DOI 10.15302/J-SSCAE-2025.01.021

碳中和背景下我国“岸碳入海”发展前景及路径分析

杨正先，魏树运，韩建波*

（国家海洋环境监测中心，辽宁大连 116023）

摘要：“岸碳入海”是近年来碳捕集、利用与封存（CCUS）领域备受关注且发展迅速的应用场景，明确我国“岸碳入海”在碳中和目标下的发展定位、应用前景、实施路径等，兼有前瞻性和迫切性。本文从工艺特点及发展潜力、国际项目布局、我国规划研究等角度出发，系统梳理了“岸碳入海”相关进展；在辨识我国“岸碳入海”发展前景的基础上，从经济成本、泄漏风险、封存效率、政策管理、国际形势等方面全面分析了我国“岸碳入海”面临的挑战及应对思路。研究认为，我国“岸碳入海”可分为项目规划研究、小规模示范、大规模商业化应用3个阶段，据此预判了面向2060年的“岸碳入海”发展时间线。为此建议，把握关键发展节点、适时制定扶持政策，系统构建监管制度、增强风险防控能力，以小规模项目为先导、稳健推动产业化发展，发挥市场的关键作用、由企业主导推进商业化应用，以科学布局并稳健推进“岸碳入海”工作，为我国实现碳中和目标提供有力支撑。

关键词：岸碳入海；碳中和；CCUS；海底碳封存；陆海协同降碳；示范项目

中图分类号：X324；F062.4　　**文献标识码：**A

“Carbon Capture Ashore and Storage Offshore” in China in the Context of Carbon Neutrality: Future Prospects and Development Pathway

Yang Zhengxian, Wei Shuyun, Han Jianbo*

(National Marine Environmental Monitoring Center, Dalian 116023, Liaoning, China)

Abstract: “Carbon capture ashore and storage offshore” has been one of the important application scenarios in carbon capture, utilization and storage (CCUS) solutions in recent years. It is forward-looking and urgent to clarify the development orientation, application prospect, and implementation pathway of “carbon capture ashore and storage offshore” in China in the context of carbon neutrality. This study reviews the progress of “carbon capture ashore and storage offshore” from the perspectives of process characteristics, development potentials, international projects progress, and planning research progress in China. Based on analyses of the development prospects, this study explores the challenges and countermeasures of “carbon capture ashore and storage offshore” in China from the aspects of economic cost, leakage risk, storage efficiency, policy management, and international situation. The development of “carbon capture ashore and storage offshore” in China can be divided into three stages: project planning and research, small-scale demonstrations, large-scale commercial application, and the development timeline toward 2060 is predicted. Accordingly, it is recommended to focus on key development milestones and timely introduce supportive policies. A comprehensive regulatory system should be established to enhance risk prevention and control. Small-scale pilot projects should be initiated to prudently drive

收稿日期：2025-01-20；**修回日期：**2025-04-15

通讯作者：*韩建波，国家海洋环境监测中心研究员，研究方向为海洋工程环境影响评价技术；E-mail: jbhan@nmemc.org.cn

资助项目：国家重点研发计划项目(2017YFA0604904)；海洋负排放国际大科学计划(ONCE)

本刊网址：sscae.engineering.org.cn

industrialization. The market's pivotal role should be leveraged, with enterprises leading commercial applications. Through scientific planning and steady advancement of "carbon capture ashore and storage offshore" initiatives, robust support can be provided for China to achieve its goal of carbon neutrality.

Keywords: carbon capture ashore and storage offshore; carbon neutrality; CCUS; offshore carbon storage; land-sea collaborative carbon reduction; demonstration projects

一、前言

碳捕集、利用与封存（CCUS）技术是实现化石能源净零排放的唯一技术手段，也是钢铁、水泥等难减排行业实现深度CO_2减排的可行性方案[1,2]。“岸碳入海”指将陆地上能源和工业生产过程捕集的CO_2通过管道或船舶输送到海上平台等装置，进而封存于海底地质构造中、最终实现CO_2减排的一种技术手段[3]，是CCUS技术发展到高级阶段的重要应用形态，与传统海陆分离的CCUS项目存在显著差异性。一般认为，“岸碳入海”具有发展潜力大、适用区域广、风险相对低的优势，属于海陆协同降碳的集成化应用，对于沿海地区，尤其是工业发达、CO_2排放强度高、陆上封存场地有限的区域具有重要意义，为实现CO_2减排目标提供了关键路径[4,5]。

近年来，CCUS技术发展迅速，“岸碳入海”迎来了发展热潮。欧洲国家为解决工业CO_2排放问题，启动了多个大规模的“岸碳入海”集成项目，如挪威的北极光项目[6]、丹麦的绿沙项目[7]、荷兰的Porthos项目等[8]，将在数年内投入运营。各国也积极开展了一系列“岸碳入海”规划及研究项目，如英国的橡果项目[9]、美国的休斯敦航道项目[10]，我国的大亚湾、杭州湾CCUS集成项目[11,12]等。需要注意到，“岸碳入海”是CCUS领域的新兴模式，与传统的基于海上油气田伴生气CO_2回注的“海上CCUS”项目（如挪威的Sleipner项目、我国的恩平15-1项目）存在明显差异；国内的“岸碳入海”产业发展、政策研究等仍处于起步阶段，尚未形成系统性共识。

《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（2021年）提出，推进规模化碳捕集利用与封存技术研发、示范和产业化应用，加快建设全流程、集成化、规模化CCUS示范项目。受此驱动，国内的CCUS技术研究、工程示范等取得快速进展，如海上CCUS配套技术获得突破、一系列示范项目投入运营[13]。相关成果不仅推动了CCUS技术的发展，也为“岸碳入海”模式的探索与实践筑牢了基础[14]。近两年，多个全国人大代表建议、全国政协提案都提出，尽快启动规模化“岸碳入海”封存示范工程[15,16]。

不可忽视的是，“岸碳入海”涉及多产业协同、多机构整合、复杂的管理模式，前期投资和运营成本显著高于传统的陆上或海上地质封存方式；即使在技术储备、资金投入均占优势的发达国家，此领域仍处于起步发展阶段，尚未构建成熟的技术体系、商业模式和管理经验[17]。我国实现“双碳”目标，需要稳中求进、逐步实现，不能脱离实际、急于求成。在此背景下，着眼我国“岸碳入海”相关工作的科学布局与稳健推进，有必要深入探讨面临的挑战，从经济成本、泄漏风险、封存效率、管理制度、国际形势等方面系统评估可行性与实施条件，研判发展前景及路径，提出科学合理的发展建议。

二、“岸碳入海”相关进展

（一）基于CCUS的“岸碳入海”

