



# “三性”约束下的CO<sub>2</sub>咸水层封存初步选址与有效容量评估方法

李小春<sup>1,2</sup>, 张力为<sup>1,2\*</sup>, 王翰文<sup>1,2\*</sup>, 刘桂臻<sup>1,2</sup>, 魏宁<sup>1,2</sup>, 王燕<sup>1,2</sup>, 甘满光<sup>1,2</sup>, 李琦<sup>1,2</sup>

1. 中国科学院武汉岩土力学研究所, 岩土力学与工程安全全国重点实验室, 武汉 430071

2. 中国科学院大学, 北京 100049

\* 联系人, E-mail: lwzhang@whrsm.ac.cn; churchwang@163.com

2025-06-23 收稿, 2025-11-11 修回, 2025-11-12 接受, 2025-11-13 网络版发表

国家重点研发计划(2024YFE0213300)和中国科学院国际伙伴计划(026GJHZ2024018MI)资助

**摘要** CO<sub>2</sub>地质封存技术是实现“双碳”目标的关键技术之一, 可有效减少大气中CO<sub>2</sub>的排放量, 从而缓解温室效应和全球变暖问题. 中国作为全球最大的碳排放国和化石能源消耗国之一, CO<sub>2</sub>地质封存潜力巨大, 具有广阔的应用前景. 然而, 中国在规模化推广CO<sub>2</sub>地质封存的道路上仍面临诸多挑战, 尤其是在封存潜力评估与选址方面存在流程过于简单或繁杂、限制因素考虑不全面、评价精度不足等问题, 亟需构建科学系统的评价框架以支撑CO<sub>2</sub>地质封存的工程实践. 针对以上问题, 本文创新性地提出了基于“三性”(可注性、密封性、稳定性)约束的CO<sub>2</sub>咸水层封存初步选址与有效容量评估方法, 从可注性、密封性、稳定性三个维度出发, 探讨了CO<sub>2</sub>咸水层封存“三性”评价的关键要素, 阐明了“三性”协同分析对于CO<sub>2</sub>咸水层封存有效容量评估的重要性. 在“三性”中, 可注性决定了CO<sub>2</sub>能否成功地注入储层, 密封性和稳定性保障了注入后CO<sub>2</sub>的长期封存安全及周边环境安全. 有效封存容量是在“三性”约束下目标区域封存潜力的直观体现, 只有通过“三性”初筛的区域才应评估有效封存容量. 通过对“三性”排除性指标和量化计算指标的协同分析, 保障CO<sub>2</sub>咸水层封存项目的高效选址, 科学划定“早期机会区”, 可显著降低选址工作量, 助力中国实现碳减排目标.

**关键词** CO<sub>2</sub>地质封存, 潜力评估, 选址, 封存容量, 碳减排

## 1 背景介绍

### 1.1 气候变暖和CCUS

全球变暖是当前人类面临的最严峻的环境挑战之一, 其对全球气候变化的影响已经逐渐显现, 表现为极端天气事件频发、海平面上升、生物多样性丧失等一系列问题. 这些变化不仅对生态系统造成严重威胁, 也对人类社会的可持续发展造成了不利影响<sup>[1]</sup>. CO<sub>2</sub>作为主要的温室气体, 其排放量与化石燃料的燃烧、工业生产、交通运输、农业等人类活动密切相关. 在全球

范围内, CO<sub>2</sub>排放量在过去几十年中持续上升. 目前大气中的CO<sub>2</sub>平均浓度已经超过了420 ppm, 是全球平均气温显著升高的最主要贡献因素<sup>[2]</sup>. 当前, 科学界已普遍认为, 控制CO<sub>2</sub>排放是减缓全球变暖的关键<sup>[3]</sup>.

在这一背景下, 各国政府、企业和科研机构都在积极寻求有效的减排措施, 以应对气候变化的挑战. 这不仅需要加强可再生能源的开发利用, 也需要在减少现有排放源的基础上, 寻找新的技术手段来应对已经释放到大气中的CO<sub>2</sub>. 在减缓气候变化的技术选项中, CO<sub>2</sub>捕集、利用与封存(carbon capture, utilization and

**引用格式:** 李小春, 张力为, 王翰文, 等. “三性”约束下的CO<sub>2</sub>咸水层封存初步选址与有效容量评估方法. 科学通报, 2026, 71: 3451–3464

Li X, Zhang L, Wang H, et al. Preliminary selection procedure of CO<sub>2</sub> storage regions and evaluation of effective capacity of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers based on the “Three Key Properties” constraints (in Chinese). Chin Sci Bull, 2026, 71: 3451–3464, doi: 10.1360/CSB-2025-5133

storage, CCUS)技术被认为是一个具有重要潜力的解决方案, 其旨在从源头捕集化石能源燃烧和其他工业过程产生的CO<sub>2</sub>, 防止CO<sub>2</sub>进入大气, 并将捕集的CO<sub>2</sub>进一步利用或封存<sup>[4,5]</sup>. CCUS技术示意图如图S1所示<sup>[6]</sup>. 相关研究表明, 在CCUS过程中, CO<sub>2</sub>地质封存是能够实现CO<sub>2</sub>大规模长期减排的关键技术手段<sup>[7,8]</sup>. CO<sub>2</sub>地质封存技术通过将CO<sub>2</sub>捕集并注入地下储层, 减少向大气中的CO<sub>2</sub>排放, 符合中国国情<sup>[9,10]</sup>. 潜在的CO<sub>2</sub>封存场地包括深部咸水层、油气藏、地热储层、基性岩层等, 其中咸水层因其巨大的容量和广泛的地理分布成为CO<sub>2</sub>封存项目决策者重点关注的CO<sub>2</sub>储层<sup>[11]</sup>. 在选择合适的封存场地时, 需要综合考虑多项因素, 如地层条件、地表设施、工程和经济条件等, 其中地层条件是关系到能否成功实施CO<sub>2</sub>封存的关键因素<sup>[12]</sup>.

## 1.2 CO<sub>2</sub>地质封存场地选址

CO<sub>2</sub>地质封存需通过选址确定适宜的封存场地, 这是CO<sub>2</sub>地质封存项目开展的首要步骤, 直接关系到项目的运行成败. 选址主要考量封存容量与潜在风险两方面. 理想的封存容量是核心目标, 尽管已有大量研究, 但因可获得的场地地质信息经常不完整、不准确, 容量评估仍存在较大不确定性. 在风险评估方面, 当前CO<sub>2</sub>封存技术尚未完全商业化, 项目在可行性评估、建设与运营各阶段均存在技术、政策及成本等方面的不确定性, 可能导致项目无法按预期实施. 2010~2020年间全球CO<sub>2</sub>封存项目的80%在前期评估阶段取消或暂停(图S2)<sup>[13]</sup>, 如英国Peterhead、White Rose等项目因政府撤回资金而取消, 美国未来发电2.0 (FutureGen 2.0)项目因美国能源部宣布暂停项目联邦资金以及公众接受度等问题而取消<sup>[14]</sup>. 截至2024年年底, 实际运行项目有约21%未达到设计性能指标, 或出现预期之外、影响封存量和封存安全的不利情景<sup>[15]</sup>(表S1).

与CO<sub>2</sub>地质封存有关的风险事件主要为储层压力急剧上升、地表变形、诱发地震、CO<sub>2</sub>泄漏等. 基于以上风险事件, 可以将CO<sub>2</sub>地质封存项目中的风险问题归纳为“三性”问题, 即可注性、密封性和稳定性. 从“三性”的角度出发, CO<sub>2</sub>地质封存选址的本质在于筛选出能够满足“三性”要求, 并且在此基础上满足有效容量需求的封存场地.

## 1.3 已有选址方法综述

CO<sub>2</sub>地质封存选址指在封存实施前选定适宜的地

下CO<sub>2</sub>储集空间及相应地面设施布设的区域, 对项目成功至关重要. 多准则决策分析是当前最常用的选址与适宜性评价方法<sup>[16]</sup>, 其核心在于构建多准则指标体系以评估并优选方案. 现有选址工作通常涵盖区域、盆地、目标区、场地及灌注级5个级别, 评价指标虽各有侧重, 但均涉及工程地质、封存潜力及社会经济三大要素<sup>[17]</sup>. 基于指标驱动的选址框架已广泛应用, 指标数量从数个到数十个不等<sup>[18]</sup>. 在国际上, Bachu<sup>[19,20]</sup>建立的盆地级指标体系涵盖盆地特征、资源与社会三类共15项指标, 成为区域-盆地评价的基础<sup>[21]</sup>. Raza等人<sup>[18]</sup>提出8项关键指标, 包括储层与井型、矿物类别及密封潜力等. Derse<sup>[22]</sup>针对封存环节选取了渗透率、容量、厚度及孔隙度4项指标. Alcalde等人<sup>[23]</sup>提出“基础-筛查-排序-严格评估”四步法, 在筛查与决策阶段分别评估7项和6项指标. Oldenberg<sup>[24,25]</sup>的框架则侧重健康、安全与环境风险, 建立了包含42项指标的三层体系, 但未考虑容量与可注性. 此外, 多国及组织也提出了选址原则或要求. 欧盟强调地质构造应无重大泄漏及环境健康风险, 并列出了必需评估数据<sup>[26,27]</sup>. 美国国家环境保护局<sup>[28]</sup>评估岩相、构造、流体相容性、容量及封闭完整性等. 英国地质调查局<sup>[29]</sup>提出从容量、储层与盖层三方面共9项指标评估咸水层. IEAGHG<sup>[30]</sup>将选址指标分为5类: 安全与保障、容量和可注性、法律与监管问题、经济、公众接受度, 并构建了包含3项批判性、4项必要性和14项可选指标的体系. NETL<sup>[31]</sup>建议在筛查阶段分析地下条件、区域可达性及社会背景等10项要素. 全球碳理事会<sup>[32]</sup>则建议综合考虑地质、技术、法律、经济、环境、健康与安全等多维要素.

