CO₂提供更加灵活的增值空间，同时创造客观的经济收益。

（二）促进离岸CCUS技术发展的关键举措

1. 注重陆海统筹布局，探索成熟商业模式

近年来，国家高度重视低碳涉海经济的可持续发展并将之列为优先发展的国家战略，加强规划与布局，为我国离岸CCUS技术及产业的中长期发展指明了方向、创造了环境。当前，探索经济可行的成熟商业模式是破解离岸CCUS技术及产业发展的关键举措，亟需将离岸CCUS作为一个新兴产业价值链，吸引多方参与和投资。同时，为推动离岸CCUS产业的发展，相关部门要做好顶层规划，在财税、政策等方面予以倾斜，明确我国离岸CCUS技术及产业的发展定位，研究制定离岸CCUS技术发展专项规划，颁布碳税政策和建设规模化离岸CCUS产业集群等重大激励措施，进而规划驱动CCUS产业链的发展并帮助其提高市场竞争力。此外，建议对包括离岸CCUS产业在内的低碳涉海新兴产业实施陆海统筹布局，与离岸可再生能源、氢能开发等其他新兴产业协同耦合发展，设立专项资金，鼓励各主体有效参与，共同促进我国新兴低碳经济产业集群的整体发展和规模体量的不断增长。

2. 建立多元教研体系，培养高精尖专人才

人才是低碳经济可持续发展的核心要素。离岸CCUS领域乃至更广泛的“碳中和”领域人才缺口较大，亟需建立一套完整的人才培养体系，培养专业型、复合型人才队伍。建议基于相关物理/化学/地质基础研究和海洋科学及工程技术等学科，建立离岸CCUS复合型人才培养体系，如成立专门的离岸CCUS科学与工程专业，探索“产学研”合作体系，创办离岸CCUS青年学者计划平台，鼓励国际合作交流与经验分享等。

3. 加强原创基础研究，实现核心技术突破

现阶段离岸CCUS产业高昂的投资成本为沿海CO₂捕集与利用、海底CO₂封存与利用、陆上及海底CO₂运输管道和海上CO₂运输船舶等基础设施的建设提供了渐进式和颠覆式创新的机会；同时，新兴技术的快速迭代更新和推广应用决定了CCUS产业链成本降低的速度和幅度。离岸CCUS产业的发展涉及到一系列沿海地区工业过程的低碳技术升级和设施设备改造，以及近海海上及海底工程作业所面临的理论预判和技术施工困难，相关问题的解决需要首先构建离岸CCUS技术体系，对众多原创性基础研究实现突破。建议努力创造宽松自由的离岸

CCUS 研究环境, 支持“产学研”合作, 寻找现实发展中存在的问题, 坚持目标导向, 加强学术与应用探索, 解决关键设备及技术落后问题; 建立跨部门协同管理机制, 制定相关技术推进政策, 为研发人员创造良好的环境, 加强必要的专业引导; 推动离岸 CCUS 领域技术指标的标准化建设, 加强科技成果的产业化推进, 提高知识产权使用率, 促进关键技术及设备的迭代更新。