当前，全球CCUS项目数量快速增长。国际能源署（IEA）数据（CCUS Projects Database）显示，截至2024年2月，全球范围内产能达1×10^5 t/a的CO_2捕集、运输、储存、利用项目，产能达1000 t/a的CO_2直接空气捕集设施项目共计有844个。我国的CCUS技术及示范也取得显著进展。全国规划及运行的CCUS工程有126个，总体水平与国际进展相当[18]。2022年，我国首个百万吨级CCUS商业化项目“齐鲁石化–胜利油田驱油项目”投入运行。2023年，首条百万吨、百千米高压常温密相CO_2输送管道建成。2023年，国家能源投资集团有限责任公司正式投产江苏泰州5×10^5 t/a的CCUS项目，属于亚洲在运捕集规模最大的煤电CCUS项目，捕集的CO_2用于油田驱油及焊接制造等用途。CO_2驱油封存是现阶段最为经济可行的封存方式，也是当前国内外CCUS主要的应用方式[19]，但一般应用于油田开采的中后期，对油藏地质条件及性质有特定的

要求[20,21]。在现有的商业模式下，CO_2驱油通常是在满足经济性为首要目标的条件下兼顾封存需要，导致CO_2封存率有限。

国内外现有的海上CCUS商业项目均以海上油气田开发伴生气分离的CO_2为碳源，多数直接在采油平台进行分离和回注，具有捕集成本低、无需长距离输送的优势[22]。挪威的Sleipner项目于1996年启动建设，是全球最早的海上CCUS项目，已实现单位CO_2减排成本低于挪威碳税，运营后获得良好的商业效益。随后，挪威的Snøhvit封存项目、澳大利亚的Gorgon封存项目、巴西的Lula油田驱油等项目陆续启动建设。

自2023年起，我国恩平15-1油田、乐东15-1气田、渤中26-6油田CO_2封存项目先后投入运营[23]，在封存场地方面存在区别（见图1）：恩平15-1油田CO_2封存项目是从海上油田伴生气中分离CO_2并注入海底咸水层，乐东15-1气田CO_2封存项目是从海上气田生产的天然气中分离CO_2并注入枯竭气田，渤中26-6油田CO_2封存项目则是从海上油田伴生气中分离CO_2并将其回注至地层用于驱油。这些传统的海上CCUS项目对于海上油气开采企业，特别是特定油气开采项目的减排及增产具有重要意义。

为了满足沿海经济发达地区的大规模工业减排及能源安全需求，避免CO_2排放约束下大量基础设施提前退役而产生高额的搁浅成本[24]，还需要在传统的陆地或海上CCUS的基础上，进一步将陆上捕集、海上运输与封存相结合，充分利用海底地质封存潜力，应用CCUS技术对能源和工业部门的基础设施进行改造，消纳陆上捕集的CO_2，形成“岸碳入海”集群CCUS项目的升级模式。未来“岸碳入海”根据封存场地可分为海底油田驱油、海底枯竭油气田、海底咸水层封存等类型。

（二）“岸碳入海”的工艺特点及发展潜力

“岸碳入海”将传统海陆分离的CCUS项目串联起来，以实现碳源和碳汇的良好匹配（见图2）。欧洲的多个“岸碳入海”项目均以共享CO_2运输基础设施的方式，将来自不同排放源的CO_2在枢纽统一进行汇集、压缩和运输，再注入海底地质结构；有效满足欧洲沿海多个国家和地区的CO_2减排需求，不占用陆地资源，避免对陆地生态系统和人类活动的影响，具有良好的社会可接受性。

我国海域CO_2封存潜力达2.58×10^{12} t，约为2022年我国CO_2排放总量的200倍以上[25]。我国近海的渤海盆地、南黄海盆地、东海陆架盆地、珠江口盆地的CO_2封存潜力较大，分别为1.508×10^{11} t、1.863×10^{11} t、3.256×10^{12} t、2.496×10^{11} t[26]。渤海盆地的封存容量是环渤海三省一市（辽宁、河北、天津、山东）2021年CO_2排放量的60倍（见表1），南黄海盆地和东海陆架盆地封存容量是长江三角洲沿海两省一市（江苏、上海、浙江）2021年CO_2排放量的352倍，珠江口盆地封存容量是粤港澳大湾区（广东、香港、澳门）2021年CO_2排放量的376倍。此外，福建省东部的台湾海峡盆地、广西壮族自治区南部的北部湾盆地、海南省东南部的琼东南盆地

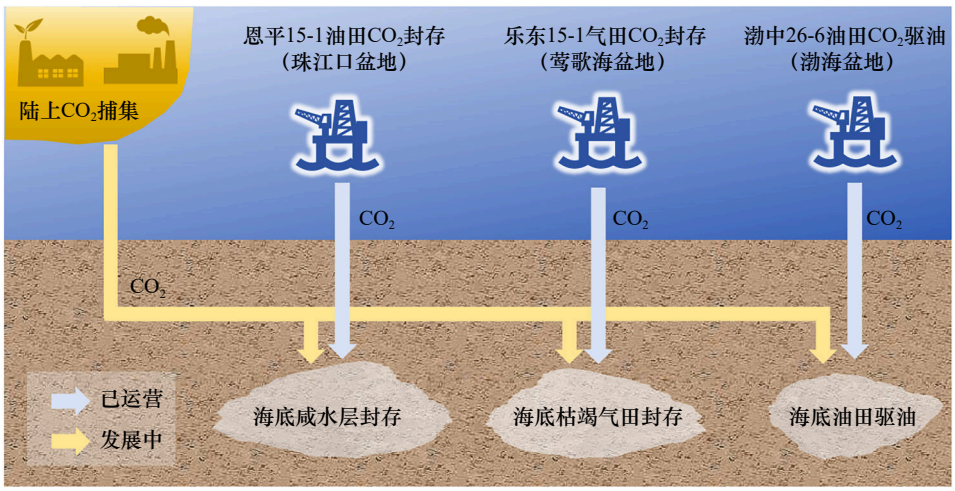

图1 我国海上CCUS项目基本情况及未来“岸碳入海”封存场景

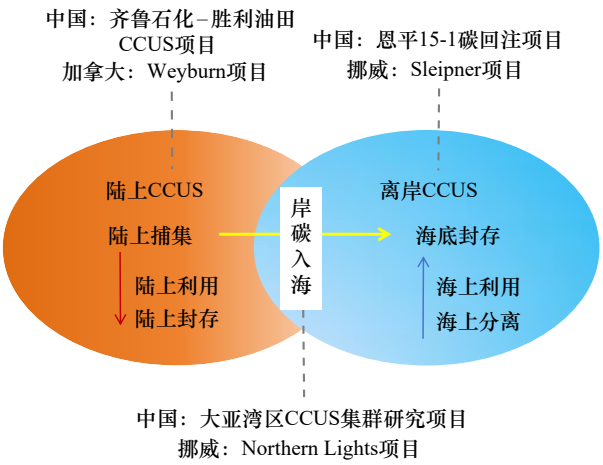

图2　“岸碳入海”与陆上/离岸CCUS的关系及代表项目

以及西南部的莺歌海盆地，也提供了充足的海底地质封存资源。山东、江苏、河北、广东、辽宁、浙江等沿海省份均是CO_2排放大省，尤其是广东、浙江等地的陆上地质封存空间有限，“岸碳入海”为这些省份实现大规模CO_2封存提供了可能性。

