

doi: 10.12029/gc20231118003

李毅, 周凡, 王金生, 盖鹏, 王浩. 2025. 中国燃煤电厂与沉积盆地咸水层 CO₂ 封存的源汇匹配研究[J]. 中国地质, 52(4): 1513–1527.

Li Yi, Zhou Fan, Wang Jinsheng, Gai Peng, Wang Hao. 2025. Research on source–sink matching between coal–fired power plants and CO₂ saline aquifer storage in sedimentary basins in China[J]. Geology in China, 52(4): 1513–1527(in Chinese with English abstract).

中国燃煤电厂与沉积盆地咸水层 CO₂ 封存的源汇匹配研究

李毅^{1,2}, 周凡^{1,2}, 王金生³, 盖鹏⁴, 王浩³

(1. 湖北工业大学土木建筑与环境学院, 湖北 武汉 430068; 2. 湖北工业大学河湖健康智慧感知与生态修复教育部重点实验室, 湖北 武汉 430068; 3. 北京师范大学自然科学高等研究院, 广东 珠海 519087; 4. 北京师范大学水科学研究院, 北京 100875)

摘要:【研究目的】燃煤电厂是中国 CO₂ 排放的一个主要集中源, 为了完成碳减排的目标, 需对其进行碳捕获和封存(CCUS)改造, 利用咸水层进行封存是有效手段, 两者的源汇匹配评价是推动改造工程的重要一环。但当前缺乏详细和系统地针对全国燃煤电厂 CO₂ 排放和沉积盆地咸水层封存的源汇匹配研究。【研究方法】本文从盆地一级构造尺度出发, 基于全国燃煤电厂 CO₂ 排放特征, 建立一套考虑全流程的源汇匹配优化模型。【研究结果】99% 的电厂均可在唯一的封存地进行封存, 陆域盆地作为封存地仍是大多数电厂的首选, 海域盆地在沿海地区的匹配中体现出优越性。针对 10–40 年改造目标年限, 2021–2030 年电厂到封存地的最大运输距离达到 539.28 km, 2031–2040 年、2041–2050 年和 2051–2060 年的最大运输距离均为 660.58 km。【结论】从 CO₂ 年捕集量和运输距离来看, 在华北、华东、华中和西北地区建立大规模的 CO₂ 运输管网进行封存的潜力大于东北和南方。CCUS 改造技术成本和运输距离是影响源汇匹配结果的最重要因素, 随着改造技术的提高, 平均改造成本从 500 元/t CO₂ 下降到 300 元/t CO₂ 以内。本研究结果为燃煤电厂的 CCUS 改造提供了政策决定依据。

关键词: 燃煤电厂; CO₂ 封存; 咸水层; 源汇匹配模型; 改造成本; 地质调查工程

创 新 点: 以全国燃煤电厂和沉积盆地咸水层为对象, 从盆地一级构造尺度建立了全流程动态 CO₂ 源汇匹配模型。

中图分类号: X773; X701 文献标志码: A 文章编号: 1000–3657(2025)04–1513–15

Research on source–sink matching between coal–fired power plants and CO₂ saline aquifer storage in sedimentary basins in China

LI Yi^{1,2}, ZHOU Fan^{1,2}, WANG Jinsheng³, GAI Peng⁴, WANG Hao³

(1. School of Civil Engineering, Architecture, and Environment, Hubei University of Technology, Wuhan 430068, Hubei, China; 2. Key Laboratory of Intelligent Health Perception and Ecological Restoration of Rivers and Lakes, Ministry of Education, Hubei University of Technology, Wuhan 430068, Hubei, China; 3. Advanced Institute of Natural Sciences, Beijing Normal University, Zhuhai 519087, Guangdong, China; 4. College of Water Sciences, Beijing Normal University, Beijing 100875, China)

收稿日期: 2023–11–18; 改回日期: 2023–12–31

基金项目: 国家自然科学基金项目(41902248)资助。

作者简介: 李毅, 男, 1989 年生, 副教授, 主要从事地下深部咸水层储气储能理论和模拟研究; E-mail: liyi_bnuphd@mail.bnu.edu.cn。

通信作者: 王金生, 男, 1957 年生, 教授, 主要从事地下水理论与数值模拟研究; E-mail: wangjs@bnu.edu.cn。

Abstract: This paper is the result of geological survey engineering.

[Objective] Coal-fired power plants are a major source of CO₂ emissions in China. To achieve carbon reduction targets, retrofitting these facilities with Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) technology and using saline aquifers for CO₂ storage is a viable solution. Currently, there is a lack of detailed and systematic research on the source-sink matching of CO₂ emissions from coal-fired power plants and the storage of saline aquifers in sedimentary basins across the country. **[Methods]** This study focuses on the first-order structure of the basin level and an optimization model is developed for matching CO₂ sources with potential storage sites. The model considers the entire process and is based on the emission profiles of coal-fired power plants across China. **[Results]** The results show that 99% of these power plants can be matched with a unique storage site. Onshore basins are the preferred option for most power stations, while distinct advantages for offshore basins are shown by coastal match. Over a 10–40 year transformation timeline, the maximal transit distance from power plants to storage sites is projected to be 539.28 km for the decade of 2021–2030, extending to 660.58 km for the subsequent intervals ending in 2040, 2050, and 2060, respectively. **[Conclusions]** Establishing expansive CO₂ transportation networks for sequestration appears more feasible in the regions of North, East, Central, and Northwest China compared to the Northeast and South, when considering annual CO₂ capture volumes and transportation distances. The economic implications of CCUS technology retrofitting and the associated transportation distances have significant impacts on the source-to-sink matching outcomes. Technological advancements have led to a reduction in the average retrofitting costs from 500 CNY per ton CO₂ to below 300 CNY per ton CO₂. The findings of this investigation provide a basis for policy formulation regarding the retrofitting of coal-fired power plants with CCUS technology.

Key words: coal-fired power plant; CO₂ storage; saline aquifer; source-sink matching model; retrofitting cost; geological survey engineering

Highlights: Based on the coal power plants and saline aquifers in China, the dynamic CO₂ source and sink matching model of the whole process was established from the first-order structure.

About the first author: LI Yi, male, born in 1989, associate professor, mainly engaged in the research of subsurface saline aquifers; E-mail: liyi_bnuphd@mail.bnu.edu.cn.

About the corresponding author: WANG Jinsheng, male, born in 1957, professor, mainly engaged in the research of underground water; E-mail: wangjs@bnu.edu.cn.

Fund support: Supported by the project of the National Natural Science Foundation of China (No.41902248).

1 引言

2018 年政府间气候变化专门委员会(IPCC)提出全球碳排放需在 2030 年前减半,并在 2050 年达到净零。碳捕获和封存技术(CCUS)作为实现碳减排的关键技术(Paltsev et al., 2021),可以安全捕获和储存约 90%的 CO₂(Muratori et al., 2017),减排 14%~19% 的碳排放量(IEA, 2016)。根据国际能源署(IEA)和中国碳核算数据库(CEADs)的估算(Shan et al., 2018, 2020; Guan et al., 2021; 蔡博峰等, 2021),中国当前 CO₂ 年排放量约为全球总排放量的四分之一,其中年排放量近七成源于煤炭,而电力行业煤炭消费占比过半。中国电力行业以火电为主,伴随着新能源装机量的增长,2021 年火电发电量下降到 71.13%(葛世荣等, 2023)。产业结构升级改进燃煤电厂的工艺可以消纳部分排放的 CO₂,

但仍有一部分需要通过 CCUS 改造途径解决(Wang et al., 2023)。燃煤电厂 CCUS 改造路径一般为增加捕集装置,捕集燃烧后尾气中的 CO₂,然后运输至适宜的封存场地,进行地质封存与利用(刘骏等, 2023)。

储存场地是电厂 CCUS 改造环节中影响规模和可行性的重要一环,主要的 CO₂ 储存场地类型有深部咸水层、枯竭油气田和不可开采的煤层(刁玉杰等, 2023)。通过对地下空间总封存量进行预测评估,发现深部咸水层封存潜力最大,占总封存预估量的 99%,其中陆地封存潜力超过 2.3 万亿 t,海上潜力 7800 亿 t(郭建强等, 2014; Cao et al., 2020; Qin et al., 2023)。从初步估算的潜力来看,远远大于国内燃煤电厂剩余难减排 CO₂ 的总量,而且咸水层分布广泛,是源汇匹配极具潜力的储存类型(李海燕等, 2013; 周银邦等, 2023)。