在国内, 中国科学院武汉岩土力学研究所Li等人<sup>[33]</sup>和Wei等人<sup>[34]</sup>开发了陆上封存场地评估框架, 涵盖封存优化、风险最小化、环境约束及经济四方面共28项指标. 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心提出了国家至灌注5个级别的评价体系, 重点包括地质安全、封存规模及社会经济要素<sup>[16,35~37]</sup>. 中国科学院地质与地球物理研究所祁生文等人<sup>[20]</sup>系统梳理了陆上与海上封存指标, 从地质条件、封存潜力及社会经济三个维度优选了不同储层特征指标, 并将风险监测划分为地质环境、工程环境、生态环境与社会经济四类, 编制了分类指标图与评价表. Sun等人<sup>[38]</sup>建立了包含密封安全、封存容量、经济适宜性及社会稳定性四准则共40项指标的评估体系. 王紫剑等人<sup>[39]</sup>以百万吨级封存为目标, 构建了规模、注入性、安全性与经济

性四个方面的三级指标体系,共22项指标。国内目前尚无专门的法律法规对碳封存选址做出要求,团体标准T/GSC 006—2024《二氧化碳陆地封存工程选址指南》从工程地质、潜力、社会经济等角度,推荐了不同级别不同储层类型的选址指标<sup>[40]</sup>,还有一些相关的标准正在制定当中<sup>[41]</sup>。

基于前文所述,现有的碳封存选址指标体系仍存在缺陷:部分体系指标繁多,易导致前期成本高昂与数据可获性不足,制约项目推进;另一些则过于简化且不确定性高,增加选址失败风险。因此,构建风险可控、成本合理的关键选址指标体系,已成为实现CO<sub>2</sub>封存项目成本-效益均衡需解决的核心问题。

## 2 基于“三性”的选址方法论、框架、流程

本文提出了“三性”约束的CO<sub>2</sub>咸水层封存有效容量评估与选址方法。“三性”分别为可注性、密封性和稳定性,分别从CO<sub>2</sub>注入储层的难易程度、CO<sub>2</sub>通过盖层发生逃逸的难易程度和CO<sub>2</sub>注入储层后诱发封存体力学失稳的难易程度三个方面影响实际可长期安全封存于储层中的CO<sub>2</sub>量。下面将从“三性”的定义和影响因素、“三性”定量化评价指标、“三性”选址方法的框架和流程等方面进行详细论述。

### 2.1 “三性”的定义和影响因素

#### 2.1.1 可注性

可注性是指CO<sub>2</sub>能够有效注入地质储层的能力,其会受到储层渗透率和孔隙度、流体特性、润湿性等方面的影响。

(1) 储层渗透率和孔隙度。渗透率是岩石允许流体在孔隙中流动的能力,孔隙度是指岩石中孔隙体积占总体积的比例,高渗透率和高孔隙度的岩石能够有效地输送和储存更多的CO<sub>2</sub>,对于CO<sub>2</sub>地质封存的顺利进行具有积极的作用。不同区域的储层因成岩条件的差异表现出不同的孔渗特征,直接影响其封存能力。东海KQT地区平湖组砂岩的平均孔隙度是12.53%,平均渗透率是7.86 mD,并且具有非均质性,储存能力较差<sup>[42]</sup>。南海东部盆地某储层区域砂岩的平均孔隙度是28.66%,平均渗透率是282.37 mD,属于高孔高渗疏松砂岩,储存能力良好<sup>[43]</sup>。四川盆地南部某石灰岩储层的平均孔隙度为4.07%,平均渗透率为0.273 mD,储存能力差<sup>[44]</sup>。王敬霞等人<sup>[45]</sup>采用孔隙度来评价碳酸盐岩储层的优劣,分为大于10%、10%~5%、5%~3%、3%

~1%和小于1%五个等级。周豪博等人<sup>[46]</sup>研究了山西霍西地区煤系泥岩的储层特征,认为该地区泥岩储层属于超低孔超低渗的储集层,不宜作为CO<sub>2</sub>地质封存的地点。总体而言,高孔隙度的储层通常具备良好的存储能力,高渗透率的储层通常有助于提高注入效率。

(2) 流体特性。除了孔隙度和渗透率这两项基本的参数之外,可注性与流体黏度、流体密度、多相流体类别等多项流体因素有关。一般来说,流体的黏度越高,其流动阻力越大,注入效率也越低。对于CO<sub>2</sub>而言,温度的增加会导致其黏度逐渐减小,压力的增大会导致其黏度逐渐增大,而进入超临界状态后,CO<sub>2</sub>与气体的黏度更加接近<sup>[47]</sup>,这有利于地质封存时的注入环节。与黏度的影响类似,流体的密度越大,其流动时的阻力也越大。因此,低密度的气体通常比高密度的液体更容易注入储层。在处于超临界状态并且压力远高于临界压力(大于30 MPa)时,CO<sub>2</sub>的密度会随着温度的增加而连续、缓慢地减小,压力越大,变化越缓慢,直至接近于线性变化<sup>[48]</sup>。在多相流环境(如油、水、气共存)中,流体之间的相互作用和流动模式会影响可注性。例如,油水界面张力可能会形成油膜,阻碍CO<sub>2</sub>和水的运移。总而言之,流体动力学特性会对储层的可注性产生不同程度的影响,甚至会以复杂的方式相互作用,进而共同影响储层的可注性。

(3) 润湿性。CO<sub>2</sub>注入储层后,在重力与压力梯度驱动下进入孔隙空间并与岩石发生物理化学作用,影响储层可注性。在这些相互作用中,CO<sub>2</sub>与岩石间的润湿性变化是重要参数<sup>[49]</sup>。润湿性是指流体黏附到固体表面的能力,能够直接影响CO<sub>2</sub>在储层中的流动特性和流动过程<sup>[50]</sup>。在常见的岩石相、水相和CO<sub>2</sub>相的三相共存体系中,润湿性一般用岩石表面和不同流体界面之间的接触角来进行表征<sup>[51]</sup>,接触角一般采用杨氏方程(Young's equation)进行计算<sup>[52,53]</sup>。相关研究认为,当岩石的接触角在0°~70°时为亲水体系,在70°~110°时为中性润湿体系,在110°~180°时为亲CO<sub>2</sub>体系<sup>[53]</sup>。因此,有必要厘清这三种体系对CO<sub>2</sub>注入过程的影响,使储层岩石在CO<sub>2</sub>注入时处于“最佳润湿性”状态,这将有利于提升CO<sub>2</sub>的可注性。有学者认为,润湿性向更亲水的方向转变将极大地有利于CO<sub>2</sub>地质封存,因为较高的水润湿性可以增加储层尺度和岩心孔隙尺度的CO<sub>2</sub>储存能力<sup>[53-56]</sup>。但也有学者持不同的观点,Mirzaei-Paيمان等人<sup>[57]</sup>认为密封层岩石的最佳润湿性为水润湿性,而注入层岩石的最佳润湿性则为CO<sub>2</sub>润湿性,但确定储存岩

石的最佳润湿性仍然是一个未知的问题。

### 2.1.2 密封性

密封性是指封存体盖层在地质封存过程中防止CO<sub>2</sub>泄漏的能力,良好的密封性是确保CO<sub>2</sub>封存安全性和有效性的关键。盖层的密封性与盖层性质、断层性质、地下温度和压力变化、化学反应等因素相关。

(1) 盖层性质。受成岩环境影响,不同岩性盖层在矿物成分、孔喉结构及物性上存在差异,导致其封闭能力显著不同。相关研究表明,常见盖层的主要岩性为泥质岩和膏盐岩,也有部分如致密灰岩或成岩胶结良好的白云岩等碳酸盐岩盖层<sup>[58-60]</sup>,其中泥质岩较为常见<sup>[61]</sup>。泥质岩的低渗透性是其作为盖层的关键特性之一,其渗透率受黏土含量的显著影响,黏土含量增加,渗透率会出现下降<sup>[62]</sup>。膏盐岩主要由石膏(CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O)和岩盐(NaCl)组成,同时含有少量黏土矿物。NaCl在高温高压条件下呈现类流体特性,可实现裂缝自愈合与断层封闭<sup>[63]</sup>。石膏在温度较高时会脱水转化成硬石膏(CaSO<sub>4</sub>),并且伴随着体积收缩,可能引发微裂缝的产生。碳酸盐岩可以分为石灰岩和白云岩两类,主要由方解石和白云石构成。方解石在CO<sub>2</sub>-水体系中反应活性高,其溶解可提升渗透率,而溶解后再沉淀形成的次生胶结则能局部增强致密性<sup>[64]</sup>。盖层密封能力依赖于其低渗透性与结构完整性,突破将显著削弱此能力。力学上,盖层突破源于内部或界面处有效应力降低或局部拉应力形成,引发张性破裂或沿弱面剪切滑移,使岩石从完整、低渗的稳定状态转变为含连通渗流通道的失效状态。这一过程具有显著流固耦合特征:流体渗入裂缝会降低有效应力并软化岩石,裂缝扩展又进一步提升渗透率,形成正反馈并加速突破进程。因此,从岩体力学角度看,盖层突破涉及强度失效、断裂扩展与渗透性突变等复杂过程,需重点关注应力-应变-渗流相互作用的动态平衡与失稳机制。

(2) 断层性质。断层的存在,尤其是未充填的张开性断层,会显著削弱盖层系统的密封性。此类断层因缺乏矿物胶结而具有高孔渗特征,形成流体优势运移通道。当与盖层相交时,其连续性可能被破坏,导致CO<sub>2</sub>沿断层向上运移甚至突破至浅部地层,引发封存失效。断层的张开程度受活动历史、围岩力学性质及流体-岩石相互作用等因素控制,构造活跃区的周期性应力可使其反复启闭。断层的几何特征(如倾角、宽度)与连通性同样影响泄漏风险,高角度断层易形成垂向渗流路径,低角度断层则可能因剪切破碎增加逃逸可能。在

CO<sub>2</sub>封存选址中,应通过地球物理勘探与岩芯分析评估断层封闭性,优先选择矿物充填良好或处于应力闭合状态的断层系统。若无法避开张开性断层,则需采取注浆封堵或压力调控等工程措施,以增强封闭能力,保障长期安全。