评估海底CO_2封存的发展潜力，在封存容量因素以外，需要重点关注地质结构稳定性特别是地震因素。我国海上强震集中在台湾地区周边、渤海断裂带交汇区，南黄海以中强震为主，北黄海、东海、南海地震活动较弱[27]。从封存安全性角度看，珠江口盆地、莺歌海盆地最适合开展海底CO_2封存，北黄海盆地、东海陆架盆地次之，南黄海及渤海适宜度较低。

根据珠江口盆地油气田的评估结果[28]，惠州、西江、文昌、番禺、恩平油田展现出显著的CO_2驱油与封存潜力，封存潜力中值均在1×10^7 t以上；距离海岸线均小于200 km，结合现有海底管线与平台设施的复用，可显著降低初期投资与运输成本。综合地质可行性、经济性、基础设施条件，上述油田可作为我国首批“岸碳入海”示范项目的优选靶区。

（三）国际“岸碳入海”项目进展

“岸碳入海”因其良好的CO_2减排潜力以及对沿海经济发达地区CO_2减排的重要促进作用，受到国际上的广泛重视和积极推动。在全球范围内，众多“岸碳入海”项目处于建设及规划阶段，尤其是欧洲北海地区成为相关项目的聚集地。挪威的北极光项目将接收欧洲西北部能源及工业生产捕集的CO_2，再通过陆上终端及海底管道输送到海上平台并储存在海底地质构造中；完成CO_2接收端码头的建设工作并在2025年投入运营，一期工程的CO_2封存能力为1.5×10^6 t/a，二期工程的CO_2封存能力为5×10^6 t/a，拟于2028年底投入运营并全面实现商业化。

丹麦绿沙项目中的实验性先导项目是全球首个跨境“岸碳入海”CCUS项目，2023年成功将1.5×10^4 t比利时工厂产生并捕集和液化的CO_2，通过船舶运输至丹麦并泵入1800 m深处的北海枯竭油田；整个项目将于2026年前后投产，2030年将实现8×10^6 t/a的CO_2封存（约占丹麦每年排放CO_2的10%）。荷兰的Porthos项目计划通过总长约30 km的管道将捕集的CO_2运输到距港区海岸线约20 km的北海废弃油

表1　我国近海盆地封存容量及沿海省市CO_2排放情况

经济区	盆地封存容量		2021年沿海省份排放		比例
	封存盆地	封存容量/$\times10^{11}$ t	省份	年排放量/$\times10^8$ t	封存容量/年排放量
环渤海经济区	渤海盆地*	1.508	辽宁*	5.46	60
			河北*	8.86	
			天津*	1.56	
			山东*	9.47	
长江三角洲经济区	南黄海盆地*	1.863	江苏*	8.18	352
	东海陆架盆地*	3.259	上海*	1.94	
			浙江*	4.42	
粤港澳大湾区	珠江口盆地*	2.496	广东*	6.30	376
			香港#	0.33	
			澳门#	0.01	

注：*表示盆地封存容量数据来源于文献[26]；香港、澳门的年CO_2排放数据来源于CEIC数据库（https://www.ceicdata.com/）；其他省份的年CO_2排放数据来源于CEADs数据库（https://www.ceads.net/）。

田进行封存，2024 年启动建设，计划 2026 年投入运营。这些项目的顺利实施，不仅展示了“岸碳入海”的技术可行性，而且为全球 CO_2 封存提供了直接示范。此外，处于规划阶段的有英国的橡果项目、美国的休斯敦航道项目，计划 2030 年的 CO_2 封存量分别为 5×10^6~1×10^7 t/a、5×10^7 t/a。

（四）我国“岸碳入海”规划研究进展

我国“岸碳入海”尚处于规划研究阶段，在华东和华南地区已启动多个规划研究项目。2022 年，中国石油化工集团有限公司、荷兰皇家壳牌石油公司、中国宝武钢铁集团有限公司、德国巴斯夫股份公司开展合作研究，拟在华东地区规划建设开放式、千万吨级 CCUS 项目，将长江沿线工业捕集的 CO_2 通过船舶运输到中转站，再通过管道将接收站的 CO_2 输送至陆上或海上的封存点。

2022 年，广东南方碳捕集与封存产业中心牵头完成了《广东省二氧化碳捕集利用运输与封存规划研究报告》，建议规划建设 4 个以“岸碳入海”为主要模式的 CCUS 工业集群。2023 年，广东省与中国海洋石油集团有限公司、荷兰皇家壳牌石油公司、美国埃克森美孚公司签订了大亚湾区 CCUS 集群研究项目联合研究协议，计划收集大亚湾区各企业在生产中排放的 CO_2，经压缩后以管道等方式就近输送到符合条件的海域进行封存或地质利用，预计年捕集和封存 CO_2 规模为千万吨级。2024 年，《广东省培育发展未来绿色低碳产业集群行动计划》提出，加快大亚湾区 CCUS 集群项目、粤西 CCUS 集群项目落地，研究布局 CO_2 综合运输网络，培育沿海经济带 CCUS 产业集群。

2023 年，中国石油化工股份有限公司镇海炼化分公司、中国地质调查局青岛海洋地质研究所等单位合作开展了杭州湾南岸 CO_2 封存示范工程战略研究项目，分析了杭州湾南岸长河 – 王盘洋盆地 CO_2 封存地质条件，评估了封存潜力、适宜性及可行性，计划将宁波镇海石化基地捕集的 CO_2 封存于杭州湾南岸地质构造中。

三、我国“岸碳入海”发展路径分析

（一）我国“岸碳入海”发展前景

我国是全球最大的 CO_2 排放国，面临着在碳达峰后 30 年内持续减排并实现碳中和的巨大压力。CO_2 减排时间紧、强度大，而化石能源占比高，需要综合采用多技术组合的方式才能实现碳中和目标。IEA 研究认为，面向 2 ℃的全球温控目标，至 2050 年中国需要累计捕集 2.6×10^{10} t 以上的 CO_2，其中 67% 的 CO_2 来源于电力部门排放，33% 的 CO_2 来源于工业领域排放[29,30]。电力行业是我国经济脱碳的主力部门，占 2020—2060 年累计 CO_2 减排量的 55% 以上。《2020 年中国可再生能源展望报告》认为，到 2050 年，随着可再生能源的大规模部署，我国非化石能源比重将提升至 78%，CO_2 排放相比 2019 年下降 76%，剩余 24% 的 CO_2 需通过 CCUS 等途径进行减排。