参考文献

- [1] Bruvoll A, Larsen B. M. Greenhouse gas emissions in Norway: Do carbon taxes work? [J]. *Energy Policy*, 2004, 32(4): 493–505.
- [2] Furre A K, Eiken O, Alnes H, et al. 20 years of monitoring CO₂-injection at Sleipner [J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 3916–3926.
- [3] Furre A K, Meneguolo R, Ringrose P, et al. Building confidence in CCS: From Sleipner to the northern lights project [J]. *First Break*, 2019, 7: 81–87.
- [4] Vandeweyer V, Hofstee C, Graven H. CO₂ injection at K12-B, the final story [C]. Utrecht: Fifth CO₂ Geological Storage Workshop, 2018.
- [5] Talebian S H, Masoudi R, Tan I M, et al. Foam assisted CO₂-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 120: 202–215.
- [6] Shi J Q, Imrie C, Sinayuc C, et al. Snøhvit CO₂ storage project: Assessment of CO₂ injection performance through history matching of the injection well pressure over a 32-months period [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 3267–3274.
- [7] Godoi J M A, Matai P H L d S. Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: First steps at pre-salt in Brazil [J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 2021, 11: 1429–1441.
- [8] Ha G T, Tran N D, Vu H H, et al. Design & implementation of CO₂ Huff-n-Puff operation in a Vietnam offshore field [C]. Abu Dhabi: International Petroleum Conference and Exhibition, 2012.
- [9] Tanaka Y, Sawada Y, Tanase D, et al. Tomakomai CCS demonstration project of Japan, CO₂ injection in process [J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 5836–5846.
- [10] Helgesen L I, Cauchois G, Nissen-Lie T, et al. CO₂ footprint of the Norwegian longship project [C]. Abu Dhabi: Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference, 2021.
- [11] Allen M J, Faulkner D R, Worden R H, et al. Geomechanical and petrographic assessment of a CO₂ storage site: Application to the Acorn CO₂ Storage Site, offshore United Kingdom [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 94: 102923.
- [12] Akerboom S, Waldmann S, Mukherjee A, et al. Different this time? The prospects of CCS in the Netherlands in the 2020s [J]. *Frontiers in Energy Research*, 2021, 9: 1–17.
- [13] Balakrisnan M, Halim R B A, Johan A L, et al. Methodological engineering approach in designing injector and observation wells incorporating MMV requirements in carbonate CCS Project in offshore Malaysia [C]. Abu Dhabi: International Petroleum Exhibition & Conference, 2022.
- [14] Hoffman N, Marshall S, Horan S. Successful appraisal of the CarbonNet Pelican CO₂ offshore storage site [C]. Abu Dhabi: The 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference, 2021.
- [15] Loria P, Bright M B. Lessons captured from 50 years of CCS projects [J]. *The Electricity Journal*, 2021, 34: 106998.
- [16] 瞿剑. 我国首个海上二氧化碳封存示范工程启动 [N]. *科技日报*, 2021-08-31(02).
Qu J. China launches first offshore carbon storage project [N]. *Science and Technology Daily*, 2021-08-31(02).
- [17] Zhou D, Li P, Liang X, et al. A long-term strategic plan of offshore CO₂ transport and storage in northern South China Sea for a low-carbon development in Guangdong province, China [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 70: 76–87.
- [18] Li H, Lau H C, Wei X, et al. CO₂ storage potential in major oil and gas reservoirs in the northern South China Sea [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 108: 103328.
- [19] International Energy Agency. Energy technology perspectives 2020: Chapter 2. Technology needs for net-zero emissions [R]. Paris: International Energy Agency, 2020.
- [20] Ritchie H, Roser M. China: CO₂ country profile [EB/OL]. (2022-12-31)[2023-02-08]. <https://ourworldindata.org/CO2/country/china>.
- [21] 甘满光, 张力为, 李小春, 等. 欧洲 CCUS 技术发展现状及对我国的启示 [J/OL]. *热力发电*: 1–13 [2023-02-09]. <https://doi.org/10.19666/j.rlfid.202210245>.
Gan M G, Zhang L W, Li X C, et al. CCUS technology development in Europe as well as enlightenment and suggestions to China [J]. *Thermal Power Generation*: 1–13 [2023-02-09]. <https://doi.org/10.19666/j.rlfid.202210245>.
- [22] Zhou D, Li P C, Zhao Z X, et al. Assessment of CO₂ storage potential for Guangdong Province, China [R]. Guangzhou: Global CCS institute, 2013.
- [23] 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]. 北京 / 武汉: 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.
Cai B F, Li Q, Zhang X, et al. China carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2021)—Study on the CCUS pathway in China [R]. Beijing/Wuhan: Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics of Chinese Academy of sciences, The Administrative Center for China's Agenda 21, 2021.
- [24] Global CCS Institute. Roadmap for carbon capture and storage demonstration and deployment in the People's Republic of China [R]. Metro Manila: Asian Development Bank, 2015.
- [25] Dahowski R T, Li X, Davidson C L, et al. Regional opportunities for carbon dioxide capture and storage in China: A comprehensive CO₂ storage cost curve and analysis of the potential for large scale carbon dioxide capture and storage in the People's Republic of China [R]. Richland: Pacific Northwest National Lab, 2009.
- [26] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究 [J]. *中国工程科学*, 2021, 23(6): 70–80.
Zhang X, Li Y, Ma Q, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China [J]. *Strategic Study of*