(3) 地下温度与压力变化。地下温度与压力变化对CO<sub>2</sub>地质封存的密封性具有重要影响,主要通过调控CO<sub>2</sub>的物理状态及引发流体-岩石相互作用,进而影响长期封存安全性。在物理状态方面,CO<sub>2</sub>的临界温度为31.1°C,临界压力为7.38 MPa,在超临界状态下(温度>31.1°C,压力>7.38 MPa),CO<sub>2</sub>密度接近液体,黏度接近气体,有利于高效注入与封存<sup>[65]</sup>。若储层温度和压力低于临界值,CO<sub>2</sub>以气相或液相存在,迁移能力增强,泄漏风险上升。温度升高会引起超临界CO<sub>2</sub>体积膨胀,可能导致局部压力上升;而注入停止后压力扩散,若下降过快,CO<sub>2</sub>可能自溶解态析出形成气泡,破坏毛细管封堵,加剧泄漏。CO<sub>2</sub>溶解于地层水的速率随压力升高而加快,生成碳酸后地层水的pH降低至3左右<sup>[66]</sup>,酸性流体溶解地层中的矿物,释放Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>等离子,造成渗透率增加。但与此同时,溶解的金属离子又会与CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>结合生成稳定碳酸盐封堵孔隙,这一过程又会导致渗透率降低。总而言之,地下温度与压力变化通过调控CO<sub>2</sub>的相态、化学反应路径及储层力学行为,对封存密封性产生多尺度影响,有必要对地层中发生的化学-矿物反应进行人为的干预和控制,使渗透率控制在合理的范围内。

(4) 化学反应。CO<sub>2</sub>地质封存系统中盖层的密封性与CO<sub>2</sub>-流体-岩石相互作用及化学反应密切相关。化学反应的影响核心在于通过水化膨胀、离子交换反应、酸蚀反应、碳化反应等化学反应过程影响盖层矿物的溶解-沉淀平衡,改变盖层中的孔隙与微裂隙,进而改变盖层的渗透率和CO<sub>2</sub>的迁移通道,最终对盖层的密封性造成影响。当CO<sub>2</sub>溶解于地层水形成碳酸后,体系pH降低,导致盖层岩石中易溶矿物(如方解石和部分黏土矿物)发生溶蚀。溶蚀作用会扩大盖层岩石原有的微裂隙或生成次生孔隙,增加盖层岩石的渗透率,削弱其物理屏障功能。但溶蚀释放的Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>等阳离子也会与CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>结合生成碳酸盐矿物(如方解石、白云石等),可堵塞盖层岩石的孔隙和微裂隙,降低渗透率。此外,在CO<sub>2</sub>酸性环境下,盖层岩石中常见的伊利石/蒙脱石混层矿物可能发生转化(如蒙脱石伊利石化),这一过程伴随层间水释放和结构收缩,可能导致局部微裂隙发育。

化学反应程度的空间分布不均易形成“通道化”渗流路径,需结合矿物分布与渗流规律综合评估。

### 2.1.3 稳定性

稳定性指的是CO<sub>2</sub>注入地质储层和在储层长期封存的过程中封存体保持力学稳定的能力,其主要受到CO<sub>2</sub>注入活动造成的断层扰动、外部地质构造运动造成的断层扰动、化学反应等因素的影响。

(1) CO<sub>2</sub>注入活动造成的断层扰动. 在大多数涉及地下流体注入的工程项目中,流体注入引起的地层力学稳定性,特别是流体注入导致的断层活化及诱发地震问题一直是人们关注的焦点。在CO<sub>2</sub>地质封存项目中,大量的CO<sub>2</sub>注入储层岩石中会引起CO<sub>2</sub>储层的孔隙压力增加,进而导致储盖层应力场的变化,使得储盖层岩石发生变形破坏,或已有断层剪切强度下降而导致断层活化,从而发生滑移及诱发地震,影响CO<sub>2</sub>地质封存的力学稳定性。阿尔及利亚In Salah CO<sub>2</sub>封存项目因项目区存在近垂直的张开性断层且初期未充分评估其活动性,导致CO<sub>2</sub>注入后断层活化,InSAR卫星监测显示地表出现隆升,最终通过调整注入压力并采用分布式光纤监测断层应变来应对<sup>[67-69]</sup>。美国加利福尼亚州Elk Hills油田因油田盖层被多条张开性正断层切割,导致油气沿断层转移至浅层含水层,甲烷浓度严重超标<sup>[70,71]</sup>。日本苦小牧海底CO<sub>2</sub>封存项目在注入后海底断层活化,导致少量CO<sub>2</sub>进入海水,通过调整注入层位至远离断层的区块并部署海底地震监测网络解决了该问题<sup>[72,73]</sup>。

(2) 外部地质构造运动造成的断层扰动. 地质构造运动(如断层活动、地震及褶皱变形)通过改变储层-盖层系统的应力状态与完整性,对CO<sub>2</sub>地质封存的长期稳定性构成显著威胁,其影响机制涉及地质力学与流体动力学等多学科耦合。断层活化是主要风险源,构造运动引起有效应力变化,当孔隙压力上升或构造应力突变导致断层面正应力降低时,可能触发滑动。应力扰动与二次破裂是关键机制:应力场畸变可使剪切应力超过盖层抗剪强度,诱发新裂缝或活化既有裂缝;流体注入引起的孔隙压力升高也可能沿断层带引发水力破裂。地震释放的能量会促使储层及盖层内微裂缝扩展与宽度增加,并可能改变区域主应力方向及裂缝优势取向。地层变形通过改变孔隙压力、降低有效应力或引发局部应力集中,可能导致剪切滑移、拉伸破裂或长期蠕变,直接破坏系统完整性。此外,储层改造技术(如水力压裂、酸化)虽可提升封存效率,但人为干预可能导致

裂缝网络不可控扩展,进而威胁长期稳定性。

(3) 化学反应. CO<sub>2</sub>地质封存的稳定性受地质构造运动与储层内化学反应共同影响,其中岩石溶蚀与矿化作用通过改变矿物溶解-沉淀平衡调控裂缝的生成与充填,进而重塑岩石力学骨架与平衡状态,最终影响储层力学稳定性。矿化作为核心封存机制,可将CO<sub>2</sub>转化为稳定碳酸盐矿物,显著提升长期封存安全性<sup>[74]</sup>。注入过程中,CO<sub>2</sub>溶于地层水形成碳酸并解离为H<sup>+</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>等,低pH环境引发矿物溶蚀,产生的Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>等阳离子进一步与碳酸根反应生成碳酸盐沉淀。矿物的溶蚀与沉淀除影响封存效率外,主要通过CO<sub>2</sub>-岩石-流体相互作用及孔隙结构改变决定岩石力学性质:溶蚀易导致孔隙与裂缝扩展或新生,削弱岩石完整性与强度;而碳酸盐沉淀可填充孔隙裂缝,提升机械强度。但需要注意的是,矿物沉淀和结晶会产生体积膨胀,当体积膨胀不均匀时,可能会导致岩石破裂,反而造成岩石的机械强度降低。

“三性”影响因素的关键量化指标和参数如表1所示。

## 2.2 可注性、密封性和稳定性的排除性指标

排除性指标作为CO<sub>2</sub>地质封存场地筛选的首道“过滤网”,旨在依据易获取的基础数据,快速识别并排除因关键缺陷而完全不可行或风险极高的区域,从而显著优化资源分配。该步骤使后续高成本、耗时的详细调查与表征工作得以集中于潜力区域,有效加速项目评估与实施进程。

### 2.2.1 可注性的排除性指标

渗透率是控制CO<sub>2</sub>可注性的关键参数,直接影响其在地下储层中的运移能力。高渗透率储层有利于CO<sub>2</sub>注入,可实现高注入速率与大单井注入能力,同时降低所需注入压力,减少地层压裂与井筒完整性受损风险,助力规模化封存。反之,低渗透率储层注入困难,常需较高注入压力才能达到合理注速,不仅增加成本与风险,而且显著降低封存成功率。基于此,选择储层渗透率( $k_{res}$ )作为可注性的排除性指标,当 $k_{res} < 0.1$  mD时,建议直接排除该储层的CO<sub>2</sub>封存可行性<sup>[34,75]</sup>。该指标的选择考虑到了我国储层渗透率偏低的实际情况,如鄂尔多斯盆地储层普遍具有低渗的特点,很多储层的渗透率在0.1~10 mD之间。

### 2.2.2 密封性的排除性指标

盖层性质与储层深度是控制CO<sub>2</sub>地质封存长期密

表 1 “三性”影响因素的量化指标及参数

Table 1 Quantitative indicators and parameters of the “Three Key Properties” influencing factors

| “三性” | 影响因素                        | 关键量化指标  | 参数                             |
|------|-----------------------------|---------|--------------------------------|
| 可注性  | 孔隙度、渗透率                     | 孔隙度、渗透率 | 孔隙类型、裂缝发育程度、孔喉大小、孔喉连通性等        |
|      | 流体特性                        | 密度、黏度   | 温度、压力、组分、相态等                   |
|      | 润湿性                         | 接触角     | 界面张力                           |
| 密封性  | 盖层性质                        | 盖层封闭性   | 盖层岩性、渗透率、突破压力等                 |
|      | 断层性质                        | 断层封闭性   | 断层滑移矢量、裂缝密度、渗透率等               |
|      | 地下温度与压力变化                   | 温度、压力   | 储层深度、地温梯度、净水压力梯度等              |
|      | 化学反应                        | 溶解-沉淀平衡 | 温度、压力、CO <sub>2</sub> 浓度、矿物组分等 |
| 稳定性  | CO <sub>2</sub> 注入活动造成的断层扰动 | 孔隙压力    | CO <sub>2</sub> 注入压力、注入速率等     |
|      | 外部地质构造运动造成的断层扰动             | 断层有效应力  | 地震位移、滑动速率等                     |
|      | 化学反应                        | 溶解-沉淀平衡 | 温度、压力、CO <sub>2</sub> 浓度、矿物组分等 |