CCUS 的减排成本高于能源替代、森林碳汇等，但对于实现碳中和目标过程中最难减排的部分工业及能源产业 CO_2 排放而言，CCUS 是唯一的技术手段。采用包括“岸碳入海”在内的 CCUS 技术，可促成化石能源与新能源的竞合关系，为经济社会发展、能源安全、“双碳”目标实现等提供重要支撑。我国 CCUS 发展的愿景是构建经济可行、环境友好、安全可靠的 CCUS 技术体系和产业集群。

欧洲实施的一系列大规模“岸碳入海”项目进展顺利，展现出良好的发展势头和潜在的商业化价值，也为我国构建“岸碳入海”技术体系、产业集群、管理制度提供了直接参照。我国近海沉积盆地拥有与欧洲北海类似的储存条件及周边碳源，相关技术及项目探索也取得了显著进展，都为我国未来发展“岸碳入海”集群项目确立了坚实基础。

（二）我国“岸碳入海”面临的挑战及应对

客观来看，CCUS 技术和工程项目在近几年取得了长足发展，但大规模“岸碳入海”商业化应用仍需较长的过程。“岸碳入海”技术作为 CCUS 的高级集成应用方式面临着多方面的挑战，突出表现在项目实施难度远高于传统的陆上或海上 CCUS 项目。“岸碳入海”项目前期固定投资大、运营成本高、全流程监管难，也缺乏完善的政策支持和商业模式，需要通过降本增效、完善政策、国际合作来逐步解决。

1. 经济成本

“岸碳入海”项目的商业价值受经济成本、财税补贴、规模效应等因素的影响。“岸碳入海”项

目前期基础建设投入巨大、建设周期长、运营成本高，属于高风险投资项目类型。挪威北极光一期项目投资约为69亿挪威克朗（约合人民币约48.5亿元，其中80%为公共资金），主要用于中转站、管道、封存设施建设。我国恩平15-1油田伴生气回注项目投资相对不高（2.57亿元），这是因为CO_2来源于伴生气，投资仅需用于CO_2分离及封存设施建设。

“岸碳入海”项目的运行成本涉及CO_2捕集、运输、封存等，其中CO_2捕集成本的占比通常超过70%[31]。从我国已投运示范项目的捕集成本来看，煤化工、石油化工领域的一体化驱油示范项目较低，为105~250元/t，而电力、水泥仍是较高的行业，分别为200~600元/t、305~730元/t[32]。此外，CO_2管道运输成本约为0.8元·t^{-1}·km^{-1}，地质封存成本约为55元/t[33]。未来，随着相关技术的持续革新、应用规模扩大带来的边际成本下降，“岸碳入海”项目的运行成本有望逐步降低。

欧洲曾经有多个“岸碳入海”项目因成本原因被取消。例如，英国规划的Peterhead项目，拟为燃气电站机组加装CO_2捕集装置，捕集的CO_2将通过管道输送至海上作业平台后封存于海底枯竭油气藏中，在2015年公共资助取消后项目处于暂停状态[34,35]。挪威的北极光、丹麦的绿沙等项目，在一期阶段均获得大量公共资金支持才能够持续推进。未来随着捕集等成本的降低、碳价的提高，“岸碳入海”项目的商业潜力将逐步显现，最终过渡到大规模商业化运营阶段。

2. 泄漏风险

CO_2地下长期封存的安全性及泄漏风险一直是学术界、工业界、社会公众关注的焦点。相关的封存风险主要来自3个方面：连接地质封存体、水层、大气的注入井／生产井／废弃井／勘探井等，可能会因化学腐蚀、封堵材料老化、力学作用而致泄漏；注入CO_2导致封存体内压力增加，可能诱发地震、开启断层、突破盖层封堵而致泄漏；外部不可抗力破坏CO_2地质封存体而致泄漏，如天然地震[36]。此外，长距离运输管道、封注平台、中转基地的腐蚀、不规范操作和外力破坏也可能导致泄漏[37,38]。

海洋地质封存面临海洋环境的复杂性和生态敏感性，相应泄漏风险的监测及控制更具挑战性。海底设施长期承受高压、高盐、低温的协同侵蚀而致腐蚀速率较高，微生物腐蚀也会进一步加速材料劣化[39]。在持续注入CO_2的情况下，封存区面临注入压力触发断层滑动的威胁，当储层压力超过原始地层压力一定数值后，邻近断层的微震活动频率将显著提高[40]。CO_2一旦突破盖层，在深海低温、高压条件下可能形成水合物暂态封堵，但地热梯度异常或海底滑坡扰动极易破坏这种亚稳态，导致气体快速上涌[41]。模拟研究[42]显示，海底CO_2泄漏可使局部海水pH下降，引发钙质生物壳体溶解；小规模泄漏的直接影响局限在泄漏点附近，在泄漏停止后可能部分恢复；若泄漏持续数月以上，可能引发沉积物酸化累积效应，导致生物群落的不可逆变化。

需要依托全流程风险监测体系，针对CO_2封存后的状态、运移规律、环境风险等开展动态管控，涉及从封存选址、工程实施到长期监护的全生命周期管理。封存场地建议位于离岸20 km以外，避开重要的生态敏感区，以有效降低人为或自然因素导致的封存泄漏事故对沿海人口和经济活动密集区、近岸生态系统的影响。

3. 封存效率

“岸碳入海”技术属于典型的流程工业过程，运行中需要电力、热力等能源供给，因而相应项目自身产生的CO_2排放也应予以考虑并在封存总量中扣除[43]。有研究[44]参考《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，对碳捕集和封存项目进行了全流程CO_2减排评估与分析，以浓度为12.5%的炼油厂催化裂化装置烟气为例，CO_2净减排量仅占地质封存量的41.3%，其余58.7%为自身加工过程产生的CO_2排放所抵扣。可见，为提高“岸碳入海”净封存比例，需要通过改进捕集工艺、高比例采用绿电、尽量收集高浓度碳源等方式，降低能源消耗及CO_2排放。

CO_2驱油也是“岸碳入海”的主要应用场景之一。方案设计除了突出驱油效果，还需充分考虑油藏地质条件、流体性质等因素对封存效果的综合影响，采取优化注采井网、注采参数等方式进行驱油与封存的协同优化，以进一步提高封存效率[45]。

4. 政策管理

包括未来“岸碳入海”在内，我国CCUS技术发展需要配套积极的扶持政策和财税激励措施。我国现行的碳排放配额及交易制度与欧洲“碳税”政策存在较大差异，相比积极开展海上CCUS工程的挪威、丹麦、荷兰等国家，我国的财税政策对相关