近些年国内外学者针对不同的源(即 CO₂ 排放源)和各种不同封存潜力及封存成本的汇进行匹配研究,从全局最优化角度设计源汇匹配方案,规划出成本最低、路径最佳的 CCS/CCUS 运输网络(Chen et al., 2011; 刘巍和董明, 2011; 孙亮和陈文颖, 2013; Brown et al., 2015)。Middleton et al. (2012) 建立了一个综合模型 SimCCSTIME, 在空间和时间上优化 CO₂ 的捕集、运输和存储, 优化后的管网距离仅为优化前的 50%, 节省成本近 25%。Hasan et al. (2014) 设计了一个考虑 3317 个全行业来源和 2489 个汇(包括咸水层和油气田)的 CCUS 供应链网络, 每年总成本为 581~1066 亿美元, CO₂ 减排量达 50%~80%。王众等(2016)以中国最大的 40 个燃煤电厂和 26 个封存场地为研究对象, 考虑源汇性质、捕集封存成本和运输距离的基础上, 提出源汇匹配方案的需修建 23089 km 管道, 单位减排成本为 53.63 美元/吨 CO₂。Sun and Chen (2013) 提出一个 China CCS 决策系统, 得到京津冀地区的 CCS 成本为 11.31~37.80 美元/吨 CO₂, 运输成本为 0.62~2.40 美元/吨 CO₂, 同时 CO₂-EOR 和 ECBM 在该地区的最大收益可达 7.52 亿美元/年。陈文会和鲁玺(2022)采用 CCUS 技术经济评价和源汇匹配模型得到源汇分阶段布局方案, 结果表明通过建立 CCUS 枢纽实现 CO₂ 运输基础设施共享能显著降低运输成本。

源汇匹配研究中目前的问题在于尚无详细和系统地针对中国燃煤电厂 CO₂ 排放和沉积盆地咸水层封存的源汇匹配研究。过去的源汇匹配研究多以整个盆地为封存单元, 缺乏考虑盆地内更小尺度下封存适宜性差异和不同阶段成本变化造成的评价结果影响, 同时并未考虑部分电厂随着改造深入逐渐退役的情景, 得到的结果具有一定局限性。因此本文通过筛选全国范围内适合改造的燃煤电厂, 细化并构建适宜咸水层封存的盆地一级构造单元数据库, 建立全流程的动态源汇匹配模型, 包括成本和运行电厂数量的动态变化, 从而得到合理、经济的燃煤电厂封存路径, 对中国燃煤电厂的改造及退役顺序具有指导意义。

2 研究方法

本文的研究方法如下: 第一步是建立和确定源

汇匹配目标数据库, 收集全国燃煤电厂 CO₂ 排放特征和主要沉积盆地的一级构造单元 CO₂ 封存特征数据库, 根据筛选原则, 确定目标源和封存场地。第二步, 根据电厂位置和封存地中心点, 采用 Delaunay 三角剖分算法得到电厂、电厂与封存地、封存地之间的距离矩阵, 构造潜在的源汇匹配路径。第三步, 建立考虑全流程的源汇匹配优化模型, 同时考虑电厂的退役年限、改造阶段及改造成本的动态变化, 采用 CPLEX 求解器求取最优路径下的最小成本。

2.1 源汇匹配模型构建

全流程的源汇匹配模型需考虑捕集、运输和封存三部分的总成本(Sun and Chen, 2017; Wang et al., 2018; Liu et al., 2022)。匹配优化目标是使函数(1)估计的改造成本最小化, 其中捕集成本 $\sum_{i \in S} C_{it}^s \cdot a_{it}$ 、运输成本 $\sum_i \sum_j C_{ijt}^d \cdot D_{ij} \cdot x_{ijt}$, 封存成本 $\sum_{j \in R} C_{jt}^r \cdot \alpha_j \cdot b_{jt}$ 。具体源汇匹配优化公式如下:

$$f = \min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i \in S} C_{it}^s \cdot a_{it} + \sum_i \sum_j C_{ijt}^d \cdot D_{ij} \cdot x_{ijt} + \sum_{j \in R} C_{jt}^r \cdot \alpha_j \cdot b_{jt} \right) \quad (1)$$

式中 C_{it}^s 、 C_{ijt}^d 和 C_{jt}^r 分别为单位捕集成本、单位运输成本和单位封存成本, 元/t CO₂; a_{it} 是节点 i 在第 t 年捕集的 CO₂ 量, t CO₂/a; b_{jt} 是节点 j 第 t 年封存的 CO₂ 量, t CO₂/a; x_{ijt} 是第 t 年从节点 i 到节点 j 运输的 CO₂ 量, t CO₂/a; D_{ij} 是节点 i 到节点 j 的距离, km; α_j 是封存地 j 的成本折算系数; T 为改造目标年限, a。

约束条件:

①质量守恒约束, 确保在节点处捕获或流入节点的所有 CO₂ 必须在节点处注入地下或从节点处运出。

排放源:

$$\sum_{j \neq i} x_{ijt} - \sum_{j \neq i} x_{jit} - a_{it} = 0, \quad \forall i \in S, \forall j \in N \quad (2)$$

封存地:

$$\sum_{i \neq j} x_{ijt} - \sum_{i \neq j} x_{jit} + b_{jt} = 0, \quad \forall j \in R, \forall i \in N \quad (3)$$

②排放源捕集量约束。约束排放源的最大 CO₂ 排放量, Q_{it}^s 为第 i 个电厂第 t 年的排放量, t CO₂/a, $\text{Factore}_{\text{Capture}}$ 为电厂 CO₂ 捕集率, 本文取 75%。

$$a_{it} - Q_{it}^s * \text{Factore}_{\text{Capture}} \leq 0, \quad \forall i \in S \quad (4)$$

③封存地封存量约束。约束封存地的最大 CO₂ 封存量,第 j 个封存地的 CO₂ 封存潜力, t CO₂:

$$\sum_{t=1}^T b_{jt} \cdot T - Q_j^r \leq 0, \quad \forall j \in R \quad (5)$$

④CO₂ 减排目标约束。在捕集(储存)规模约束中, Amount_{CCUS} 是待封存的 CO₂ 的目标量(单位: t CO₂), CO₂ 的总捕集量等于 CO₂ 的总储存量:

$$\sum_{t=1}^T \sum_i a_{it} = \text{Amount}_{\text{CCUS}}, \quad \forall i \in S \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T b_{jt} = \text{Amount}_{\text{CCUS}}, \quad \forall j \in R \quad (7)$$

⑤非负约束

$$x_{ijt} \geq 0, \quad \forall i \in N, \forall j \in N \quad (8)$$

$$a_i \geq 0, \quad \forall i \in S \quad (9)$$

$$b_j \geq 0, \quad \forall j \in R \quad (10)$$

源汇匹配模型中的源指 CO₂ 排放源,在本文中是指燃煤电厂;汇指的是 CO₂ 封存地,在本文中指的是盆地一级构造。

2.2 模型参数取值

(1)潜在路径确定。利用 Delaunay 三角剖分算法生成潜在运输网络,使每个节点只与其自然相邻的节点相连,结果采用距离矩阵的形式,作为 D_{ij} 输

入到优化模型中(Tang et al., 2023)。

(2)捕集、运输和封存成本确定。各环节的技术成本根据《2021 年中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告》中的成本(蔡博峰等, 2021)(表 1),假设从 2021 年开始实施改造,随改造年限增加,CCUS 改造技术逐步提高,引起改造成本的递减。取报告成本最大值,通过非线性拟合得到不同阶段成本变化函数(公式 11~13)和成本变化图(图 1)。

捕集:

$$C_{it}^s = -0.0007542t^3 + 0.19249.356t^2 - 12.83t + 375.5 \quad (11)$$

运输:

$$C_{ijt}^d = -5.017 \times 10^{-6}t^3 + 0.0006968t^2 - 0.03376t + 0.9593 \quad (12)$$

封存:

$$C_{jt}^r = -0.001542t^3 + 0.12779t^2 - 3.842t + 67.74 \quad (13)$$

其中 $1 \leq t \leq T$ 。

(3)封存地成本折算系数确定。考虑到不同盆地和其一级构造的咸水层封存适宜性各不相同(Dai et al., 2022),根据 5 个适宜性级别(适宜、较适宜、一般、较不适宜和不适宜)分别设置一级构造的成本折算系数(表 2),而海域盆地封存成本一般为陆域盆地的 1.4~1.5 倍(Selosse and Ricci, 2017),此处

表 1 CCUS 各环节技术成本

Table 1 The technical cost of CCUS of each procedure

年份	2025	2030	2035	2040	2050	2060
燃烧后捕集成本 (元/t)	230~310	190~280	160~220	100~180	80~150	70~120
管道运输成本 (元/t/km)	0.8	0.7	0.6	0.5	0.45	0.4
封存成本 (元/t)	50~60	40~50	35~40	30~35	25~30	20~25