- CAE, 2021, 23(6): 70–80.
- [27] Li J H. Accelerate the offshore CCUS to carbon-neutral China [J/OL]. *Fundamental Research*: 1–10 [2022-11-09]. <https://doi.org/10.1016/j.fmre.2022.10.015>.
- [28] Ringrose P S, Thorsen R, Zweigel P, et al. Ranking and risking alternative CO₂ storage sites offshore Norway [C]. Malmö: Fourth Sustainable Earth Sciences Conference, 2017.
- [29] 单彤文, 张超, 秦锋, 等. 二氧化碳规模化封存典型技术路线解析与产业前景展望 [J]. *中国海上油气*, 2022, 34(6): 196–204.
Shan T W, Zhang C, Qin F, et al. Typical technical roadmap analysis and industry prospect of large-scale CO₂ sequestration [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(6): 196–204.
- [30] Li P, Zhou D, Zhang C, et al. Assessment of the effective CO₂ storage capacity in the Beibuwan Basin, offshore of southwestern P. R. China [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 37: 325–339.
- [31] Franchi G, Capocelli M, De Falco M, et al. Hydrogen production via steam reforming: A Critical Analysis of MR and RMM technologies [J]. *Membranes*, 2020, 10(1): 1–20.
- [32] Eide L I, Batum M, Dixon T, et al. Enabling large-scale carbon capture, utilisation, and storage (CCUS) using offshore carbon dioxide (CO₂) infrastructure developments—A review [J]. *Energies*, 2019, 12(10): 1945.
- [33] 华东阳, 张晓敏, 马梦桐. 海上平台“膜分离+酸气回注”工艺技术研究 [J]. *天然气与石油*, 2022, 40(5): 26–31.
Hua D Y, Zhang X M, Ma M T. Study on “membrane separation + acid gas reinjection” technology on offshore platform [J]. *Natural Gas and Oil*, 2022, 40(5): 26–31.
- [34] 王全德. 超临界 CO₂ 管道输送研究现状 [J]. *云南化工*, 2018, 45(12): 120–121.
Wang Q D. Research status of supercritical CO₂ pipeline transportation [J]. *Yunan Chemical Technology*, 2018, 45(12): 120–121.
- [35] Zhang Y, Wang D, Yang J, et al. Correlative comparison of gas CO₂ pipeline transportation and natural gas pipeline transportation [J]. *Modelling, Measurement and Control B*, 2017, 86(1): 63–75.
- [36] Brownsort P A, Scott V, Haszeldine S R. Reducing costs of carbon capture and storage by shared reuse of existing pipeline—Case study of a CO₂ capture cluster for industry and power in Scotland [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 52: 130–138.
- [37] Yamasaki A. An overview of CO₂ mitigation options for global warming—Emphasizing CO₂ sequestration options [J]. *Journal of Chemical Engineering of Japan*, 2023, 36(4): 361–375.
- [38] Li P, Liu X, Lu J, et al. Potential evaluation of CO₂ EOR and storage in oilfields of the Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea [J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2018, 8(5): 954–977.
- [39] 李春峰, 赵学婷, 段威, 等. 中国海域盆地 CO₂ 地质封存选址方案与构造力学分析 [J]. *力学学报*, 2023, 55(2): 1–13.
Li C F, Zhao X T, Duan W, et al. Strategic and geodynamic analyses of geo-sequestration of CO₂ in China Offshore Sedimentary Basins [J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(2): 1–13.
- [40] Ringrose P, Mechel T. Maturing global CO₂ storage resources on offshore continental margins to achieve 2DS emissions reductions [J]. *Scientific Reports*, 2019, 9(1): 17944.
- [41] Wildenborg T, Loeve D, Neele F. Large-scale CO₂ transport and storage infrastructure development and cost estimation in the Netherlands offshore [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 118: 103649.
- [42] Sachde D, McKaskle R, Lundeen J. Review of technical challenges, risks, path forward, and economics of offshore CO₂ transportation and infrastructure [C]. Houston: Offshore Technology Conference, 2019.
- [43] Lindeberg E, Grimstad A A, Bergmo P, et al. Large scale tertiary CO₂ EOR in mature water flooded Norwegian Oil Fields [J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 7096–7106.
- [44] Goldberg D, Aston L, Bonneville A, et al. Geological storage of CO₂ in sub-seafloor basalt: The CarbonSAFE pre-feasibility study offshore Washington State and British Columbia [J]. *Energy Procedia*, 2018, 146: 158–165.
- [45] Van Pham T H, Aagaard P, Hellevang H. On the potential for CO₂ mineral storage in continental flood basalts-PHREEQC batch-and 1D diffusion-reaction simulations [J]. *Geochemical Transactions*, 2012, 13(1): 1–12.
- [46] Mattera J M, Broecker W S, Stute M, et al. Permanent carbon dioxide storage into basalt: The CarbFix pilot project, Iceland [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 3641–3646.
- [47] Goldberg D S, Takahashi T, Slagle A L. Carbon dioxide sequestration in deep-sea basalt [J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2008, 105(29): 9920–9925.
- [48] Aradóttir E, Beuttler C, Bonneville A. Accelerating offshore carbon capture and storage: Opportunities and challenges for CO₂ removal [R]. New York: Columbia World Projects, 2019.
- [49] Knoope M M, Ramírez A A, Faaij A P. The influence of uncertainty in the development of a CO₂ infrastructure network [J]. *Applied Energy*, 2015, 158: 332–347.
- [50] Cantucci B, Buttinelli M, Procesi M, et al. Geologic carbon sequestration: Algorithms for CO₂ storage capacity estimation: Review and case study [M]. Switzerland: Springer Cham, 2016: 21–44.
- [51] Lee H, Shinna Y J, Ong S H, et al. Fault reactivation potential of an offshore CO₂ storage site, Pohang Basin, South Korea [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 152: 427–442.
- [52] Metz B, Davidson O, de Coninck H C, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage [R]. Cambridge: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.
- [53] Haugan P M, Joos F. Metrics to assess the mitigation of global warming by carbon capture and storage in the ocean and in geological reservoirs [J]. *Geophysical Research Letters*, 2004, 31(18): L18202.
- [54] Hassenrück C, Fink A, Lichtschlag A, et al. Quantification of the effects of ocean acidification on sediment microbial communities in the environment: The importance of ecosystem approaches [J]. *FEMS Microbiology Ecology*, 2016, 92: fiw027.
- [55] Blackford J, Bull J M, Cevatoglu M, et al. Marine baseline and monitoring strategies for carbon dioxide capture and storage (CCS) [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015,