产业及示范工程发展的激励作用非常有限。当企业碳排放配额充足、碳交易价格远低于“岸碳入海”成本时，企业明显缺少参与意愿，大规模“岸碳入海”集群化项目会长期停留在研究阶段。在近期，需重点研究将CCUS纳入碳排放权交易市场或自愿减排机制的可行性。

“岸碳入海”具有跨行业、跨地域的特性，加大了监管难度。相关项目涉及CO_2捕集、运输、封存等应用环节，空间规划、矿产资源、生态环境、交通运输、安全生产、应急管理等部门的管理职责，叠加项目周期长、安全责任界定复杂的现实情况，对建立科学合理的监管制度和标准体系提出了直接需求；如此才能保障项目的可持续发展，在管理规范性、安全性和投资收益之间取得平衡。此外，《伦敦议定书》缔约方会议在2006年明确了捕集并用于封存的CO_2列为允许向海洋倾倒的物质之一，对海底地质封存条件进行了严格限制[46]。我国是《伦敦议定书》缔约国，在制定“岸碳入海”许可及监管制度时也需要考虑国际履约要求。

5. 国际形势

气候变化是全球性的挑战，需要各国共同应对。全球范围内有超过150个国家提出了碳中和目标，超过86个国家形成了碳中和路线图[47]。然而，国际经济形势、地缘冲突在一定程度上改变了全球碳中和进程以及具体技术的应用进度，各国利益分化严重，导致全球应对气候变化工作推进并不顺利。例如，受地缘冲突的影响，全球合作迈向“碳中和”的进程已经出现危机；一些国家退出《巴黎协定》，也将削弱全球气候合作的力度。

能源结构转换和深度降碳离不开稳定的经济社会环境，在面临不利局势时，一些国家会阶段性地优先考量能源安全与经济稳定发展。作为深度降碳举措的“岸碳入海”项目可能被暂停或减缓实施，导致全球“岸碳入海”相关产业发展趋缓。在全球气候减排合作未出现重大变化前，我国仍将积极参与应对气候变化全球治理，以实际行动彰显负责任国家形象，稳步推进CCUS相关工作。

（三）我国“岸碳入海”的规划路径

“岸碳入海”的中长期发展及科学应对是具有复杂性和不确定性的决策问题。需深入研判未来发展趋势，灵活制定分阶段的发展策略，确保相关项目和产业的可持续性发展[48]。《2030年前碳达峰行动方案》提出，2030年前我国将以节能降碳为主要行动方向，重点通过产业结构调整、能源转型、技术创新来实现碳达峰。2030年后，在强化非化石能源替代以外，需推进包括“岸碳入海”在内的规模化CCUS技术研发、示范和产业化应用，发展负碳技术，稳健实现碳中和。近期可重点发展低成本的海上油气田伴生气回注封存或驱油，中期逐步过渡到陆上煤化工及石油化工等高浓度碳源的捕集及海上封存，远期形成包括化石能源、钢铁、水泥等低浓度碳源在内，具有网络化集成特征的“岸碳入海”系统性工程。

我国“岸碳入海”发展可分为项目规划研究、小规模示范、大规模商业化应用3个阶段（见图3）。目前，我国仍处于第一阶段，而挪威、丹麦等国家已处于第二阶段，形成相对完善的技术及管理制度体系并计划转入第三阶段。我国为了顺利进入第二阶段，需积极创造条件，加快开展工程技术、监测、风险评价研究，适时将CO_2封存量纳入碳交易市场，完善财政补贴政策及监管制度；可密切跟踪欧洲和其他地区“岸碳入海”项目进展，参照调整国内相关项目及产业的发展进程。参考《中国区域二氧化碳地质封存经济可行性研究》（2024年）的预测结果，在强化情景下（未来碳交易价格快速增长、封存技术成本大幅降低），2035年我国沿海地区“岸碳入海”将具备一定的经济可行性，以珠江口、苏北、环渤海区域的经济性为高；在低速发展情景下（碳交易价格未显著增长、封存技术成本未明显降低），2035年我国沿海地区“岸碳入海”仍不具有经济可行性。

综合相关研究进展，基于强化情景，本研究提出我国“岸碳入海”发展时间线的预判。① 2030年前，重点开展工程技术、项目规划、管理制度研究，突破“岸碳入海”技术及管理瓶颈；以公共投资、企业投资相结合的方式，实施10万吨级“岸碳入海”实验先导性项目。② 2035年，“岸碳入海”将具备一定的经济性，初步形成“岸碳入海”产业化能力；采取市场力量为主、公共补贴为辅的方式，推进“岸碳入海”示范工程的商业化运营，优先考虑以“岸碳驱油”形式实现盈利。③ 2050年，大规模的“岸碳入海”集群化商业应用有望成为现实，在2060年前形成沿海地区网络化的“岸碳入