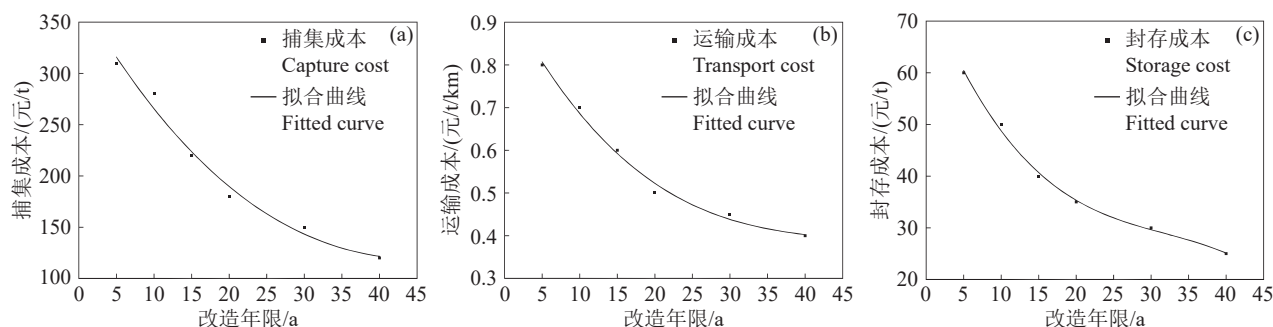


图 1 不同阶段成本变化

Fig.1 Cost changes at different stages

设置海域盆地封存成本为相同适宜性级别陆域盆地的 1.4 倍。

3 源汇匹配目标确定

3.1 燃煤电厂分布和 CO₂ 排放特征

通过 Global Coal Plant Tracker(<https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/>) 和 Resoure Watch (<https://resourcewatch.org>) 获取中国燃煤电厂数据, 处理得到中国 2022 年 9 月最新燃煤电厂的位置、容量、运行和建设时间、CO₂ 排放强度等数据。中国燃煤电厂位置和 CO₂ 年排放量如图 2, 其中包括正在运行(3054 个机组)、即将运行(528 个机组)、退役(1073 个机组)和取消(1090 个机组)共 1873 个燃煤电厂。

中国燃煤电厂广泛分布, 除西南地区外其他地区均有分布。尤其东部、中部和沿海地区, 电厂分布集中且大多数规模较大(≥10 Mt/a)。东部地区经济发展早且工业化程度高, 沿海城市和沿江地带如上海、广东、浙江、江苏等电厂多且规模大, 对环

表 2 成本折算系数

Table 2 Cost conversion factor

封存地适宜性	成本折算系数	
	陆域盆地	海域盆地
适宜	1.0	1.4
较适宜	1.2	1.68
一般	1.5	2.1
较不适宜	1.8	2.52
不适宜	2.0	2.8

境和空气质量影响大。中部地区如河南、湖北、湖南等省份, 工业重镇和经济中心城市如郑州、武汉、长沙等电厂数量多且规模大, 影响不可忽视。西南地区以水电和天然气为主能源, 燃煤电厂较少。因此, 改造的重点区域将集中在东部、中部和沿海地区。

3.2 中国沉积盆地一级构造单元 CO₂ 封存评价

中国盆地及 CO₂ 咸水层封存潜力数据来源于《中国主要沉积盆地二氧化碳地质储存潜力与适宜性评价图集》(郭建强等, 2014), 矢量化盆地主要一级构造单元位置, 建立地层和适宜性评价数据库(图 3a), 可视化后得到中国主要沉积盆地一级构造



图 2 中国燃煤电厂位置和排放量分布

Fig.2 Location and emission distribution of coal-fired power plants in China

<http://geochina.cgs.gov.cn> 中国地质, 2025, 52(4)

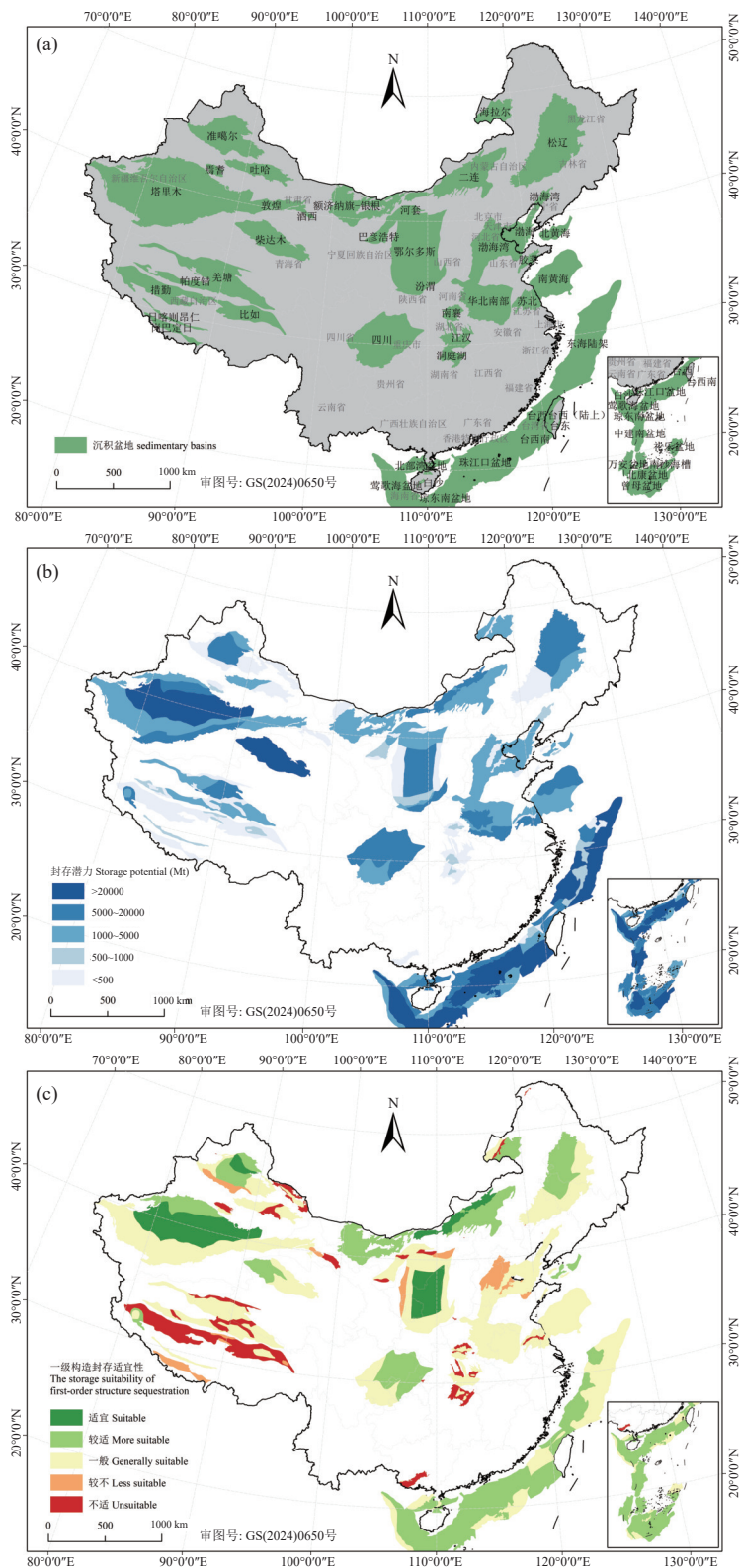


图3 盆地一级构造封存潜力及适宜性评价

a—沉积盆地分布; b—一级构造单元封存潜力; c—一级构造单元封存适宜性

Fig.3 Evaluation of potential and suitability of first-order structure sequestration in basin

a—Distribution of sedimentary basin; b—Storage potential of first-order structure; c—Storage suitability of first-order structure sequestration

单元 CO₂ 咸水层封存潜力评价图(图 3b)和咸水层封存适宜性评价图(图 3c)。

咸水层封存潜力最大的 5 个盆地分别为莺歌海盆地、渤海湾盆地、珠江口盆地、塔里木盆地和东海陆架盆地, 封存潜力分别达到 165446.12 Mt、148440.60 Mt、136789.00 Mt、98399.25 Mt 和 80599.36 Mt(郭建强等, 2014)。参与评价的一级构造适宜性级别被分为适宜、较适宜、一般适宜、较不适宜和不适宜, 处于一般适宜性以上级别的一级构造占 80% 以上, 其中适宜级别共 7 个, 分别为准噶尔盆地陆梁隆起、塔里木盆地北部拗陷和中央隆起、鄂尔多斯盆地伊陕斜坡和二连盆地川井拗陷、马尼特拗陷以及乌兰察布拗陷, 咸水层封存潜力均在 6000 Mt 以上。丰富的盆地资源为中国进行咸水层封存的地质研究提供了坚实的基础, 同时也是 CCUS 改造的前提条件。

3.3 燃煤电厂与封存场地筛选原则

3.3.1 燃煤电厂筛选原则

考虑到中国燃煤电厂数量众多, 进行源汇匹配分析首先需要进行在役电厂的初步筛选。在役电厂的特定特征对商业化电厂改造将产生极大的影响, 特征包括电厂的年龄、规模和位置。初步筛选原则参考国际能源署 2016 年燃煤电厂 CCS 改造报告(IEA, 2016)的相关内容, 筛选具体标准包括: 机组容量大于 300 MW, 考虑捕集环节的规模效益; 机组投产年份不早于 2005 年, 剩余服役年限大于 10 年, 原标准为 20 年, 原 20 年设定主要考虑成本回收周期, 这里缩小年份主要考虑双碳政策刺激。另外, CO₂ 运输距离也影响着改造成本的高低, 魏宁等(2020)和 Wei et al.(2021)的研究认为, 无国家骨干管网和公共管网的情景下, CO₂ 的运距上限设为 250 km, 该距离是管道不需要增压站的最大输运距离, 对应商业化初期单一工作运行的场景; 800 km 匹配距离是规模化条件 CO₂ 输运成本与捕集成本相当的管道距离(2~3 个增压站), 是单一 CCUS 项目输运成本的可接受上限, 但 800 km 的长距离运输成本太高, 而研究 250 km 以内的电厂与封存地的源汇匹配更适合中国的燃煤电厂改造, 因此第二步以筛选后的盆地一级构造中心为封存点, 采用近邻分析法, 筛选出 250 km 内存在封存点的电厂, 作为源汇匹配模型输入的源。