- 38: 221–229.
- [56] Blackford J, Alendal G, Avlesen H, et al. Impact and detectability of hypothetical CCS offshore seep scenarios as an aid to storage assurance and risk assessment [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 95: 102949.
- [57] Connelly D P, Bull J M, Flohr A, et al. Assuring the integrity of offshore carbon dioxide storage [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 166: 112670.
- [58] 周蒂, 李鹏春, 张翠梅. 离岸二氧化碳驱油的国际进展及我国近海潜力初步分析 [J]. *南方能源建设*, 2015, 2(3): 1–9.
Zhou D, Li P C, Zhang C M. Offshore CO₂-EOR: Worldwide progress and a preliminary analysis on its potential in offshore sedimentary basins off China [J]. *Southern Energy Construction*, 2015, 2(3): 1–9.
- [59] 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 X Y, Li P C, Zhou D, et al. Quick assessment of CO₂-EOR and CO₂ sequestration potential in Huizhou21-1 Oilfield, Pearl River Mouth Basin, Northern South China Sea [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2017, 33(3): 56–65.
- [60] Sweatman R E, Crookshank S, Edman S. Outlook and technologies for offshore CO₂ EOR/CCS projects [C]. Houston: Offshore Technology Conference, 2011.
- [61] Thomas S. Enhanced oil recovery—An overview [J]. *Oil & Gas Science and Technology*, 2007, 63: 9–19.
- [62] Ferguson R, Nichols C, Leeuwen T V, et al. Storing CO₂ with enhanced oil recovery [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 1989–1996.
- [63] Schmelz W J, Hochman G, Miller K G. Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: northeastern and midwestern United States [J]. *Interface focus*, 2020, 10: 20190065.
- [64] 樊栓狮, 刘发平, 郎雪梅, 等. CO₂ 捕集与置换开采天然气水合物中甲烷的研究进展 [J]. *天然气化工—C1 化学与化工*, 2022, 47(4): 1–10.
- Fan S S, Liu F P, Lang X M, et al. Research progress of CO₂ capture and replacement of methane from natural gas hydrates [J]. *Natural Gas Chemical Industry*, 2022, 47(4): 1–10.
- [65] 陈文钢, 李东泽. NH₃ 作为 CO₂ 置换 CH₄ 水合物促进剂的分子动力学模拟研究 [J]. *石油与天然气化工*, 2021, 50(5): 50–53.
Chen W G, Li D Z. Molecular dynamics simulation of NH₃ as a promoter for CO₂ replacement of CH₄ hydrate [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2021, 50(5): 50–53.
- [66] Boswell R, Schoderbek D, Collett T S, et al. The Iñik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: Design, operations, and implications for CO₂-CH₄ exchange in gas hydrate reservoirs [J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(1): 140–153.
- [67] 中华人民共和国自然资源部. 中国矿产资源报告 [M]. 北京: 地质出版社, 2018.
Ministry of Natural Resources of the People's Republic of China. China mineral resources [M]. Beijing: Geological Publishing House Co., Ltd., 2018.
- [68] 李清平, 周守为, 赵佳飞, 等. 天然气水合物开采技术研究现状与展望 [J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 214–224.
Li Q P, Zhou S W, Zhao J F, et al. Research status and prospects of natural gas hydrate exploitation technology [J]. *Strategic Study of CAE*, 2022, 24(3): 214–224.
- [69] Jarrell P M, Fox C, Stein M, et al. Practical aspects of CO₂ flooding [M]. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [70] Wang J, Ryan D, Anthony E J, et al. Effects of impurities on geological storage of CO₂ [R]. Cheltenham: IEA Environmental Projects Ltd., 2011.
- [71] Porter R T, Fairweather M, Pourkashanian M, et al. The range and level of impurities in CO₂ streams from different carbon capture sources [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 36: 161–174.
- [72] Morgan H, Large D, Bateman K, et al. The effect of variable oxygen impurities on microbial activity in conditions resembling geological storage sites [J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 3077–3087.