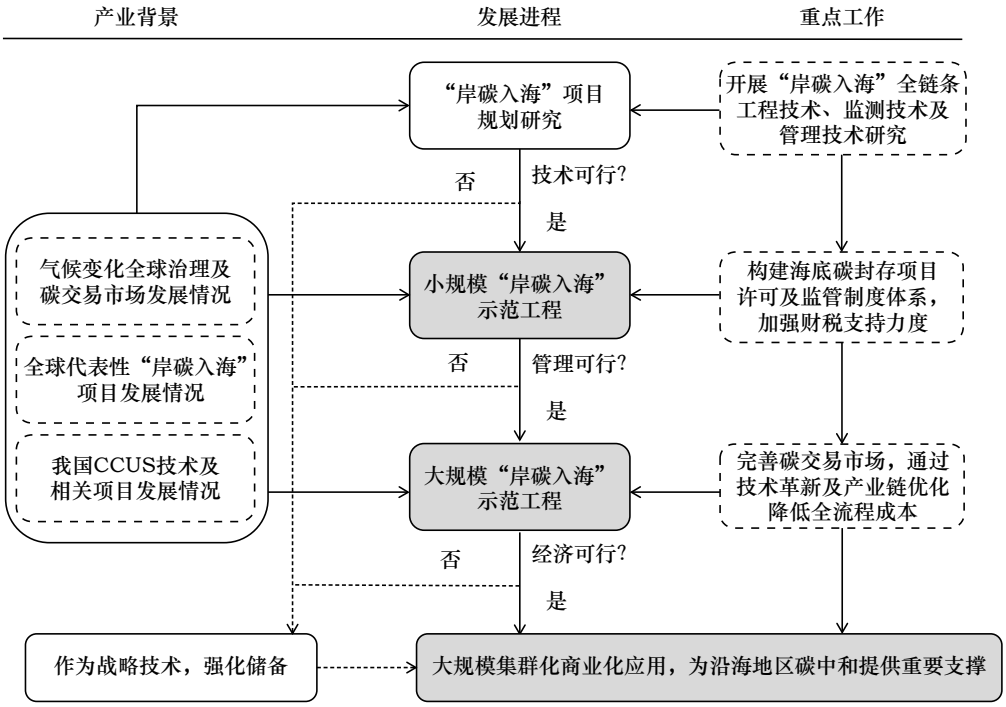

图3　我国“岸碳入海”发展路径

海”CCUS产业集群新业态，全面支撑实现我国碳中和目标。

四、研究结论与发展建议

（一）研究结论

1.“岸碳入海”发展迅速，成为国际CCUS发展的主要模式

“岸碳入海”作为CCUS技术的高级形态，在欧洲等地区进入快速发展阶段，如欧洲北海地区成为“岸碳入海”项目的聚集地，一些项目进入了工程建设或规划建设阶段。我国“岸碳入海”尚处于规划研究阶段，包括大亚湾CCUS集群研究项目、华东CCUS研究项目、杭州湾南岸封存研究项目等。在减排要求加严、技术趋于成熟、成本逐步降低的背景下，“岸碳入海”会成为沿海经济发达地区实现CO_2减排目标的重要路径。后续，全球“岸碳入海”项目将从示范阶段逐步向规模化商业化应用过渡，在工业CO_2排放强度高的沿海区域有望进一步释放减排潜力。

2.“岸碳入海”处于产业发展初期，公共资金支持是项目运营的先决条件

“岸碳入海”项目前期投资大、运行成本高，如政策激励不足将延缓发展进程。我国现行的碳交易制度和碳价设定对“岸碳入海”激励作用有限，导致企业参与意愿度不强。相关产业处于发展初期，需要政策扶持和市场培育。在碳中和目标约束下，即使新能源大规模部署，仍有相当部分CO_2减排需求需依赖“碳移除”技术；“岸碳入海”作为难减排行业的低成本解决方案，在技术降本、碳价提升的驱动下将显现一定的经济竞争力，也是不可或缺的技术选项。

3.“岸碳入海”风险可控，需要完善管控制度

CO_2地质封存在捕集、运输、封存等工艺环节上均有泄漏风险，封存环节尤其需要关注。国外案例连续运行近30年而未出现泄漏，验证了地质条件优越区域CO_2封存的技术可行性。在我国，台湾地区周边、渤海断裂带交汇区、南黄海以外的海域地震活动性较弱，具有较好的CO_2地质封存稳定性。构建完善的测量、监控、验证技术体系，可确保“岸碳入海”安全性。需要基于详尽的基础数据，及时发现“岸碳入海”薄弱环节，定期开展监测调查、迁移数值模型修订，全面强化封存安全保障能力。也需制定CO_2海底地质封存技术方法的系列标准，明确封存区域选划、监测、环境影响评价、风险防范、应急处置等海洋CO_2封存技术要求。

4. “岸碳入海”是兜底保障，需要提前做好技术储备

“岸碳入海”是解决沿海经济发达地区难减排行业CO_2排放的有效途径，在能源结构调整、产业升级转型、生物碳汇等方式以外的重要补充和兜底保障，对工业密集、陆上封存场地有限的沿海区域而言更为适用。“岸碳入海”以直接封存难以减排的工业（如火电、钢铁、水泥、化工）碳源的方式，支持开展海陆协同降碳，为碳中和进程提供重要支撑。“岸碳入海”兼有战略价值凸显、未来发展存在不确定性的特点，现阶段需要积极开展技术攻关研究，增强技术储备、政策布局与市场培育力度，为中长期产业稳健发展提供基础条件。

（二）发展建议

1. 把握关键发展节点，适时制定扶持政策

稳健推进“岸碳入海”，在避免忽略潜在战略价值、因观点保守而致进展缓慢的同时，规避技术应用冒进、盲目推进大规模项目。在建设及运营成本居高不下的情况下，相关工程建设应与基本国情和社会可承受力相适应。建议持续跟踪国际发展策略导向、先发国家相关项目的进展情况，立足我国沿海地区发展“岸碳入海”的必要性及可行性，前瞻研判并精准把握发展进程及关键节点，如我国“双碳”目标实施过程中2030年、2035年、2040年等关键时间节点，重大技术及商业化示范突破节点；结合碳交易价格形成、全流程成本变化情况，适时制定“岸碳入海”政策文件，有序引导相关技术研究、项目布局、产业发展。

2. 系统构建监管制度，增强风险防控能力

我国现有的矿产资源管理制度、环境影响评价制度、倾废许可及管理制度、风险防控及应急管理制度等，对“岸碳入海”项目的适用性存在不足。针对性的法规及标准建设尚未启动，滞后于国内“岸碳入海”规划项目的进展。建议吸收先发国家的监管实践经验、借鉴《伦敦议定书》对CO_2海底封存的规制要求及技术文件，协调相关管理和技术部门，统筹推进“岸碳入海”管理制度、法规及标准体系建设，以提升监管能力、破除管理性障碍、强化风险防控效能，为后续的示范项目、规模化应用创造协调的管理环境，促进我国沿海地区“岸碳入海”项目的安全有序实施。

3. 以小规模项目为先导，稳健推动产业化发展

优先启动小规模的“岸碳入海”先导性项目，是稳妥有效的发展策略。以具体项目为牵引，建立多产业、多部门合作平台，切实推动技术升级与产业发展，加快完善碳交易市场及管理制度，加速“岸碳入海”发展进程；有效控制项目的总成本与风险，及时暴露现存的问题及短板，明晰未来产业化发展、精准化管控的突破方向。2030年前，在把握国外相关项目运营经验的基础上，以公共投资、企业投资相结合的方式启动实施小规模研究性或示范性项目，注重整合利用现有的CO_2捕集、运输、封存设施，形成10万吨级“岸碳入海”实验先导性项目的良好示范；以先导项目为依托，集合产业链上企业、管理部门、研究机构组建“岸碳入海”创新联合体，以联合攻关的方式突破管理痛点、产业链整合难点，为启动更大规模的“岸碳入海”项目提供重要基础。

4. 发挥市场的关键作用，由企业主导推进商业化应用

“岸碳入海”具有中远期发展前景，因技术成熟度、市场机制等方面的不足导致当前的商业化进展缓慢。可探索将“岸碳入海”减排量纳入我国碳交易市场，构建市场激励机制以促进相关产业发展、推动大规模商业化应用。将市场激励机制作为“岸碳入海”商业化的关键驱动力，发挥行业内企业的主体作用，依据技术成本、碳交易价格等因素来自主决策项目发展。突出市场竞争机制，促进行业内企业优化资源配置、推动技术升级、降低技术成本及风险，提高规模化项目的盈利水平和可持续发展能力。管理部门可前瞻谋划CO_2运输管网建设、封存场地规划，择机推动关键基础设施建设，为“岸碳入海”提供公共服务支持。通过政企协同，在成本效益优化路径上开展“岸碳入海”规模化发展，为实现我国碳中和目标提供有力支撑。

致谢

中海油研究总院有限责任公司刘强高级工程师、刘涛高级工程师为本文撰写提供了重要帮助，谨致谢意。

利益冲突声明

本文作者在此声明彼此之间不存在任何利益冲突或财务冲突。

Received date: January 20, 2025; **Revised date:** April 15, 2025

Corresponding author: Han Jianbo is a research fellow from the National Marine Environmental Monitoring Center. His major research field is technology of environmental impact assessment for marine engineering. E-mail: jbhan@nmemc.org.cn

Funding project: National Key R&D Program of China (2017YFA0604904); Ocean Negative Carbon Emissions Project (ONCE)

参考文献

[1] International Energy Agency. The role of CCUS in low-carbon power systems [R]. Paris: International Energy Agency, 2020.