3.3.2 封存场地筛选原则

沉积盆地由于内部构造存在差异, 从而导致各一级构造也存在不同的咸水层 CO₂ 封存潜力及封存适宜性, 因此需要对盆地一级构造进行筛选。考虑到适宜性越低, CCUS 改造成本越高, 本文选取适宜性为适宜、较适宜和一般三个级别作为盆地筛选标准, 同时将 200 Mt 作为盆地一级构造的咸水层封存潜力下限, 结合两个条件进行筛选。多数国内外学者以整个盆地对象, 取几何中心为封存点(Wang et al., 2020; Sun and Chen, 2021; 陈文会和鲁玺, 2022; Tang et al., 2023), 本文在此基础上, 将筛选出来的盆地一级构造的几何中心点作为匹配点, 输入源汇匹配模型以细化提高匹配精度。

3.4 模型输入的源汇匹配目标

(1) 模型数据准备

两次筛选得到 967 个电厂, 年排放量达到 5998.6 Mt。筛选完成的沉积盆地构造单元共来自于 28 个盆地, 共有陆域盆地构造单元 70 个和海域盆地构造单元 42 个(图 4a), 潜在的运输网络如图 4b 所示。改造过程中设置捕集率为 75%(Wang et al., 2020; Wei et al., 2021; 陈文会和鲁玺, 2022), 同时设置四种不同的情景, 以规划不同阶段的源汇匹配情况(表 3)。

(2) 情景设置

为响应国家“双碳”政策, 本文假设从 2021 年开始进行碳封存, 截至 2060 年, 设置四种不同的改造目标情景 10 年(2021—2030)、20 年(2021—2040)、30 年(2021—2050)和 40 年(2021—2060)进行源汇匹配, 以不同改造年限参与匹配电厂的净捕集量, 即总排放量的 75% 为 CCUS 改造目标(Wang et al., 2020; Wei et al., 2021; 陈文会和鲁玺, 2022), 从短期到长期规划不同阶段的燃煤电厂封存路径。部分电厂由于在经过一定的运营期后会达到退役年限, 使得不同年份运行的电厂数量存在差异, 假设参与改造电厂在运行期间年捕集量不发生变化, 表 3 统计了不同情景电厂运行数量以及捕集量。

4 结果分析与讨论

4.1 不同情景下源汇匹配分析

根据源汇匹配优化结果, 99% 的电厂均可在唯一的封存地进行封存, 2021—2030 年、2031—2040

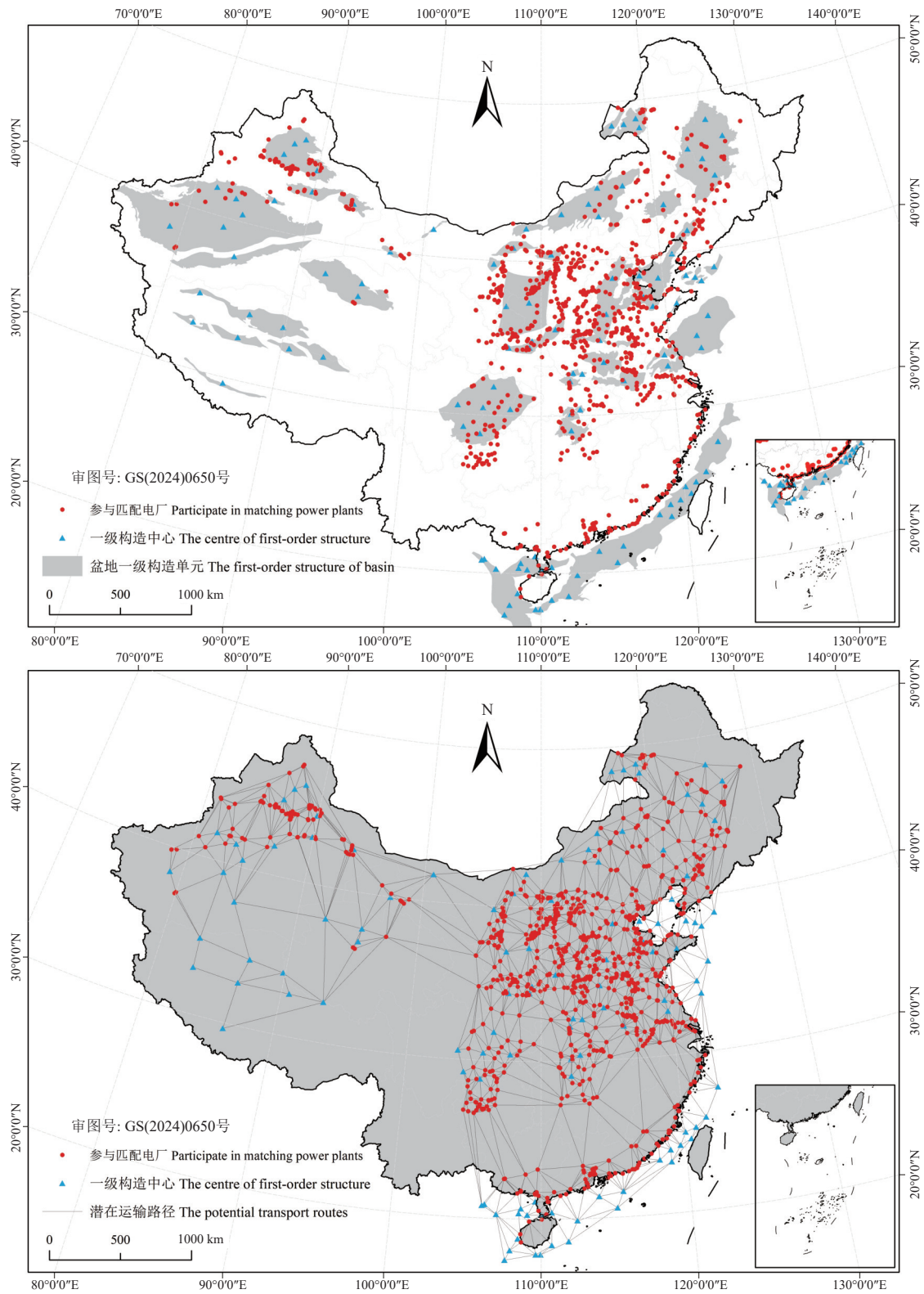


图4 模型输入的源汇数据,
a—参与匹配的电厂和封存地;b—潜在运输路径

Fig.4 Source and sink data of model input

a-Participate in matching power plants and storage sites; b-Potential transport routes

表 3 不同情景运行电厂数			
Table 3 Number of power plants retrofitted in different scenarios			
情景/年	运行电厂数量/个	年排放量/Mt	捕集量/Mt (75%捕集率)
2021—2030	967	5998.6	4499.0
2031—2040	967	5998.6	4499.0
2041—2050	908	5488.3	4116.2
2051—2060	639	4325.1	3243.8

年、2041—2050 年和 2051—2060 年分别有 11 个、11 个、4 个和 7 个电厂需匹配第二封存地。图 5、图 6、图 7、图 8 分别展示了 2021—2030、2031—2040、2041—2050、2051—2060 情景下的最优匹配路径,南部沿海地区电厂排放的 CO₂ 全部封存于海域盆地中,西北地区主要封存在塔里木、准噶尔和吐哈盆地中,除西南地区外,其余地区盆地都被作为封存点进行 CO₂ 封存。陆域盆地作为封存地仍是大多数电厂的首选,海域盆地在沿海地区的匹配中体现出优越性,由于离陆域盆地较远,沿海地区的电厂可以就近封存在近海盆地中,从经济和可行性来说都值得优先考虑和部署。

2021—2030 年电厂到封存地的最大运输距离达到 539.28 km, 2031—2040 年、2041—2050 年和 2051—2060 年的最大运输距离均为 660.58 km。4 种情景下运输距离大于 250 km 的电厂分别为 111 个、240 个、386 个和 308 个,这是由于部分电厂 250 km 以内虽然存在适宜封存地,但是无法满足捕集量和成本最小化,伴随着改造年限的增加,250 km 以内的适宜封存地的已封存 CO₂ 量逐渐达到饱和,使得部分电厂需匹配新的封存地从而使得运输距离增加。除了运输布局外,整体的运输规模也存在明显差异。图 9 对比了不同区域电厂年捕集量与运输距离的关系,华北地区电厂数量最多,2021—2030 年的年捕集量达到 1497.90 Mt,运输距离大多数在 50~100 km 和 200~250 km。东北地区的电厂无论是从 CO₂ 年捕集量和运输距离都小于其它区域,运输距离大多数在 100 km 左右,其中 CO₂ 年捕集量和年运输总距离仅为华北地区的 12.91% 和 13.17%。总体而言,在华北、华东、华中和西北地区建立大规模的 CO₂ 运输管网开展封存