封性的核心参数。盖层作为直接屏障，通过毛细管封堵、低渗透性、结构完整性和化学稳定性阻止CO<sub>2</sub>向上运移。盖层若遭破坏，泄漏风险将显著升高。为便于快速评估，将盖层厚度作为排除性指标之一，当厚度<10 m时，建议排除该储层的封存可行性<sup>[35,76]</sup>。储层深度通过影响温压条件间接控制密封性，适宜的深度有助于维持地层稳定，降低泄漏可能性。深度不足时，CO<sub>2</sub>难以维持超临界状态而以气态存在，易发生逃逸。因此，将储层深度作为另一排除性指标，建议当场地质层深度<800 m时，直接排除该储层的CO<sub>2</sub>封存可行性<sup>[34,75,77]</sup>。

2.2.3 稳定性的排除性指标

地层活动是影响CO<sub>2</sub>封存系统长期稳定性的关键动态风险源。断层活动、裂缝扩展、地震及地层变形等会改变应力状态，破坏力学稳定，导致场地失稳。在选择封存场地时，应尽量避免地质活动频繁的区域，以避免地层失稳问题的出现。基于此，选择活断层距封存场地储层距离、地震记录震级、地震烈度作为稳定性的排除性指标，当活断层距封存场地储层距离<10 km、封存场地有震级>V或地震烈度>VIII的历史纪录时，建议直接排除该储层的CO<sub>2</sub>封存可行性<sup>[34,75,77]</sup>。

在“三性”评价体系中，所有排除性指标具有同等的权重，彼此之间不存在主次或补偿关系，任何一个指标只要未能达到既定要求，便立即触发“一票否决”机制，使该区域整体被判定为不具备开展CO<sub>2</sub>地质封存的条件，直接列入排除名单，不再进入下一阶段精细化选址评估或工程实施环节。

2.3 可注性、密封性和稳定性的量化评价指标

在利用排除性指标完成对封存区域的快速初筛后，

可获得理论可行的封存区域。为评估其有效封存容量，需进一步开展量化评价：基于可注性、密封性与稳定性的量化指标，确定保障安全注入的关键操作参数（如注入压力、注入速率及注入模式），从而为有效封存容量的计算提供约束条件。

2.3.1 可注性量化评价指标

可直观反映储层可注性的指标是给定CO<sub>2</sub>注入流量条件下的井底压力。伍海清等人<sup>[78]</sup>推导出了可直接计算CO<sub>2</sub>注入储层后井底压力的表达式：

$$P(t) = P_0 + \frac{C_c}{2\pi k B \rho_0} \times \left[ \frac{1}{\lambda_{c,1}} \ln \frac{R_c}{r_{\text{well}}} + \left( \frac{1}{\lambda_{w,2w}} - \frac{1}{\lambda_{c,2c}} \right) + \frac{1}{\lambda_{w,3}} \ln \frac{R_1}{R_2} \right], \quad (1)$$

式中， $P_0$ 为CO<sub>2</sub>注入前的储层压力(Pa)； $C_c$ 为CO<sub>2</sub>流体的质量流量(kg/s)； $k$ 为储层岩石的绝对渗透率(mD)； $B$ 为储层厚度(m)； $\rho_0$ 为注入井储层井壁处的CO<sub>2</sub>流体的密度(kg/m<sup>3</sup>)； $\lambda_{c,1}$ 表示CO<sub>2</sub>在近井筒区域的流度(m s/kg)，其定义为CO<sub>2</sub>的相对渗透率 $k_{r\text{CO}_2,1}$ 与其黏度 $\mu_{\text{CO}_2}$ （等温渗流时可近似取为常数）的比值，即 $\lambda_{c,1} = k_{r\text{CO}_2,1} / \mu_{\text{CO}_2}$ 。近井筒区域可假设全部为超临界CO<sub>2</sub>，故 $k_{r\text{CO}_2,1} = 1$ 。 $\lambda_{w,3}$ 表示咸水在远井筒区域的流度(m s/kg)， $\lambda_{w,3} = k_{r\text{w},3} / \mu_w$ 。远井筒区域可假设全部为咸水，故 $k_{r\text{w},3} = 1$ 。 $r_{\text{well}}$ 为注入井筒半径(m)。  $R_c$ 为近井筒区域超临界CO<sub>2</sub>富集区的边界与井筒之间的距离，其表达式为

$$R_c = \sqrt{\frac{\lambda_{w,2w} V_c(t)}{\lambda_{c,2c} \phi \pi B}}, \quad (2)$$

式中， $\lambda_{w,2w}$ 表示咸水在咸水-超临界CO<sub>2</sub>共存区的流度

(m s/kg),  $\lambda_{w,2w} = k_{rw,2}/\mu_w$ ;  $\lambda_{c,2c}$  表示CO<sub>2</sub>在咸水-超临界CO<sub>2</sub>共存区的流量(m s/kg),  $\lambda_{c,2c} = k_{rc,2}/\mu_c$ . 伍海清等人<sup>[78]</sup>建议可采用简化计算方法, 即 $k_{rw,2} = k_{rc,2} = 0.5$ .  $t$ 为注入时间(s),  $V_c(t)$ 为总注入量(m<sup>3</sup>),  $\phi$ 为储层岩石孔隙度.

$R_1$ 为远井筒区域产生压力增大的外边界与井筒之间的距离, 其表达式为

$$R_1 = \sqrt{\frac{4\mu_0 kt}{\mu_w \phi(\alpha_p + \beta_w)}} + \sqrt{\frac{\lambda_{c,2c} V_c(t)}{\lambda_{w,2w} \phi \pi B}}, \quad (3)$$

式中,  $\mu_0$ 为足够小的井函数自变量 $\mu$ , 伍海清等人<sup>[78]</sup>建议可取0.56;  $\alpha_p$ 为孔隙压力系数(m<sup>2</sup>/N), 为一常数;  $\beta_w$ 为咸水的压力系数(m<sup>2</sup>/N), 为一常数.

$R_2$ 为咸水-超临界CO<sub>2</sub>共存区的外边界与井筒之间的距离, 其表达式为

$$R_2 = \sqrt{\frac{\lambda_{c,2c} V_c(t)}{\lambda_{w,2w} \phi \pi B}}, \quad (4)$$

为保证CO<sub>2</sub>的注入安全, 利用(5)式算得的井底压力应小于盖层破裂压力<sup>[79]</sup>.

$$P(t) < P_F, \quad (5)$$

式中,  $P_F$ 是盖层底部的破裂压力, 可根据给定场地的破裂压力梯度估算.

### 2.3.2 密封性量化评价指标

盖层封闭指数可作为密封性的关键量化评价指标<sup>[80]</sup>.

$$CSI = \frac{P_d \cdot H_c}{\mu_g \cdot a}, \quad (6)$$

式中, CSI是盖层封闭指数(m/s),  $P_d$ 是盖层岩石排替压力(MPa),  $H_c$ 是储层上覆的盖层厚度(m),  $\mu_g$ 是CO<sub>2</sub>流体黏度(Pa s),  $a$ 是压力系数.

CSI值既可以反映盖层本身特征, 又可以反映储层内部能量和气体性质, 是反映盖层封闭CO<sub>2</sub>能力的综合评价指标. CSI值越高, 盖层密封能力越强, CSI值越低, 盖层密封能力越弱. 若要达到较好的密封效果, 盖层的CSI值应大于10<sup>9</sup> m/s<sup>[80]</sup>.

白冰等人提出以前缘排替功作为更准确的盖层密封性量化评价指标<sup>[81]</sup>:

$$W = \int_0^H P_1 dl, \quad (7)$$

$$P_1 = P + P_d, \quad (8)$$

式中,  $P_1$ 是流体注入过程中的推进压力(MPa),  $P$ 是盖层中初始地层压力(MPa),  $P_d$ 是排替压力(MPa),  $H$ 是盖层

厚度(m). 其中, 排替压力可由经验公式计算得到<sup>[82]</sup>:

$$P_d = 0.098e^{0.0203ZR}, \quad (9)$$

式中,  $Z$ 是岩层埋深,  $R$ 是岩层泥质含量.

前缘排替功反映了地层压力、排替压力的阻挡作用, 同时反映了盖层上排替流体的难易程度, 因此可以用作盖层密封能力的度量. 前缘排替功大, 则盖层密封性好; 前缘排替功小, 则盖层密封性差. 若要达到较好的密封效果, 前缘排替功应大于1.2×10<sup>9</sup> N m<sup>[81]</sup>.

### 2.3.3 稳定性量化评价指标

断层滑移状态可作为封存体稳定性的关键量化评价指标<sup>[83]</sup>:

$$\tau \leq \mu(\sigma - \alpha P) = \mu\sigma' = \tau_c, \quad (10)$$

考虑黏聚力作用后,

$$\tau = c + \mu\sigma, \quad (11)$$

$$P = P_0 - \Delta P_c = P_h - P_{wp} - P_{fric}, \quad (12)$$

式中,  $\tau$ 是作用在断层面上的剪切应力(Pa),  $\tau_c$ 是作用在断层面上的临界剪切应力(Pa),  $\sigma$ 是作用在断层面上的正应力(Pa),  $\sigma'$ 是有效应力(Pa),  $P$ 是孔隙压力(Pa),  $\mu$ 是断层的摩擦系数, 大部分岩石的摩擦系数为0.60~1.00, 对于致密岩石取值0.60~0.85, 对于断层或裂隙带, 取值0.30~0.60,  $\alpha$ 是有效应力系数, 通常可取0.4~0.8,  $c$ 是黏聚力(Pa),  $P_0$ 是原始地层的孔隙压力(Pa),  $\Delta P_c$ 是临界孔隙压力增大值(Pa),  $P_h$ 是静水压力(Pa),  $P_{wp}$ 是井头压力(Pa),  $P_{fric}$ 是摩擦流动损失压力(Pa).

当作用于某一断层上的剪切应力(与CO<sub>2</sub>注入参数等因素相关)超过临界剪切应力, 该断层就会发生剪切滑动, 从而失去稳定性. 临界剪切应力与岩石固有属性、地质环境条件、孔隙流体作用、结构面特征等多种因素有关, 在进行计算时应综合考虑.