[2] Lin Q Y, Zhang X, Wang T, et al. Technical perspective of carbon capture, utilization, and storage [J]. Engineering, 2022, 14: 27–32.

[3] 彭辉界, 税敏, 彭攀. 粤港澳大湾区岸碳入海发展策略探析 [J]. 国际石油经济, 2024, 32(2): 58–64.
Peng H J, Shui M, Peng P. Analysis of the development strategy for carbon dioxide offshore storage in the Guangdong-Hong Kong-Macao Greater Bay Area [J]. International Petroleum Economics, 2024, 32(2): 58–64.

[4] 张少鹏, 刘晓磊, 程光伟, 等. 海底碳封存环境地质灾害风险及监测技术研究 [J]. 中国工程科学, 2023, 25(3): 122–130.
Zhang S P, Liu X L, Cheng G W, et al. Geoenvironmental hazard risks and monitoring technologies for marine carbon sequestration [J]. Strategic Study of CAE, 2023, 25(3): 122–130.

[5] 周守为, 李清平, 朱军龙, 等. CO_2海洋封存的思考与新路径探索 [J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 1–10, 199.
Zhou S W, Li Q P, Zhu J L, et al. Consideration on CO_2 marine storage and exploration of new paths [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(4): 1–10, 199.

[6] Furre A K, Meneguolo R, Ringrose P, et al. Building confidence in CCS: From Sleipner to the northern lights project [J]. First Break, 2019, 37(7): 81–87.

[7] E E K Group. Greensand project: Denmark launches CO_2 storage in the North Sea [J]. Erdol Erdgas Kohle, 2023, 139(4): 51.

[8] Alcalde J, Heinemann N, Mabon L, et al. Acorn: Developing full-chain industrial carbon capture and storage in a resource- and infrastructure-rich hydrocarbon province [J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 233: 963–971.

[9] Uden J V. Dutch Council of State green-lights Porthos project [J]. Environmental Law and Management, 2023, 32(6): 210–211.

[10] Merriman C. Exxon: A hands-off trailblazer in Houston CCS hub [J]. EI New Energy, 2022, 11(43): 4–5.

[11] 徐小舒. 我国首个海上规模化CCS/CCUS集群研究项目启动 [N]. 中国电力报, 2022-07-04(01).
Xu X S. China’s first large-scale offshore CCS/CCUS cluster research project launched [N]. China Electric Power News, 2022-07-04(01).

[12] 曹珂. 青岛海洋所杭州湾南岸碳封存示范工程战略研究项目通过验收 [EB/OL]. (2023-09-26)[2024-12-10]. https://www.cgs.gov.cn/gzdt/zsdw/202309/t20230926_744298.html.
Cao K. The strategic research project of the Hangzhou Bay South Bank carbon storage demonstration project of Qingdao Institute of Oceanography has passed the acceptance inspection [EB/OL]. (2023-09-26)[2024-12-10]. https://www.cgs.gov.cn/gzdt/zsdw/202309/t20230926_744298.html.

[13] 李姜辉, 李鹏春, 李彦尊, 等. 离岸碳捕集利用与封存技术体系研究 [J]. 中国工程科学, 2023, 25(2): 173–186.
Li J H, Li P C, Li Y Z, et al. Technology system of offshore carbon capture, utilization, and storage [J]. Strategic Study of CAE, 2023, 25(2): 173–186.

[14] 赵震宇, 姚舜, 杨朔鹏, 等. “双碳” 目标下中国CCUS发展现状、存在问题及建议 [J]. 环境科学, 2023, 44(2): 1128–1138.
Zhao Z Y, Yao S, Yang S P, et al. Under goals of carbon peaking and carbon neutrality: Status, problems, and suggestions of CCUS in China [J]. Environmental Science, 2023, 44(2): 1128–1138.

[15] 邹祖铭. 加快推进海底地质碳封存示范项目落地实施 [N]. 中国环境报, 2024-03-11(02).
Zou Z M. Accelerating the implementation of undersea geological carbon sequestration demonstration projects [N]. China Environment News, 2024-03-11(02).

[16] 吴莉. 加大海底二氧化碳封存政策支持 [N]. 中国能源报, 2024-03-04(03).
Wu L. Increased policy support for seabed carbon dioxide storage [N]. China Energy News, 2024-03-04(03).

[17] 彭文睿, 邢磊, 李倩倩, 等. CO_2海底咸水层封存波及范围地震监测方法研究: 以Sleipner CCS项目为例 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 2025, 45(1): 210–224.
Peng W R, Xing L, Li Q Q, et al. On seismic monitoring of the scope of CO_2 storage in the seabed saline aquifers: Taking the Sleipner CCS project as an example [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2025, 45(1): 210–224.

[18] 中国21世纪议程管理中心. 中国CCUS技术发展路线图 [R]. 北京: 中国21世纪议程管理中心, 2024.
The Administative Center for China’s Agenda 21. Roadmap for the development of CCUS technology in China [R]. Beijing: The Administative Center for China’s Agenda 21, 2024.

[19] 李阳, 王锐, 赵清民, 等. 中国碳捕集利用与封存技术应用现状及展望 [J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 391–397.
Li Y, Wang R, Zhao Q M, et al. Status and prospects for CO_2 capture, utilization and storage technology in China [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 391–397.

[20] 杨勇. 中国碳捕集、驱油与封存技术进展及发展方向 [J]. 石油学报, 2024, 45(1): 325–338.
Yang Y. Technology progress and development direction of carbon capture, oil-flooding and storage in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 325–338.

[21] 刘合, 陶嘉平, 孟思炜, 等. 页岩油藏CO_2提高采收率技术现状及展望 [J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 127–134.
Liu H, Tao J P, Meng S W, et al. Application and prospects of CO_2 enhanced oil recovery technology in shale oil reservoir [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 127–134.