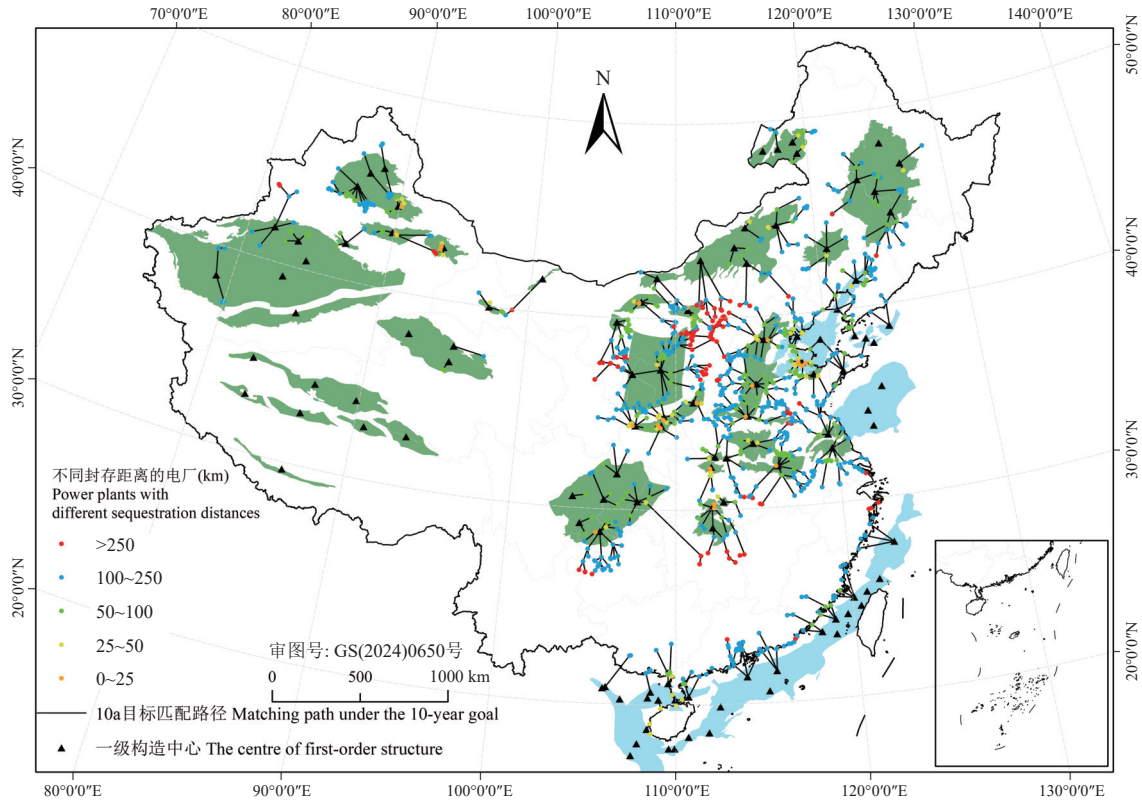


图 5 2021—2030 情景下最优源汇匹配路径
Fig.5 Optimal source—sink matching paths in 2021—2030 scenarios