## 2.4 “三性”的关联性

在CO<sub>2</sub>地质封存中, 可注性、密封性与稳定性构成相互耦合的动态三角体系. 可注性提升虽可增大封存容量, 但会降低裂缝开启应力裕度, 并促使CO<sub>2</sub>在孔隙中更快运移, 进而增加断层活化或盖层微裂隙扩展风险, 显著提高密封性失效概率. 密封性隐患一旦显现, 往往需通过下调注入速率、实施流体抽采或水气交替注入等措施应对, 此类动态干预可能扰动原地应力场并诱发微震, 进而影响储层稳定性. 而稳定性遭破坏后, 既可能直接形成泄漏通道, 亦可能因渗流路径堵塞

致使CO<sub>2</sub>羽流滞留与压力集聚,形成新的风险.因此,“三性”之间呈现“此消彼长、互为因果”的动态关联,在选址中必须将其作为整体进行系统考量.

## 2.5 符合“三性”要求区域的CO<sub>2</sub>有效封存容量评估

建议采用改进的美国能源部(DOE)法计算符合“三性”要求的目标区域的理论封存容量<sup>[31]</sup>:

$$G_{\text{CO}_2} = A_t h_g \phi_{\text{tot}} \rho E_{\text{saline}}, \quad (13)$$

式中,  $G_{\text{CO}_2}$ 是符合“三性”要求区域的CO<sub>2</sub>封存容量(kg);  $A_t$ 是符合“三性”要求区域的投影面积(m<sup>2</sup>);  $h_g$ 是符合“三性”要求区域对应的CO<sub>2</sub>储层的厚度(m);  $\phi_{\text{tot}}$ 是符合“三性”要求区域的CO<sub>2</sub>储层的总孔隙度;  $\rho$ 是CO<sub>2</sub>储层温度和压力条件下对应的CO<sub>2</sub>的密度(kg/m<sup>3</sup>);  $E_{\text{saline}}$ 是CO<sub>2</sub>储层有效封存系数,该系数的取值需充分考虑可注性、密封性和稳定性量化评价指标的约束.

## 2.6 基于“三性”的CO<sub>2</sub>地质封存初步选址流程

由以上分析可知,基于“三性”的筛选结果直接决定区域的排除与初选,进而确定可进行有效封存容量评估的范围.可注性保障CO<sub>2</sub>成功注入,密封性与稳定性则确保其长期封存安全与环境安全.有效封存容量仅在满足初筛条件的区域中计算,其为“三性”约束下场地封存潜力的直接反映,关乎项目封存目标的实现.本文选址方法依据第2.2与2.3节的排除性与定量化指标,评估区域“三性”,剔除不满足要求的区域,剩余部分即为可计算有效封存容量的合格区域,如图1所示.

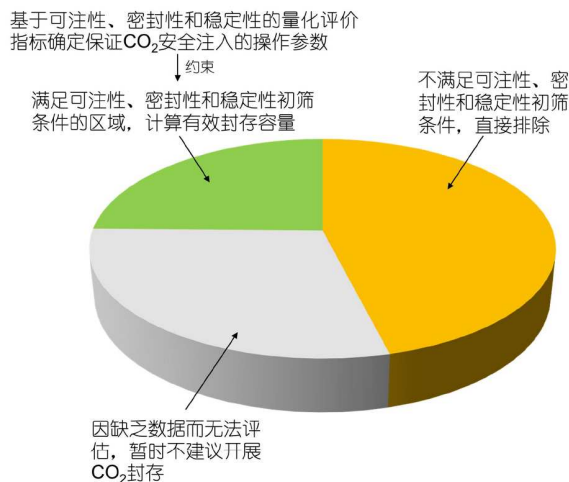


图1 封存区域中排除封存可行性的区域、暂时搁置的区域和可进行有效封存容量计算区域示意图

Figure 1 Schematic diagram of the excluded storage region, “not-ready” region, and region with effective storage capacity

基于该原则,构建了从盆地或次盆地级目标储层起步的初步选址流程,如图2所示.场地级及以下尺度的精细化评价需更多具体指标,不属于本方法范畴,应在初步选址与容量评估基础上另行开展.

为开展基于“三性”的CO<sub>2</sub>封存场地选址,需先搁置数据缺失区域,随后分析目标储层的可注性、密封性与稳定性,剔除不满足排除性指标的子区域.具体流程中,应依据实际地质条件将全区划分为若干子区,依次按“三性”标准筛选,剔除不安全区块.通过初筛的子区域进入有效封存容量评估阶段:可注性需按式(1)估算

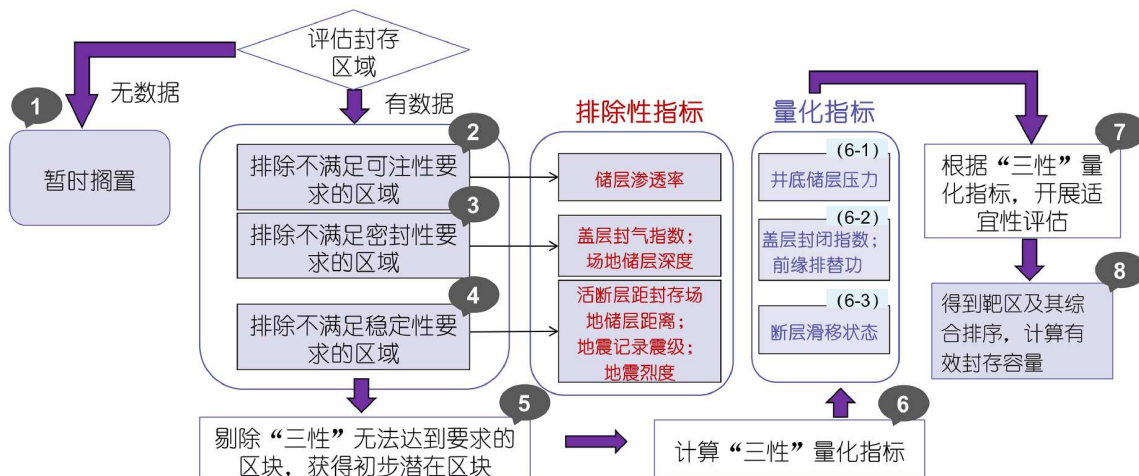


图2 选址流程图

Figure 2 Site selection flowchart

井底压力并确保其低于盖层破裂压力;密封性建议采用式(6)和(7)计算盖层封闭指数与前缘排替功;稳定性则应按式(11)评估断层剪切应力以防活化。在上述量化指标约束下,计算各子区域有效封存容量,确定“早期机会区”(在现有技术、经济和监管条件下,最容易启动、最具成本效益且风险相对较低的CO<sub>2</sub>地质封存项目选址区域),作为后续场地级或灌注级精细化选址的基础。

### 3 演示案例

#### 3.1 场地背景

选择陕西的榆林-靖边-横山区域作为本文提出方法的演示案例<sup>[75]</sup>。所选案例位于陕西省榆林市,榆林市拥有国家级能源化工基地,排放源较多,主要以化工厂和电厂为主。化工行业共有规模以上的排放源12个,涉及的行业有合成氨、甲醇、烯烃、炼油,并无规模以上的环氧乙烷和制氢排放源。整个研究区域CO<sub>2</sub>年排放量为4870万吨,占总排放量64%,平均每个集中排放源的CO<sub>2</sub>排放量为405.8万吨。陕西延长石油榆林煤化有限公司、中煤陕西榆林能源化工有限公司以及兖州煤业榆林能化有限公司等大型CO<sub>2</sub>排放源(年排放量超过100万吨)7个,CO<sub>2</sub>排放量占比95.32%。此外,研究区域内还有9家火电企业,火电行业CO<sub>2</sub>排放量为2715万吨,占排放总量36%。榆林市以化石燃料为基础的产业结构在未来相当一段时间将保持不变,而CCUS技术在榆林地区的示范和推广不仅能够有效缓解CO<sub>2</sub>减排压力,同时有利于保持并促进当地经济的持续快速发展。研究区位于鄂尔多斯盆地中部,盆地具有构造变形弱、多旋回演化、多沉积类型的特点,沉积条件复杂。研究区发育的地层有第四系、新近系、古近系、白垩系、侏罗系、三叠系二叠系、石炭系和奥陶系。

#### 3.2 区域分析

基于“三性”初步区域选址原则,对适于开展CO<sub>2</sub>地质封存的区域进行分阶段筛选评估。首先搁置因缺乏数据而无法评估的区域和对应的封存容量。该区域暂不建议开展CO<sub>2</sub>封存,待未来获得勘探数据后,再进行封存可行性评估。然后,利用储层渗透率(<0.1 mD)、盖层厚度(<10 m)、场地储层深度(<800 m)、活断层距封存场地储层距离(<10 km)、地震记录震级(>V)、地震烈度(>VIII)等排除性指标进行初步筛选,直接排除不

满足排除性指标、存在结构性缺陷的区域,将可开展CO<sub>2</sub>地质封存的区域缩减至安全基线以上的合格区域。经过上述筛选评估流程,获得了榆林-靖边-横山区域可进行CO<sub>2</sub>封存有效容量评估子区域的划分结果,如图3所示。未来将针对初筛合格的子区域,整合地质勘探数据、工程动态监测数据以及多场耦合数值模拟结果,利用井底压力(<盖层破裂压力)、盖层封闭指数(>10<sup>9</sup> m/s)、前缘排替功(>1.2×10<sup>9</sup> N m)、断层滑移状态(<临界剪切应力)等量化计算指标,基于式(13)计算初筛合格区域的CO<sub>2</sub>有效封存容量。

### 4 结论与展望

(1) CO<sub>2</sub>地质封存作为关键的CO<sub>2</sub>深度减排技术之一,具有巨大的应用潜力,是我国实现碳达峰碳中和目标的重要技术手段。当前,我国CO<sub>2</sub>地质封存的减排贡