[22] 王子明, 李清平, 李姜辉, 等. 海洋CO_2管道输送技术现状与展望 [J]. 中国工程科学, 2024, 26(2): 74–91.
Wang Z M, Li Q P, Li J H, et al. Current status and outlook of offshore CO_2 pipeline transportation technologies [J]. Strategic Study of CAE, 2024, 26(2): 74–91.

[23] 中国海洋石油有限公司. 中国海洋石油有限公司2023年环境、社会及管治(ESG)报告 [R]. 北京: 中国海洋石油有限公司, 2023.

CNOOC Limited. CNOOC Limited 2023 ESG report [R]. Beijing: CNOOC Limited, 2023.

[24] 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.

[25] 2022年中国自然资源统计公报 [R]. 北京: 中华人民共和国自然资源部, 2023.
China natural resources statistical bulletin 2022 [R]. Beijing: Ministry of Natural Resources of the People's Republic of China, 2023.

[26] 陈建文, 王嘹亮, 王平康, 等. 中国海域沉积盆地咸水层二氧化碳地质封存潜力 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 2024, 44(3): 98–114.
Chen J W, Wang L L, Wang P K, et al. Carbon dioxide geological storage potential in saline aquifer of sedimentary basins in China Sea [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2024, 44(3): 98–114.

[27] 谢卓娟. 中国海域及邻区地震区划中的地震活动性研究 [D]. 哈尔滨: 中国地震局工程力学研究所(博士学位论文), 2020.
Xie Z J. A study of seismicity in the seismic zoning of China's sea area and neighboring regions [D]. Harbin: Institute of Engineering Mechanics, CEA(Doctoral dissertation), 2020.

[28] Zhang K, Lau H C, Liu S Y, et al. Carbon capture and storage in the coastal region of China between Shanghai and Hainan [J]. Energy, 2022, 247: 123470.

[29] International Energy Agency. 20 years of carbon capture and storage [R]. Paris: International Energy Agency, 2016.

[30] International Energy Agency. An energy sector roadmap to carbon neutrality in China 2022 [R]. Paris: International Energy Agency, 2021.

[31] Guloren T, Alex Z, David K, el at. Global status of CCS 2021 [R]. Melbourne: Global CCS Institute, 2021.

[32] 张贤, 杨晓亮, 鲁玺, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2023) [R]. 北京: 中国21世纪议程管理中心, 全球碳捕集与封存研究院, 清华大学, 2023.
Zhang X, Yang X L, Lu X, et al. CCUS progress in China—A status report (2023) [R]. Beijing: The Administative Center for China's Agenda 21, Global CCS Institute, Tsinghua University, 2023.

[33] 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: 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 capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2021): Pathway study of China's CCUS [R]. Beijing: Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics of Chinese Academy of Sciences, The Administative Center for China's Agenda 21, 2021.

[34] Cotton A, Gray L, Maas W. Learnings from the shell peterhead CCS project front end engineering design [J]. Energy Procedia, 2017, 114: 5663–5670.

[35] Committee of Public Accounts. Carbon capture, usage and storage eighth report of session 2024-25 [R]. London: Committee of Public Accounts, 2025.

[36] 廖志伟, 羊俊敏, 钟翔宇, 等. 二氧化碳地质封存技术研究进展综述 [J]. 地下空间与工程学报, 2024, 20(S1): 497–507.
Liao Z W, Yang J M, Zhong X Y, et al. Review on research progress of carbon dioxide geological sequestration technology [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2024, 20(S1): 497–507.

[37] 刘涛, 曹杨, 周伟, 等. 海上平台超临界CO_2管道泄漏扩散规律实验研究 [J]. 中国海上油气, 2024, 36(2): 205–215.
Liu T, Cao Y, Zhou W, et al. Experimental study on supercritical CO_2 leakage and diffusion law on offshore platform [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(2): 205–215.

[38] 郭晓璐, 喻健良, 闫兴清, 等. 超临界CO_2管道泄漏特性研究进展 [J]. 化工学报, 2020, 71(12): 5430–5442.
Guo X L, Yu J L, Yan X Q, et al. Research progress on leakage characteristics of supercritical CO_2 pipeline [J]. CIESC Journal, 2020, 71(12): 5430–5442.

[39] Liu P, Zhang H T, Fan Y Q, et al. Microbially influenced corrosion of steel in marine environments: A review from mechanisms to prevention [J]. Microorganisms, 2023, 11(9): 2299.

[40] Rutqvist J. The geomechanics of CO_2 storage in deep sedimentary formations [J]. Geotechnical and Geological Engineering, 2012, 30(3): 525–551.

[41] Gu Y H, Liu X J, Li Y, et al. Feasibility analysis of liquid CO_2 injection and sequestration as hydrates in South China Sea marine sediments over 100 years [J]. Applied Energy, 2025, 380: 125068.

[42] Blackford J, Stahl H, Bull J M, et al. Detection and impacts of leakage from sub-seafloor deep geological carbon dioxide storage [J]. Nature Climate Change, 2014, 4(11): 1011–1016.

[43] 叶云云, 廖海燕, 王鹏, 等. 我国燃煤发电CCS/CCUS技术发展方向及发展路线图研究 [J]. 中国工程科学, 2018, 20(3): 80–89.
Ye Y Y, Liao H Y, Wang P, et al. Research on technology directions and roadmap of CCS/CCUS for coal-fired power generation in China [J]. Strategic Study of CAE, 2018, 20(3): 80–89.

[44] 何庆阳, 刘强, 于航, 等. CCS全流程碳减排评估与分析 [J]. 油气与新能源, 2023, 35(5): 59–65.
He Q Y, Liu Q, Yu H, et al. Assessment and analysis of CCS full-process carbon emission reductions [J]. Petroleum and New Energy, 2023, 35(5): 59–65.

[45] 王峰, 黎政权, 张德平. 吉林油田CCUS-EOR技术攻关与实践新进展 [J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 76–82.
Wang F, Li Z Q, Zhang D P. New research and practice progresses of CCUS-EOR technology in Jilin Oilfield [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(4): 76–82.

[46] 蔡鑫. 碳捕集与封存海洋环境保护国际公约的规制 [J]. 法制与社会, 2015 (31): 251–254.
Cai X. Regulations of the international convention on carbon capture and storage for marine environmental protection [J]. Legal System and Society, 2015 (31): 251–254.

[47] 清华大学碳中和研究院. 2024全球碳中和年度进展报告 [R]. 北京: 清华大学碳中和研究院, 2024.
Institute for Carbon Neutrality, Tsinghua University. 2024 global carbon neutrality annual progress report [R]. Beijing: Institute for Carbon Neutrality, Tsinghua University, 2024.

[48] Duan H B, Mo J L, Fan Y, et al. Achieving China's energy and climate policy targets in 2030 under multiple uncertainties [J]. Energy Economics, 2018, 70: 45–60.