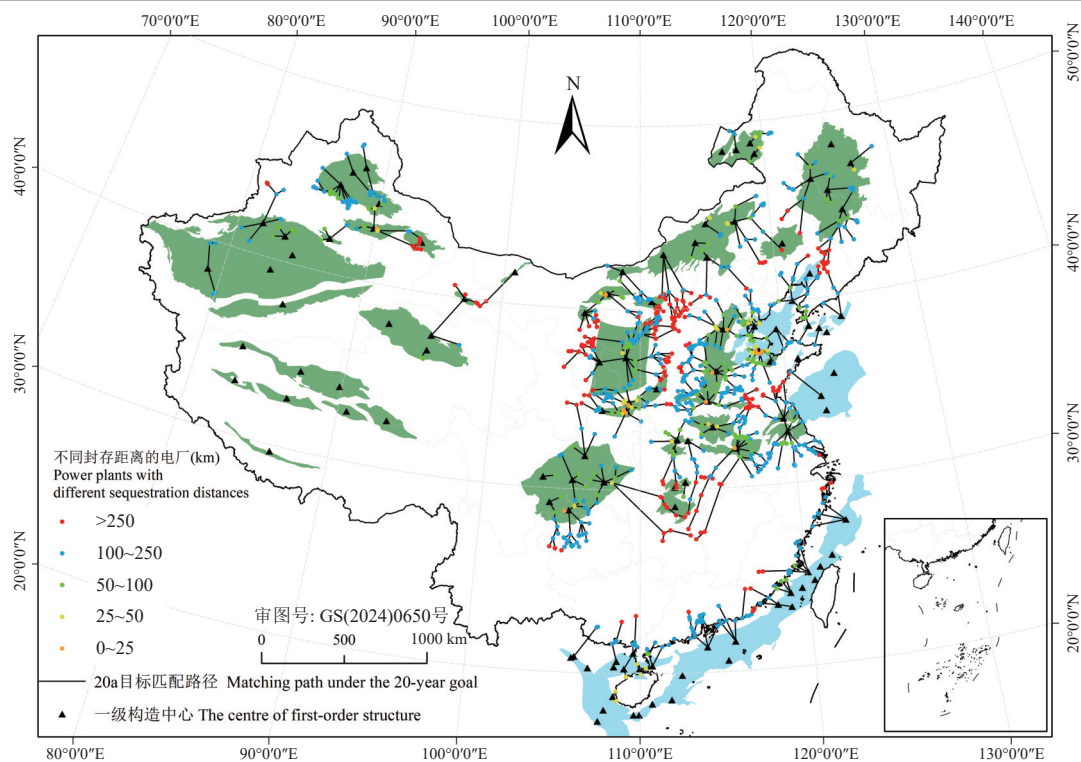


图 6 2031—2040 情景下最优源汇匹配路径

Fig.6 Optimal source-sink matching paths in 2031–2040 scenarios

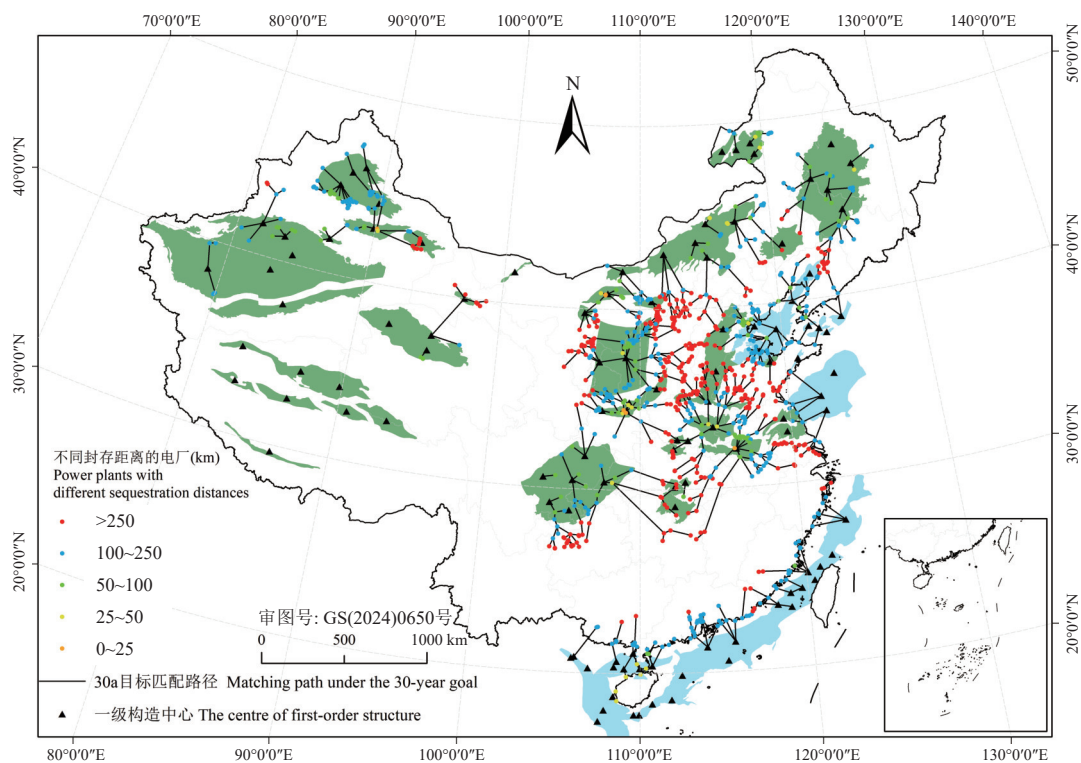


图 7 2041—2050 情景下最优源汇匹配路径

Fig.7 Optimal source-sink matching paths in 2041–2050 scenarios

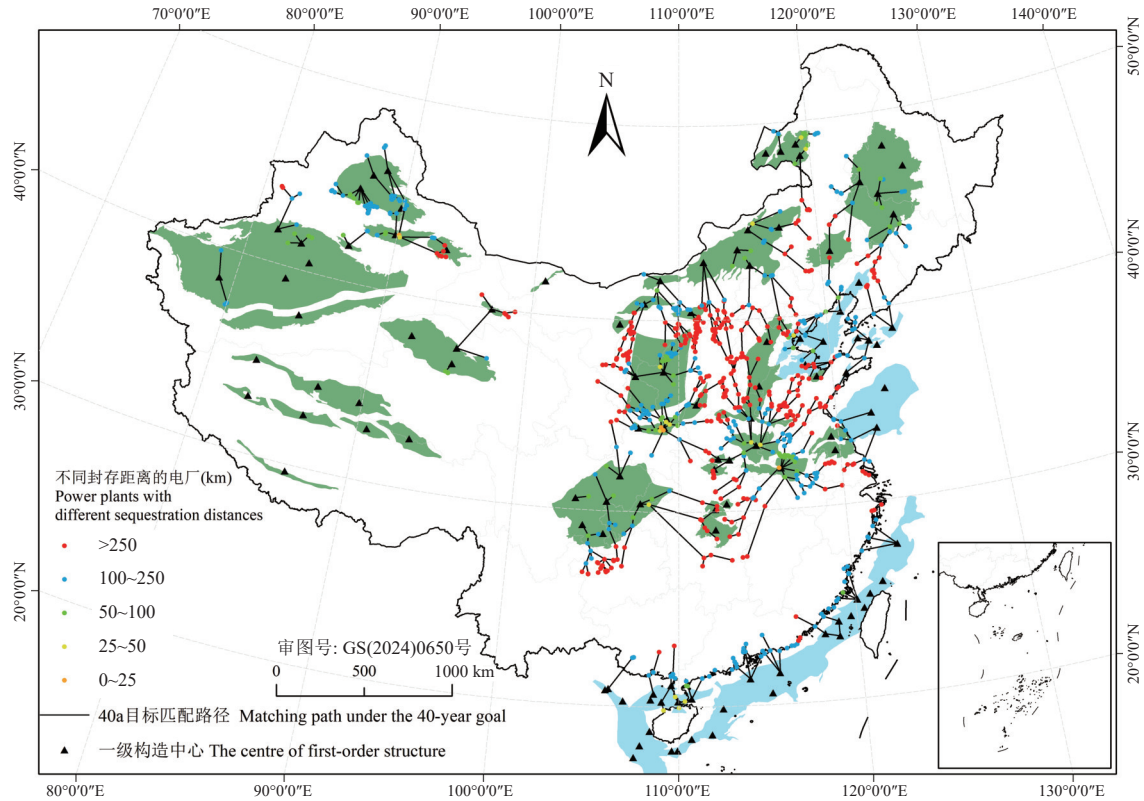


图 8 2051—2061 情景下最优源汇匹配路径

Fig.8 Optimal source-sink matching paths in 2051–2061 scenarios

的潜力要大于其他两个区域。

从封存地分析, 4 种情景下各一级构造所属盆地封存的 CO₂ 量如图 10 所示。华北南部、二连、汾渭、鄂尔多斯和渤海湾盆地在 2021—2060 年封存量最多, 均在 15000 Mt 以上; 洞庭湖、额济纳旗—银根、胶莱、酒西、焉耆和莺歌海盆地封存量最少, 均在 1000 Mt 以内。部分参与匹配的盆地一级构造由于封存潜力较小, 在完成 2021—2040 年的封存后已达到饱和(如洞庭湖、额济纳旗—银根、胶莱和酒西盆地); 完成四种情景的封存后, 渤海湾、洞庭湖、额济纳旗—银根、鄂尔多斯、河套、江汉、胶莱、酒西、南襄和苏北等盆地的封存量达到饱和。总体来说, 在实际改造过程中, 塔里木和准噶尔盆地是作为西北地区电厂封存地的首选; 华北地区电厂众多, 可以就近封存在渤海湾、鄂尔多斯和二连等盆地中; 东北地区推荐渤海湾和松辽盆地; 华中、华东地区电厂以及南部地区部分电厂优先考虑四川和华北南部盆地, 同时海域盆地也是沿海电厂封存 CO₂ 的

优选区域。

4.2 改造成本分析

通过对各情景下电厂的改造成本进行皮尔逊相关性分析表明(图 11), 模型输入的各参数对于改造成本的影响存在显著性差异。在本模型中排放量、捕集成本、运输成本和封存成本之间呈现高度相关性, 对于改造成本影响的最大的参数分别是捕集成本、运输成本和封存成本, 这三种成本的变化实质上是改造阶段的变化, 随着改造阶段的深入, 改造技术提高引起成本的减小。另外运输距离也是影响改造成本的一个重要因素, 运输距离越大最终的改造成本越高。总体而言, 改造阶段和运输距离是影响源汇匹配结果的最重要因素, 这与 Li et al.(2022)的结论保持一致。

根据源汇匹配结果计算参与匹配各电厂在不同情景下的改造成本, 分区域统计分析结果如图 12 所示。东北和西北区域在 2021—2030 年分别存在一个异常值, 成本较该区域的成本区间偏离较大, 是由于运输距离过大, 均为该区域的最大运

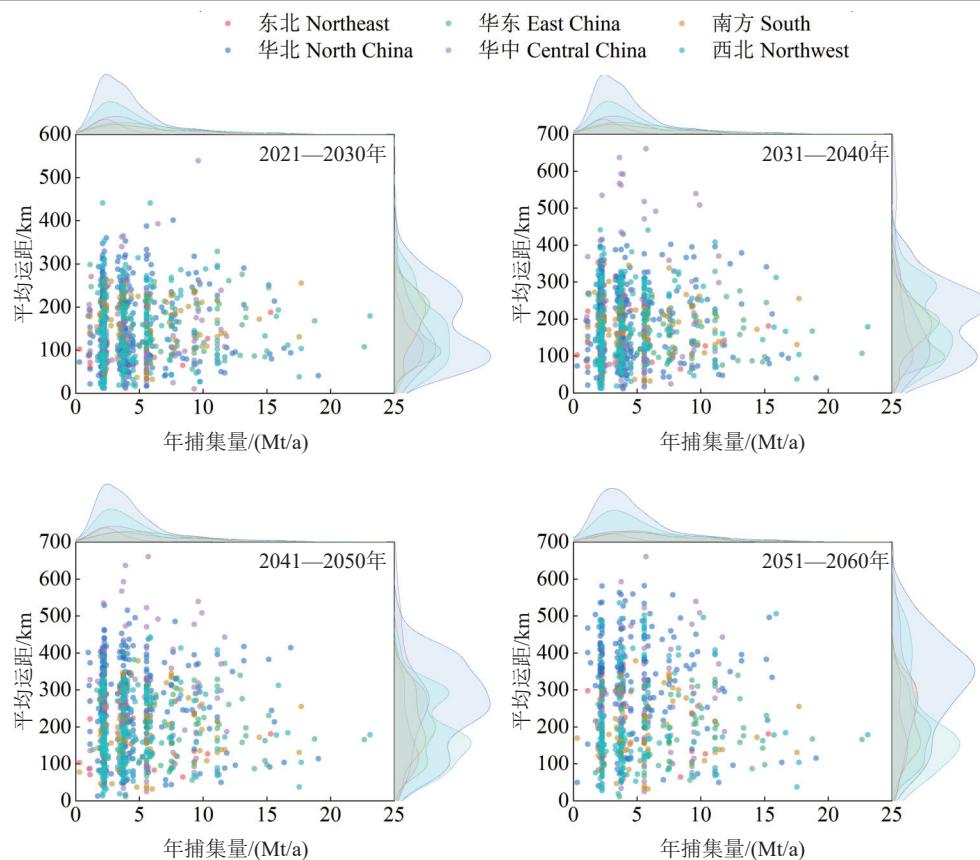
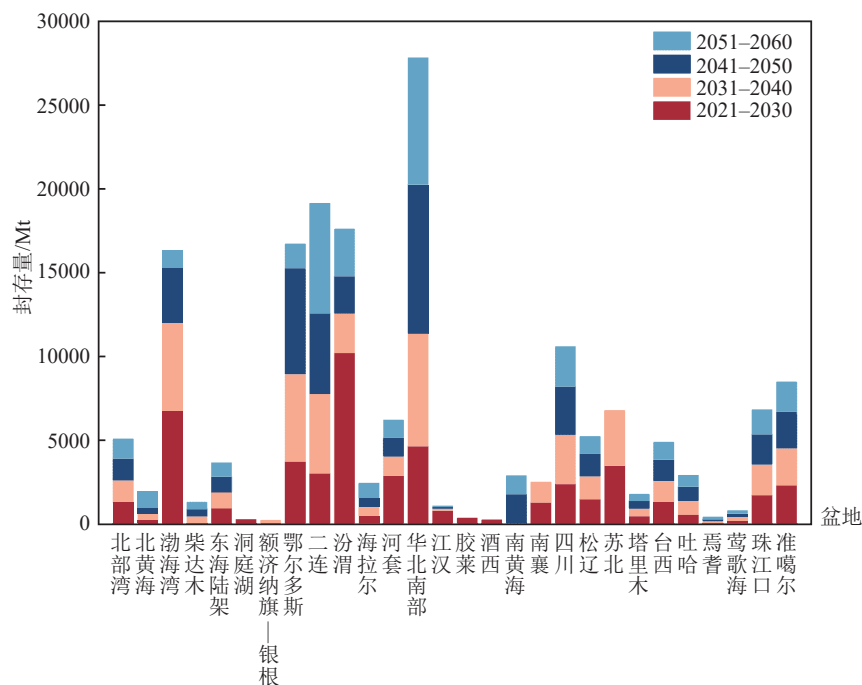