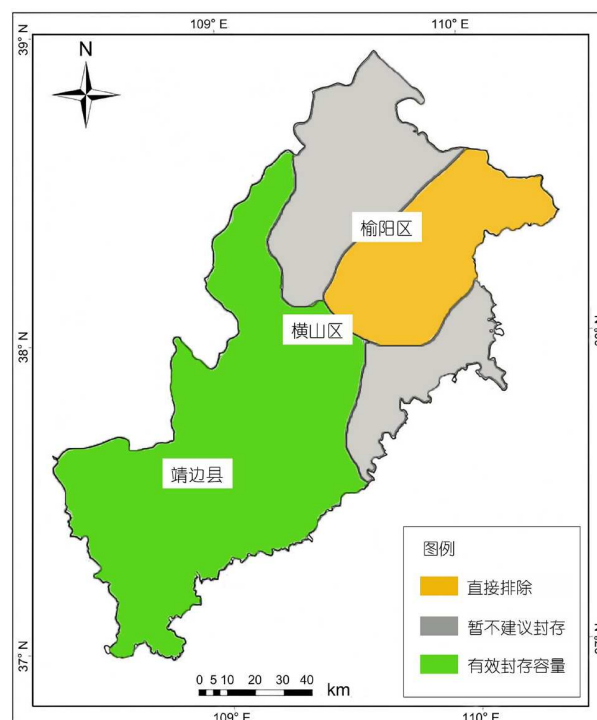


图3 CO<sub>2</sub>封存区域初步选址结果。橙色子区域为不满足排除性指标,直接予以排除的子区域;灰色区域为缺乏数据,暂时搁置的子区域;绿色区域为满足初筛结果,可进一步计算CO<sub>2</sub>有效封存容量的子区域。注意该初步选址结果未考虑地面约束

Figure 3 Preliminary sub-region selection results for CO<sub>2</sub> storage. Orange sub-regions are those that do not meet exclusion criteria and are directly excluded; gray sub-regions are those with insufficient data and are temporarily set aside; green sub-regions are those that meet the initial screening criteria and can proceed to further calculation of effective CO<sub>2</sub> storage capacity

献仍处于较低水平,亟需通过深入研究和科技创新,提升封存效率与安全性,完成CO<sub>2</sub>减排“托底”任务,为我国能源结构的平稳过渡提供保障。此外,复杂的地质条件和多样的封存方式要求进一步完善封存容量评价体系与选址方法,尤其是提出重点突出、易于操作、工作量适中的CO<sub>2</sub>封存容量评价体系与CO<sub>2</sub>封存场地选址流程,以确保CO<sub>2</sub>地质封存技术的可持续发展。

(2) 提出了基于“三性”(可注性、密封性、稳定性)约束的CO<sub>2</sub>地质封存有效容量评价方法与封存场地选址方法,从可注性、密封性、稳定性三个维度出发,建议了CO<sub>2</sub>地质封存“三性”评价的关键排除性指标和量化计算指标,阐明了“三性”协同分析对于CO<sub>2</sub>地质封存有效容量评估的重要性。“三性”中可注性决定了CO<sub>2</sub>能否成功地注入储层,密封性和稳定性保障了注入后CO<sub>2</sub>

的长期封存安全以及周边环境安全。有效封存容量则是在“三性”约束下场地封存潜力的直观体现,只有通过“三性”排除性指标初筛的区域才应开展有效封存容量计算。值得注意的是,“三性”评价主要聚焦于地下的约束条件,对于地面上的约束条件(如道路、房屋建筑、自然保护区、历史保护区等),不在“三性”评价的考虑范围之内。

(3) 未来的研究应聚焦于提出更全面合理的“三性”评价关键量化指标,进一步完善“三性”量化指标约束下的CO<sub>2</sub>地质封存有效容量评价方法,提高评价方法的合理性、精确性和实用性。在封存容量计算方面,应突破咸水层封存的限制,针对不同类型的CO<sub>2</sub>储层,提出具有针对性的封存量计算方法,使其更符合场地实际地质条件。

## 参考文献

- 1 Aminu M D, Nabavi S A, Rochelle C A, et al. A review of developments in carbon dioxide storage. *Appl Energy*, 2017, 208: 1389–1419
- 2 IPCC. Climate Change 2021: The Physical Science Basis Summary for Policymakers. Technical Report, IPCC. 2021
- 3 Li X C, Wei N, Fang Z M, et al. Carbon capture and storage technology helps enhance China's compliance capacity (in Chinese). *Bull Chi Acad Sci*, 2010, 25: 170–171 [李小春, 魏宁, 方志明, 等. 碳捕集与封存技术有助于提升我国的履约能力. 中国科学院院刊, 2010, 25: 170–171]
- 4 Yan J, Zhang Z. Carbon capture, utilization and storage (CCUS). *Appl Energy*, 2019, 235: 1289–1299
- 5 Zhu X, Ge T, Wu J, et al. Large-scale applications and challenges of adsorption-based carbon capture technologies (in Chinese). *Chin Sci Bull*, 2021, 66: 2861–2877 [朱炫灿, 葛天舒, 吴俊晔, 等. 吸附法碳捕集技术的规模化应用和挑战. 科学通报, 2021, 66: 2861–2877]
- 6 Cai B F, Li Q, Zhang X, et al. Annual Report on Carbon Dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS) in China (2021)—Research on the CCUS Pathway in China (in Chinese). Technical Report, Chinese Academy of Environmental Planning, 2021 [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. 技术报告, 生态环境部环境规划院, 2021]
- 7 Qin J, Zhong Q, Tang Y, et al. CO<sub>2</sub> storage potential assessment of offshore saline aquifers in China. *Fuel*, 2023, 341: 127681
- 8 Ali M, Jha N K, Pal N, et al. Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook. *Earth-Sci Rev*, 2022, 225: 103895
- 9 Benson S M, Cole D R. CO<sub>2</sub> Sequestration in deep sedimentary formations. *Elements*, 2008, 4: 325–331
- 10 Michael K, Golab A, Shulakova V, et al. Geological storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations. *Int J Greenh Gas Control*, 2010, 4: 659–667
- 11 Hesse M A, Orr Jr F M, Tchelepi H A. Gravity currents with residual trapping. *J Fluid Mech*, 2008, 611: 35–60
- 12 Cao M L, Chen J P. The site selection geological evaluation of the CO<sub>2</sub> storage of the deep saline aquifer (in Chinese). *Acta Geol Sin*, 2022, 96: 1868–1882 [曹默雷, 陈建平. CO<sub>2</sub>深部咸水层封存选址的地质评价. 地质学报, 2022, 96: 1868–1882]
- 13 GCCSI. Global Status of CCS. Technical Report, GCCSI. 2011–2024
- 14 ISO. Lifecycle Risk Management for Integrated CCS Projects. Technical Report, ISO. 2018
- 15 Xu X Y, Li Q, Tan Y S, et al. Analysis of monitoring technologies of offshore CO<sub>2</sub> geological storage in Japan's Tomakomai and its enlightenment (in Chinese). *Geol J Chin Univ*, 2023, 29: 13–24 [许晓艺, 李琦, 谭永胜, 等. 日本苦小牧CO<sub>2</sub>海底地质封存监测技术分析及其启示. 高校地质学报, 2023, 29: 13–24]
- 16 Xu X Y, Li Q, Liu G Z, et al. Suitability evaluation method for CO<sub>2</sub> geological storage sites based on Multi-Criteria Decision-Making (in Chinese). *Quatern Sci*, 2023, 43: 551–559 [许晓艺, 李琦, 刘桂臻, 等. 基于多准则决策的CO<sub>2</sub>地质封存场地适宜性评价方法. 第四纪研究, 2023, 43: 551–559]
- 17 Qi S W, Zheng B W, Lu W, et al. Investigation of indexes system and suitability evaluation for carbon dioxide geological storage site (in Chinese). *Quatern Sci*, 2023, 43: 523–550 [祁生文, 郑博文, 路伟, 等. 二氧化碳地质封存选址指标体系及适宜性评价研究. 第四纪研究, 2023, 43: 523–550]