图9 不同情景下电厂年捕集量与运输距离对比

Fig.9 Comparison of annual capture and transportation distance of plants in different scenario

图10 不同情景下盆地 CO₂ 封存量Fig.10 CO₂ storage in the basin under different scenarios

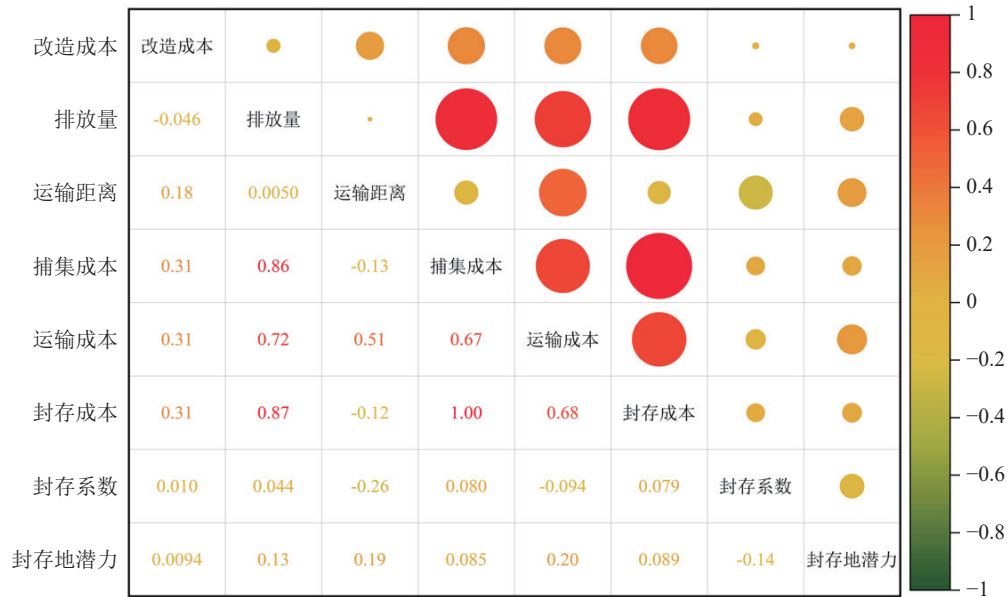


图 11 相关性分析
Fig.11 Correlation analysis

距, 从而引起改造成本的提高。而华中区域在四种情景下偏离成本区间的较多, 是由于该区域电厂数目众多, 偏离区间的电厂改造优先级较低, 运输距离均大于 300 km。综合考虑, 对于电厂改造成本的区域比较分析, 可以得出以下结论: 东北和南方电厂的改造成本较为集中, 整体波动范围较小, 这可能是由于这些电厂在地理位置上较为集中, 封存地集中且有足够的封存潜力, 因此改造成本相对稳定。而华东电厂在中后期情景下(2031—2060 年)的成本范围趋于集中, 这可能是随着改造年限增加, 电厂的封存地趋于统一, 引起改造成本在不同情景下的波动范围逐渐缩小。相比之下, 华中、华北和西北地区由于区域范围大且电厂分布分散, 改造的

不确定性较高, 导致改造成本之间存在较大差异。

2021—2030 年各区域电厂的 CO₂ 平均改造成本均在 500 元/t 左右, 而魏宁等(2020)针对国家能源集团电厂进行咸水层封存的分析结果表明减排成本在 400.01~618.22 元/t CO₂, 与本文较为一致。改造初期(2021—2040 年)CCUS 技术提升较快, 改造成本迅速降低, 2031—2040 年各区域平均改造成本在 300~350 元/t, 相比于魏宁等(2020)的结果偏低, 这是因为本文以动态的成本变化考量电厂不同改造阶段的成本, 从而更符合改造的实际过程。改造中后期(2031—2060 年), CCUS 技术发展趋于平缓, 随着部分电厂达到退役年限, 2041—2050 年平均改造成本在 300 元/t 左右, 2051—2060 年平均改造成本逐步下降到 200~300 元/t。

5 结论

本文建立了一套考虑燃煤电厂 CCUS 全流程的源汇匹配模型, 以中国主要盆地的一级构造单元为封存点, 分析了中国燃煤电厂 CCUS 改造的成本和优先改造区域, 得到以下结论:

(1) 考虑 CCUS 电厂改造特征和盆地一级构造单元适宜性及封存量筛选出全国范围内适宜改造的电厂共 967 个, 年排放量达到 5998.6 Mt, 以及来自 28 个沉积盆地的 112 个一级构造单元。

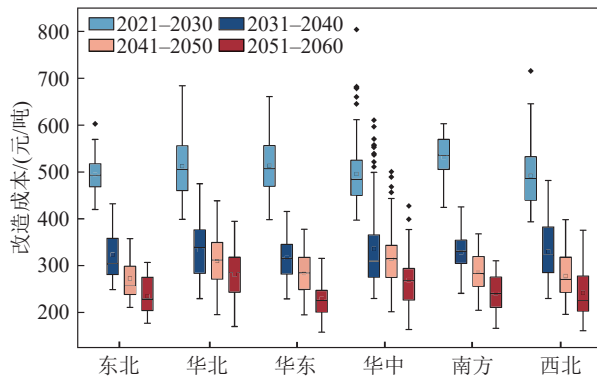


图 12 燃煤电厂区域性成本分析
Fig.12 Regional cost analysis of coal-fired power plants

(2)建立了一套适合全国性尺度评价的燃煤电厂与沉积盆地全流程动态源汇匹配模型。模型中包含了捕集、运输和封存 3 个流程,考虑了 4 个阶段未来的动态成本变化趋势,引入了封存地适宜性差异对于成本的影响系数,能够更加准确地分析综合匹配成本随时间和区域的变化。

(3)2021—2060 年间的 4 种改造年限目标匹配分析结果显示,99% 的电厂可在唯一封存地进行封存,陆域盆地是大多数电厂的首选封存地,海域盆地在沿海地区匹配中体现出优越性。运输距离大于 250 km 的电厂数量随改造年限增加而增加,在华北、华东、华中和西北地区建立大规模 CO₂ 输送网络的可能性较大。

(4)电厂改造成本受捕集成本、运输成本、封存成本和运输距离等因素的影响,不同区域的改造成本存在差异。东北和南方电厂改造成本相对集中,华东电厂在中后期情景下成本范围趋于集中,而华北和西北地区的电厂改造成本差异较大。伴随着改造年限的深入,燃煤电厂的改造成本从 500 元/t CO₂ 左右逐步下降到小于 300 元/t CO₂。

References

- Brown S, Mahgerefteh H, Martynov S, Sundara V, Dowell N M. 2015. A multi-source flow model for CCS pipeline transportation networks[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 43: 108–114.
- Cai Bofeng, Li Qi, Zhang Xian. 2021. Annual Report on Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) in China (2021): A study of CCUS Pathways in China[R]. Beijing: Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, The Administrative Centre for China's Agenda 21 (in Chinese).
- Cao C, Liu H J, Hou Z M, Mehmood F, Feng W T. 2020. A review of CO₂ storage in view of safety and cost-effectiveness[J]. *Energies*, 13(3): 600.
- Chen W Y, Huang L Y, Xiang X, Chen J Y, Sun L. 2011. GIS based CCS source-sink matching models and decision support system[J]. *Energy Procedia*, 4: 5999–6006.
- Chen Wenhui, Lu Xi. 2022. The optimal layout of CCUS clusters in China's coal-fired power plants towards carbon neutrality[J]. *Climate Change Research*, 18(3): 261–271 (in Chinese with English abstract).
- Dai S X, Dong Y J, Wang F, Xing Z H, Hu P, Yang F. 2022. A sensitivity analysis of factors affecting in geologic CO₂ storage in the Ordos Basin and its contribution to carbon neutrality[J]. *China Geology*, 5(3): 359–371.
- Diao Yujie, Liu Ting, Wei Ning, Ma Xin, Jin Xiaolin, Fu Lei. 2023. Classification and assessment methodology of carbon dioxide geological storage in deep saline aquifers[J]. *Geology in China*, 50(3): 943–951 (in Chinese with English abstract).
- Ge Shirong, Wang Bing, Feng Haohao, Jiang Xinru, Li Xue. 2023. Dynamic carbon neutrality mode for coal-based energy systems and effectiveness assessment thereof[J]. *Strategic Study of CAE*, 25(5): 122–135 (in Chinese with English abstract).
- Guan Y R, Shan Y L, Huang Q, Chen H L, Wang D, Hubacek K. 2021. Assessment to China's recent emission pattern shifts[J]. *Earth's Future*, 9(11): e2021EF002241.
- Guo Jianqiang, Wen Dongguang, Zhang Senqi, Jia Xiaofeng, Jin Xiaolin, Fan Jijiao, Peng Xuanming, Li Pengchun, Cao Ke, Diao Yujie, Zhang Hui, Li Xufeng. 2014. The Atlas of Carbon Dioxide Geological Storage Potential and Suitability Assessments of China Maor Sedimentary Basin[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese with English abstract).
- Hasan M M, Boukouvala F, First E L, Floudas C A. 2014. Nationwide, regional, and statewide CO₂ capture, utilization, and sequestration supply chain network optimization[J]. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 53(18): 7489–7506.
- IEA. 2016. 20 years of carbon capture and storage: Accelerating future deployment[R]. International Energy Agency.
- Li Haiyan, Peng Shimi, Xu Mingyang, Luo Chao, Gao Yang. 2013. CO₂ storage mechanism in deep saline aquifers[J]. *Science and Technology Review*, 31(2): 72–79 (in Chinese with English abstract).
- Li K, Shen S, Fan J L, Xu M, Zhang X. 2022. The role of carbon capture, utilization and storage in realizing China's carbon neutrality: A source-sink matching analysis for existing coal-fired power plants[J]. *Resources, Conservation and Recycling*, 178: 106070.
- Liu Jun, Yuan Xin, Chen Heng, Pan Peiyuan, Xu Gang, Wang Xiuyan. 2023. Study on economic assessment and improvement for large-scale thermal power CCUS applications[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 43(10): 1316–1325 (in Chinese with English abstract).
- Liu S Y, Li H Y, Zhang K, Lau H C. 2022. Techno-economic analysis of using carbon capture and storage (CCS) in decarbonizing China's coal-fired power plants[J]. *Journal of Cleaner Production*, 351: 131384.
- Liu Wei, Dong Ming. 2011. Research on carbon sequestration network planning model and solution algorithm[J]. *Industrial Engineering and Management*, 16(6): 128–132 (in Chinese with English abstract).
- Middleton R S, Kuby M J, Wei R, Keating G N, Pawar R J. 2012. A dynamic model for optimally phasing in CO₂ capture and storage infrastructure[J]. *Environmental Modelling and Software*, 37: 193–205.
- Muratori M, Kheshgi H, Mignone B, Clarke L, Mcjeon H, Edmonds J. 2017. Carbon capture and storage across fuels and sectors in energy system transformation pathways[J]. *International Journal of*

- Greenhouse Gas Control, 57: 34–41.
- Paltsev S, Morris J, Khesghi H, Herzog H. 2021. Hard-to-Abate Sectors: The role of industrial carbon capture and storage (CCS) in emission mitigation[J]. *Applied Energy*, 300: 117322.
- Qin J Z, Zhong Q H, Tang Y, Rui Z H, Qiu S, Chen H Y. 2023. CO₂ storage potential assessment of offshore saline aquifers in China[J]. *Fuel*, 341: 127681.
- Selosse S, Ricci O. 2017. Carbon capture and storage: Lessons from a storage potential and localization analysis[J]. *Applied Energy*, 188: 32–44.
- Shan Y L, Guan D B, Zheng H R, Ou J M, Li Y, Meng J, Mi Z F, Liu Z, Zhang Q. 2018. China CO₂ emission accounts 1997–2015[J]. *Scientific Data*, 5: 170201.
- Shan Y L, Huang Q, Guan D B, Klaus H. 2020. China CO₂ emission accounts 2016–2017[J]. *Scientific Data*, 7(1): 54.
- Sun L, Chen W Y. 2013. The improved China CCS decision support system: A case study for Beijing–Tianjin–Hebei Region of China[J]. *Applied Energy*, 112: 793–799.
- Sun L, Chen W Y. 2017. Development and application of a multi-stage CCUS source–sink matching model[J]. *Applied Energy*, 185: 1424–1432.
- Sun L, Chen W Y. 2021. Impact of carbon tax on CCUS source–sink matching: Finding from the improved China CCS DSS[J]. *Journal of Cleaner Production*, 333: 130027.
- Sun Liang, Chen Wenying. 2013. CCUS source–sink matching dynamic programming model based on GAMS[J]. *Journal of Tsinghua University (Science and Technology)*, 53(4): 421–426 (in Chinese with English abstract).
- Tang H T, Chen W Y, Zhang S, Zhang Q Z. 2023. China's multi-sector-shared CCUS networks in a carbon-neutral vision[J]. *iScience*, 26(4): 106347.
- Wang F Y, Wang P T, Wang Q F, Dong L H. 2018. Optimization of CCUS source–sink matching for large coal-fired units: A case of North China[J]. *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*, 170(4): 42–45.
- Wang H, Xu J J, Yu Y. 2023. Status of CCUS research and governance by worldwide geological surveys and organizations[J]. *China Geology*, 6(3): 536–540.
- Wang P T, Wei Y M, Yang B, Li J Q, Kang J N, Liu L C, Yu B Y, Hou Y B, Zhang X. 2020. Carbon capture and storage in China's power sector: Optimal planning under the 2°C constraint[J]. *Applied Energy*, 263: 114694.
- Wang Zhong, Luo Yuyan, Kuang Jianchao, Mao Yongna. 2016. Research on source–sink matching and optimization in China's large coal-fired power plant[J]. *Industrial Engineering and Management*, 21(6): 75–83,89 (in Chinese with English abstract).
- Wei N, Jiao Z S, Ellett K, Ku A Y, Liu S N, Middleton R, Li X C. 2021. Decarbonizing the coal-fired power sector in China via carbon capture, geological utilization, and storage technology[J]. *Environmental Science and Technology*, 55(19): 13164–13173.
- Wei Ning, Jiang Dalin, Liu Shengnan, Nie Ligong, Li Xiaochun. 2020. Cost competitiveness analysis of retrofitting CCUS to coal-fired power plants[J]. *Proceedings of the CSEE*, 40(4): 1258–1265 (in Chinese with English abstract).
- Zhou Yinbang, Wang Rui, He Yingfu, Zhao Shuxia, Zhou Yuanlong, Zhang Yao. 2023. Analysis and comparison of typical cases of CO₂ geological storage in saline aquifer[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 30(2): 162–167 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 蔡博峰, 李琦, 张贤. 2021. 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.
- 陈文会, 鲁玺. 2022. 碳中和目标下中国燃煤电厂 CCUS 集群部署优化研究[J]. *气候变化研究进展*, 18(3): 261–271.
- 刁玉杰, 刘廷, 魏宁, 马鑫, 金晓琳, 付雷. 2023. 咸水层二氧化碳地质封存潜力分级及评价思路[J]. *中国地质*, 50(3): 943–951.
- 葛世荣, 王兵, 冯豪豪, 姜鑫茹, 李雪. 2023. 煤基能源动态碳中和模式及其保供降碳效益评估[J]. *中国工程科学*, 25(5): 122–135.
- 郭建强, 文冬光, 张森琦, 贾小丰, 金晓琳, 范基姣, 彭轩明, 李鹏春, 珂曹, 刁玉杰, 徽张, 李旭峰. 2014. 中国主要沉积盆地二氧化碳地质储存潜力与适宜性评价图集[M]. 北京: 地质出版社.
- 李海燕, 彭仕宓, 许明阳, 罗超, 高阳. 2013. CO₂ 在深部咸水层中的埋存机制研究进展[J]. *科技导报*, 31(2): 72–79.
- 刘骏, 袁鑫, 陈衡, 潘佩媛, 徐钢, 王修彦. 2023. 大规模火电 CCUS 应用的经济性评估及提升研究[J]. *动力工程学报*, 43(10): 1316–1325.
- 刘巍, 董明. 2011. 碳封存网络的规划模型及求解算法研究[J]. *工业工程与管理*, 16(6): 128–132.
- 孙亮, 陈文颖. 2013. 基于 GAMS 的 CCUS 源汇匹配动态规划模型[J]. *清华大学学报 (自然科学版)*, 53(4): 421–426.
- 王众, 骆毓燕, 匡建超, 毛永娜. 2016. 我国大型燃煤电厂 CCS 源汇匹配与优化研究[J]. *工业工程与管理*, 21(6): 75–83,89.
- 魏宁, 姜大霖, 刘胜男, 聂立功, 李小春. 2020. 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*, 40(4): 1258–1265.
- 周银邦, 王锐, 何应付, 赵淑霞, 周元龙, 张尧. 2023. 咸水层 CO₂ 地质封存典型案例分析及对比[J]. *油气地质与采收率*, 30(2): 162–167.