- 18 Raza A, Rezaee R, Gholami R, et al. A screening criterion for selection of suitable CO<sub>2</sub> storage sites. *J Nat Gas Sci Eng*, 2016, 28: 317–327
- 19 Bachu S. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change. *Environ Geol*, 2003, 44: 277–289
- 20 Bachu S. Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Convers Manage*, 2000, 41: 953–970
- 21 Liu G Z, Li Q. Assessment methodology of basin-scale site selection for CO<sub>2</sub> geological storage under background of climate change (in Chinese). *Climate Change Res Lett*, 2014, 3: 13–19 [刘桂臻, 李琦. 气候变化背景下二氧化碳地质封存的盆地选址评价方法. 气候变化研究快报, 2014, 3: 13–19]
- 22 Derse O. CO<sub>2</sub> capture, utilization, and storage (CCUS) storage site selection using DEMATEL-based Grey Relational Analysis and evaluation of carbon emissions with the ARIMA method. *Environ Sci Pollut Res*, 2022, 30: 14353–14364
- 23 Alcalde J, Heinemann N, James A, et al. A criteria-driven approach to the CO<sub>2</sub> storage site selection of East Mey for the acorn project in the North Sea. *Mar Pet Geol*, 2021, 133: 105309
- 24 Oldenburg C M. Screening and ranking framework for geologic CO<sub>2</sub> storage site selection on the basis of health, safety, and environmental risk. *Environ Geol*, 2008, 54: 1687–1694
- 25 Li Q, Liu G, Liu X, et al. Application of a health, safety, and environmental screening and ranking framework to the Shenhua CCS project. *Int J Greenh Gas Control*, 2013, 17: 504–514
- 26 European Communities. Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006 (Text with EEA relevance). Official Journal of the European Union, 2009. 114–135, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj/eng>
- 27 European Communities. Guidance Document 2: Characterisation of the Storage Complex, CO<sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures. Technical Report, European Communities, 2024
- 28 US EPA. Geologic Sequestration of Carbon Dioxide—Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Site Characterization Guidance. EPA 816-R-13-004, US EPA, 2013
- 29 Chadwick A, Arts R, Bernstone C, et al. Best Practice for the Storage of CO<sub>2</sub> in Saline Aquifers—Observations and Guidelines from the SACS and CO2STORE Projects. Technical Report, British Geological Survey, 2008
- 30 IEA GHG. CCS Site Characterisation Criteria. Technical Report, IEA GHG, 2009
- 31 NETL. Best Practices: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects. Technical Report, NETL. 2017
- 32 GCC. Guidance for Geological CO<sub>2</sub> Storage. Technical Report, GCC, 2024
- 33 Li X C, Wei N, Fang Z M, et al. Early opportunities of carbon capture and storage in China. *Energy Procedia*, 2011, 4: 6029–6036
- 34 Wei N, Li X, Wang Y, et al. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based CO<sub>2</sub> storage in China. *Int J Greenh Gas Control*, 2013, 12: 231–246
- 35 Guo R S, Wen D G, Peng S Z, et al. Research on the Site Selection Guidelines for Carbon Dioxide Geological Storage in China (in Chinese). Beijing: Geological Publishing House, 2012 [郭日生, 文冬光, 彭斯震, 等. 中国二氧化碳地质封存选址指南研究. 北京: 地质出版社, 2012]
- 36 Guo J Q, Wen D G, Zhang S Q, et al. Evaluation and Demonstration Project for the Suitability of Geological Storage of Carbon Dioxide in China (in Chinese). Beijing: Geological Publishing House, 2014 [郭建强, 文冬光, 张森琦, 等. 中国二氧化碳地质封存适宜性评价与示范工程. 北京: 地质出版社, 2014]
- 37 Li F, Zhang Y, Jia X, et al. A method for evaluating the suitability of CO<sub>2</sub> geological storage in deep saline aquifers. *Acta Geologica Sin (Eng)*, 2016, 90: 1838–1851
- 38 Sun W, Liu W, Ren S, et al. CO<sub>2</sub> geological storage site selection and long-term potential assessment framework based on TOUGH2/ECO2N. *PLoS One*, 2025, 20: e0321715
- 39 Wang Z J, Tang X, Jing T Y, et al. Site selection strategy for an annual million-ton scale CO<sub>2</sub> geological storage in China (in Chinese). *Geoscience*, 2022, 36: 1414–1431 [王紫剑, 唐玄, 荆铁亚, 等. 中国年封存量百万吨级CO<sub>2</sub>地质封存选址策略. 现代地质, 2022, 36: 1414–1431]
- 40 Geological Society of China. Guide for Site Screening of Carbon Dioxide Terrestrial Storage Engineering: T/GSC 006—2024 (in Chinese). Beijing: Geological Society of China, 2024 [中国地质学会. 二氧化碳陆地封存工程选址指南: T/GSC 006—2024. 北京: 中国地质学会, 2024]
- 41 National Public Service Platform for Standards Information. Index System for Site Assessment of Geologic Carbon Dioxide Storage (in Chinese). <https://std.samr.gov.cn/gb/search/gbDetailed?id=E711ED782A36B4BAE05397BE0A0AED40> [国家标准信息公共服务平台. 二氧化碳地质封存场地评价指标体系. <https://std.samr.gov.cn/gb/search/gbDetailed?id=E711ED782A36B4BAE05397BE0A0AED40>]
- 42 Gao F, Xiao L, Zhang W, et al. Low permeability gas-bearing sandstone reservoirs characterization from geophysical well logging data: a case study of Pinghu formation in KQT region, East China Sea. *Processes*, 2023, 11: 1030
- 43 Xiong T, Zhang W, Cui W P, et al. Studies on the effect of crude oil viscosity to NMR response in unconsolidated sandstones with high porosity and

- high permeability (in Chinese). *Prog Geophys*, 2023, 38: 2182–2191 [熊亨, 张伟, 崔维平, 等. 原油黏度对高孔高渗疏松砂岩核磁共振响应的影响研究. *地球物理学进展*, 2023, 38: 2182–2191]
- 44 Xiao D, Huang T H, Zhang B J, et al. Permian karst porous limestone reservoir in the syncline area of southern Sichuan Basin: origin and new field of natural gas exploration (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2024, 44: 52–67 [肖笛, 黄天海, 张本健, 等. 四川盆地南部向斜区二叠系岩溶孔隙型石灰岩储层成因与天然气勘探新领域. *天然气工业*, 2024, 44: 52–67]
- 45 Wang J X, Lei L, Yu Q C. Evaluation of capacity and suitability of CO<sub>2</sub> geological storage in carbonate formations in basins of China's mainland (in Chinese). *Carsolog Sin*, 2015, 34: 101–108 [王敬霞, 雷磊, 于青春. 我国碳酸盐岩储层CO<sub>2</sub>地质储存潜力与适宜性. *中国岩溶*, 2015, 34: 101–108]
- 46 Zhou H B, Ren G J, Yang Y Q, et al. Reservoir characteristics and hydrocarbon generation potential evaluation of coal measures mudstone in Huoxi Area of Shanxi Province (in Chinese). *Coal Sci Technol*, 2020, 48: 164–172 [周豪博, 任国杰, 杨燕青, 等. 山西霍西地区煤系泥岩储层特征及生烃潜力评价. *煤炭科学技术*, 2020, 48: 164–172]
- 47 Liu K. Theoretical study on critical properties of binary systems with supercritical carbon dioxide (in Chinese). Doctor Dissertation. Beijing: Beijing University of Chemical Technology, 2002 [刘慷. 超临界二氧化碳二元体系临界性质的理论研究. 博士学位论文. 北京: 北京化工大学, 2002]
- 48 Zhuang Z J, Li M, Zhang L Q, et al. Summary of physical parameters of supercritical carbon dioxide (in Chinese). *Low Temp Spec Gas*, 2023, 41: 8–15+20 [庄正杰, 李明, 张立清, 等. 超临界二氧化碳物性参数综述. *低温与特气*, 2023, 41: 8–15+20]
- 49 Baban A, Al-Yaseri A, Keshavarz A, et al. CO<sub>2</sub> – brine – sandstone wettability evaluation at reservoir conditions via Nuclear Magnetic Resonance measurements. *Int J Greenh Gas Control*, 2021, 111: 103435
- 50 Bobek J E, Mattax C C, Denekas M O. Reservoir rock wettability – Its significance and evaluation. *Trans AIME*, 1958, 213: 155–160
- 51 Anderson W. Wettability literature survey – Part 2: wettability measurement. *J Pet Tech*, 1986, 38: 1246–1262
- 52 Young T. An essay on the cohesion of fluids. *Proc R Soc Lond*, 1997, 1: 171–172
- 53 Iglaue S, Pentland C H, Busch A. CO<sub>2</sub> wettability of seal and reservoir rocks and the implications for carbon geo-sequestration. *Water Resour Res*, 2015, 51: 729–774
- 54 Iglaue S, Al-Yaseri A Z, Rezaee R, et al. CO<sub>2</sub> wettability of caprocks: implications for structural storage capacity and containment security. *Geophys Res Lett*, 2015, 42: 9279–9284
- 55 Chaudhary K, Bayani Cardenas M, Wolfe W W, et al. Pore-scale trapping of supercritical CO<sub>2</sub> and the role of grain wettability and shape. *Geophys Res Lett*, 2013, 40: 3878–3882
- 56 Iglaue S, Mathew M S, Bresme F. Molecular dynamics computations of brine–CO<sub>2</sub> interfacial tensions and brine–CO<sub>2</sub>–quartz contact angles and their effects on structural and residual trapping mechanisms in carbon geo-sequestration. *J Colloid Interface Sci*, 2012, 386: 405–414
- 57 Mirzaei-Paibaman A, Okuno R. Critical review on wettability, optimal wettability, and artificial wettability alteration in rock-brine-CO<sub>2</sub> systems for geologic carbon sequestration. *Gas Sci Eng*, 2024, 132: 205499
- 58 Lv X X, Chen P P, Chen K, et al. Effects of differential diagenesis of deep carbonate rocks on hydrocarbon zonation and accumulation: a case study of Yingshan Formation on northern slope of Tazhong uplift, Tarim Basin (in Chinese). *Oil Gas Geol*, 2019, 40: 957–971 [吕修祥, 陈佩佩, 陈坤, 等. 深层碳酸盐岩差异成岩作用对油气分层聚集的影响——以塔里木盆地塔中隆起北斜坡鹰山组为例. *石油与天然气地质*, 2019, 40: 957–971]
- 59 Lv X X, Qu Y Q, Yu H F, et al. Sealing capacity of carbonate cap rocks: a case study of Ordovician in northern slope of central Tarim Basin (in Chinese). *Pet Geo Exp*, 2014, 36: 532–538 [吕修祥, 屈怡情, 于红枫, 等. 碳酸盐岩盖层封闭性讨论——以塔里木盆地塔中北斜坡奥陶系为例. *石油实验地质*, 2014, 36: 532–538]
- 60 Lin T, Wang T S, Dong J H, et al. Using permeability mechanics behavior of typical carbonate to identify reservoir and caprock properties (in Chinese). *Nat Gas Geosci*, 2020, 31: 1139–1151 [林潼, 王铜山, 董景海, 等. 典型碳酸盐岩渗透力学行为特征及其对储、盖性质的判定. *天然气地球科学*, 2020, 31: 1139–1151]
- 61 Fu G, Hu X L. Quantitative evaluation method of sealing gas efficiency of caprock and its application (in Chinese). *J Shandong Univ Sci Technol (Nat Sci)*, 2015, 34: 28–36 [付广, 胡欣蕾. 盖层封闭天然气有效性定量评价方法及应用. *山东科技大学学报(自然科学版)*, 2015, 34: 28–36]
- 62 Han Z Y, Zheng X L, Chen J H. Water sensitivity characters of different clay minerals (in Chinese). *Hydrogeol Eng Geol*, 2008, 1: 80–82+89 [韩志勇, 郑西来, 陈继红. 不同粘土矿物水敏性特征. *水文地质工程地质*, 2008, 1: 80–82+89]
- 63 Liang C, Liu J F, Chen Z W, et al. Study on salt rock creep characteristics of wellbore under high temperature and high pressure. *J Por Media*, 2022, 25: 51–69
- 64 Jia X L, He D F, Tong X G, et al. Geological characteristics and hydrocarbon accumulation model of the upper paleozoic Khuff-lower mesozoic Sudair Play in the central Arab Basin (in Chinese). *Xinjiang Pet Geol*, 2014, 35: 369–374 [贾小乐, 何登发, 童晓光, 等. 中阿拉伯盆地Khuff—Sudair组油气藏地质特征及成藏模式. *新疆石油地质*, 2014, 35: 369–374]
- 65 Gao H, Pu W. Experimental study on supercritical CO<sub>2</sub> huff and puff in tight conglomerate reservoirs. *ACS Omega*, 2021, 6: 24545–24552

- 66 Wang H, Zhang L, Mei K, et al. Recent progress on the research of steel corrosion behavior and corrosion control in the context of CO<sub>2</sub> geological utilization and storage: a review. *Corrosion Rev*, 2024, 42: 435–454
- 67 Mathieson A, Midgely J, Wright I, et al. In Salah CO<sub>2</sub> Storage JIP: CO<sub>2</sub> sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria. *Energy Procedia*, 2011, 4: 3596–3603
- 68 Metcalfe R, Paulley A, Suckling P M, et al. A tool for integrating and communicating performance-relevant information in CO<sub>2</sub> storage projects: description and application to In Salah. *Energy Procedia*, 2013, 37: 4741–4748
- 69 Pamukcu Y, Hurter S, Jammes L, et al. Characterizing and predicting short term performance for the In Salah Krechba field CCS joint industry project. *Energy Procedia*, 2011, 4: 3371–3378
- 70 Morris A P, Smart K J, Ferrill D A, et al. Production-induced fault compartmentalization at Elk Hills field, California. *Bulletin*, 2012, 96: 1001–1015
- 71 Lebel E D, Lu H S, Vielstädte L, et al. Methane emissions from abandoned oil and gas wells in California. *Environ Sci Technol*, 2020, 54: 14617–14626
- 72 Sawada Y, Tanaka J, Suzuki C, et al. Tomakomai CCS Demonstration Project of Japan, CO<sub>2</sub> injection in progress. *Energy Procedia*, 2018, 154: 3–8
- 73 Tanase D, Sasaki T, Yoshii T, et al. Tomakomai CCS Demonstration Project in Japan. *Energy Procedia*, 2013, 37: 6571–6578
- 74 Seifritz W. CO<sub>2</sub> disposal by means of silicates. *Nature*, 1990, 345: 486
- 75 Li X C, Zhang Q, Liu S N, et al. Study on the Geological Conditions of Underground CO<sub>2</sub> Storage in the Yulin-Jingbian-Hengshan Area (in Chinese). Technical Report, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, 2017 [李小春, 张茜, 刘胜男, 等. 榆林-靖边-横山区域CO<sub>2</sub>地下埋存地质条件研究. 技术报告, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 2017]
- 76 Shen P P, Liao X W. The Technology of Carbon Dioxide Stored in Geological Media and Enhanced Oil Recovery (in Chinese). Beijing: Petroleum Industry Press, 2009 [沈平平, 廖新维. 二氧化碳地质埋存与提高采收率技术. 北京: 石油工业出版社, 2009]
- 77 Bachu S, Adams J J. Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO<sub>2</sub> in solution. *Energy Convers Manage*, 2003, 44: 3151–3175
- 78 Wu H Q, Bai B, Li X C, et al. Analytical model of fluid pressure evolution in the reservoir for CO<sub>2</sub> geological storage (in Chinese). *Rock Soil Mech*, 2018, 39: 2099–2105+2114 [伍海清, 白冰, 李小春, 等. CO<sub>2</sub>地质封存中储层流体压力演化规律的解析模型. 岩土力学, 2018, 39: 2099–2105+2114]
- 79 Lauri B. Carbon Dioxide Fluid-Flow Modeling and Injectivity Calculations. Technical Report, USGS. 2011
- 80 Lv Y F, Fu G, Yu D. Comprehensive evaluation of sealing ability of cap rock in China's large and medium gas fields and their contribution to gas accumulation (in Chinese). *Oil Gas Geol*, 2005, 26: 742–745+753 [吕延防, 付广, 于丹. 中国大中型气田盖层封盖能力综合评价及其对成藏的贡献. 石油与天然气地质, 2005, 26: 742–745+753]
- 81 Lv G Z, Bai B, Guo Y C, et al. Measurement of the cap rock sealing capability to a non-wetting fluid with front displacement work (in Chinese). *Soil Eng Found*, 2016, 30: 214–218+240 [吕广忠, 白冰, 郭迎春, 等. 用前缘排替功度量盖层对非润湿流体的封闭能力. 土工基础, 2016, 30: 214–218+240]
- 82 Wu Y N, Yuan H Q, Zhang Y X, et al. Restoration method of fault—caprock configuration sealing evolution stage and its application (in Chinese). *Geol Rev*, 2022, 68: 1161–1169 [吴雨农, 袁红旗, 张亚雄, 等. 断盖配置封闭性演化阶段恢复方法及其应用. 地质论评, 2022, 68: 1161–1169]
- 83 Liu H J, Tong R C, Hou Z M, et al. Review of induced seismicity caused by subsurface fluid injection and production and impacts on the geothermal energy production from deep high temperature rock (in Chinese). *Adv Eng Sci*, 2022, 54: 83–96 [刘贺娟, 童荣琛, 侯正猛, 等. 地下流体注采诱发地震综述及对深部高温岩体地热开发的影响. 工程科学与技术, 2022, 54: 83–96]

## 补充材料

图S1 CCUS技术示意图

图S2 2010~2024年不同状态CO<sub>2</sub>封存项目数量

表S1 CCUS项目风险事件

本文以上补充材料见网络版csb.scichina.com. 补充材料为作者提供的原始数据, 作者对其学术质量和内容负责.

Summary for “‘三性’约束下的CO<sub>2</sub>咸水层封存初步选址与有效容量评估方法”

## Preliminary selection procedure of CO<sub>2</sub> storage regions and evaluation of effective capacity of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers based on the “Three Key Properties” constraints

Xiaochun Li<sup>1,2</sup>, Liwei Zhang<sup>1,2\*</sup>, Hanwen Wang<sup>1,2\*</sup>, Guizhen Liu<sup>1,2</sup>, Ning Wei<sup>1,2</sup>, Yan Wang<sup>1,2</sup>, Manguang Gan<sup>1,2</sup> & Qi Li<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering Safety, Wuhan 430071, China

<sup>2</sup> University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

\* Corresponding authors, E-mail: [lwzhang@whrsm.ac.cn](mailto:lwzhang@whrsm.ac.cn); [churchwang@163.com](mailto:churchwang@163.com)

CO<sub>2</sub> geological storage (CGS) stands as one of the pivotal technologies for achieving China’s “dual carbon” goals of carbon peaking and carbon neutrality. This approach offers a significant means to effectively reduce atmospheric CO<sub>2</sub> emissions, thereby mitigating the greenhouse effect and contributing to global climate change mitigation efforts. As one of the world’s largest emitters of CO<sub>2</sub> and the foremost consumers of fossil fuels, China possesses substantial potential for CGS deployment, indicating broad application prospects of CGS within its territory. However, the pathway towards the large-scale implementation of CO<sub>2</sub> geological storage in China is fraught with significant challenges. A primary area of concern lies in the assessment of CO<sub>2</sub> storage potential and site selection. Current methodologies exhibit critical limitations, characterized by either too simple or too complicated procedures, incomplete consideration of constraining factors, and insufficient evaluation accuracy. These deficiencies necessitate the urgent development of a scientifically rigorous and systematic assessment framework to underpin the practical engineering deployment of CGS projects. Addressing these critical gaps, this study proposes an innovative evaluation methodology for CO<sub>2</sub> geological storage predicated on the constraints of the “Three Key Properties”: injectivity, sealability, and stability. The methodology systematically explores the essential elements governing the assessment of these three properties, which form distinct yet interrelated dimensions crucial for successful CO<sub>2</sub> storage: Injectivity—Governs the technical feasibility of successfully introducing CO<sub>2</sub> into the target subsurface reservoir formation; Sealability—Ensures the long-term integrity of the geological seals (i.e., caprocks and other sealing structures), preventing the upward migration of injected CO<sub>2</sub> and safeguarding surrounding environments (including groundwater resources) from potential impacts; Stability—Guarantees the geomechanical integrity of the storage complex over a sufficient timescale, preventing caprock fracturing, fault reactivation, induced seismicity, or land surface deformation that could compromise containment or safety. These three properties exist in a parallel relationship, each representing a fundamental requirement for secure and effective CO<sub>2</sub> storage. Injectivity determines operational feasibility, while sealability and stability collectively underpin the long-term security of the stored CO<sub>2</sub> plume and the protection of the surrounding ecosystem. The effective storage capacity of a potential site is the direct manifestation of its CO<sub>2</sub> storage potential under the synergistic constraints of “Three Key Properties”. This capacity metric is paramount, as it directly determines whether a specific project can meet its designated CO<sub>2</sub> sequestration targets. The core contribution of this work lies in elucidating the imperative for synergistic analysis of the “Three Key Properties” when evaluating the CO<sub>2</sub> effective storage capacity. A comprehensive assessment cannot treat injectivity, sealability, and stability in isolation; their interactions and mutual constraints must be explicitly evaluated. Therefore, an integrated framework that concurrently evaluates these properties and their interdependencies is essential for deriving a realistic and reliable estimate of a site’s true CO<sub>2</sub> storage potential. Through the development and application of this “Constraint of Three Key Properties” methodology, this research aims to catalyze the transition of CO<sub>2</sub> geological storage in China from the realm of theoretical potential assessment towards practical engineering application and commercial viability. The establishment of a robust scientific foundation for site screening and capacity evaluation is critical for de-risking investments and enabling the deployment of CGS at the scale required to make a significant contribution to China’s ambitious carbon reduction objectives. Success in this endeavor will not only serve national interests but also represent a substantial contribution to global efforts in addressing the pressing challenge of anthropogenic climate change.

**geological storage of CO<sub>2</sub>, potential assessment, site selection, storage capacity, carbon emission reduction**

doi: [10.1360/CSB-2025-5133](https://doi.org/10.1360/CSB-2025-5133)