

低孔低渗咸水层CO₂封存选址评价体系

牟瑜 王浩璠 赖学军 马劲风 罗少成 李琳 丁钊

引用本文:

牟瑜, 王浩璠, 赖学军, 等. 低孔低渗咸水层CO₂封存选址评价体系[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(3): 99–112.

MOU Yu, WANG Haofan, LAI Xuejun, et al. Assessment indicator system for siting of geologic CO₂ sequestration in low-porosity and low-permeability saline aquifers: A case study of the Ordos Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(3): 99–112.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.08.0528>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

[咸水层中液态与超临界CO₂运移特征和封存方式](#)

Migration characteristics and storage forms of liquid and supercritical CO₂ in saline aquifers

煤田地质与勘探. 2025, 53(2): 1–9 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.09.0579>

[CO₂地质封存与利用示范工程进展及典型案例分析](#)

Progress and typical case analysis of demonstration projects of the geological sequestration and utilization of CO₂

煤田地质与勘探. 2023, 51(2): 158–174 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.12.0998>

[煤层CO₂地质封存的微观机理研究](#)

Micro-mechanism of geological sequestration of CO₂ in coal seam

煤田地质与勘探. 2023, 51(2): 146–157 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.11.0868>

[不同含水性无烟煤CO₂吸附行为及其对地质封存的启示](#)

CO₂ adsorption of anthracite with different moisture contents and its implications for geological storage

煤田地质与勘探. 2022, 50(9): 96–103 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.12.0758>

[煤基CO₂地质封存对顶板裂缝导流能力影响实验研究](#)

Experimental study on the influence of coal-based CO₂ geological storage on roof fracture conductivity

煤田地质与勘探. 2021, 49(3): 128–132, 139 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.03.016>

[苏北盆地层状盐穴储气库CO₂封存数值模拟研究](#)

Numerical simulation of CO₂ storage in bedded salt rock storage cavern in Subei Basin

煤田地质与勘探. 2023, 51(3): 27–36 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.09.0666>



移动阅读

牟瑜, 王浩璠, 赖学军, 等. 低孔低渗咸水层 CO_2 封存选址评价体系——以鄂尔多斯盆地为例[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(3): 99–112. doi: 10.1236/issn.1001-1986.24.08.0528

MOU Yu, WANG Haofan, LAI Xuejun, et al. Assessment indicator system for siting of geologic CO_2 sequestration in low-porosity and low-permeability saline aquifers: A case study of the Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(3): 99–112. doi: 10.1236/issn.1001-1986.24.08.0528

低孔低渗咸水层 CO_2 封存选址评价体系

——以鄂尔多斯盆地为例

牟 瑜¹, 王浩璠^{2,3}, 赖学军¹, 马劲风^{2,3,*}, 罗少成¹, 李 琳^{3,4}, 丁 刨³

(1. 中国石油集团测井有限公司, 陕西 西安 710077; 2. 二氧化碳捕集与封存技术国家地方联合工程研究中心, 西北大学 地质学系, 陕西 西安 710069; 3. 陕西省碳中和技术重点实验室, 西北大学(榆林)碳中和学院, 陕西 西安 710069; 4. 西北大学 城市与环境学院, 陕西 西安 710127)

摘要: 【目的】深部咸水层作为地下空间资源来实施 CO_2 注入与地质封存项目, 是实现温室气体减排和碳中和目标的一项重要手段。 CO_2 咸水层地质封存选址及潜力评价多为较宏观的盆地级、区域级, 选址评价体系尚未考虑低孔低渗地层的适宜性。【方法】基于鄂尔多斯盆地榆神地区 192 口测井资料, 开展非油气层段地层划分与对比、岩性和物性解释并识别咸水层, 在标定的优势咸水层地层特征、盖层封闭性、封存潜力、地表环境等研究基础上, 提出并分级量化了考虑低孔低渗储层发育特征的 CO_2 咸水层地质封存选址评价指标。【结果和结论】所提出的一级评价指标为地质封存条件、封存能力条件和社会环境条件, 分别表征咸水层可注入性、可封存性和地表可行性, 其中地质封存条件包括储层岩性、储层厚度、孔隙度、渗透率等二级评价指标, 封存能力条件包括盖层封闭性、埋深、封存潜力、断裂等二级评价指标, 社会环境条件包括地下资源开发现状、土地利用现状、塌陷及灾害区、源汇匹配、公众接受度等二级评价指标。建立的基于鄂尔多斯盆地低孔低渗砂岩储层现状的靶区级、场地级 CCS 项目选址评价体系, 将为进一步确定 CO_2 咸水层地质封存工业化项目的落地和实施提供依据和指导。

关 键 词: CCUS 技术; CO_2 咸水层地质封存; 选址指标; 低孔低渗; 量化评价

中图分类号: P66; TE377 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2025)03-0099-14

Assessment indicator system for siting of geologic CO_2 sequestration in low-porosity and low-permeability saline aquifers: A case study of the Ordos Basin

MOU Yu¹, WANG Haofan^{2,3}, LAI Xuejun¹, MA Jinfeng^{2,3,*}, LUO Shaocheng¹, LI Lin^{3,4}, DING Zhao³

(1. China National Logging Corporation, Xi'an 710077, China; 2. National & Local Joint Engineering Research Center of Carbon Capture and Storage Technology, Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China; 3. Shaanxi Key Laboratory for Carbon Neutral Technology, Carbon Neutrality College (Yulin), Northwest University, Xi'an 710069, China; 4. College of Urban and Environmental Sciences, Northwest University, Xi'an 710127, China)

Abstract: [Objective] CO_2 injection and geologic sequestration in deep saline aquifers as underground spatial resources represents an important means of achieving the targets of greenhouse gas emission reduction and carbon neutrality. Current assessments of the siting and potential for geologic CO_2 sequestration in saline aquifers focus primarily on the macroscopic basin and regional scales, with the assessment indicator system scarcely accounting for the suitability of low-

收稿日期: 2024-08-14; 接收日期: 2025-02-20

基金项目: 中国石油集团测井有限公司科学研究与技术开发项目(CNLC2023-8B01); 陕西省重点产业创新链项目(2023-ZDLSF-64); 陕西省自然科学基础研究项目(2024JC-DXWT-06); 陕西省厅市联动重点项目(2022GD-TSLD-45)

第一作者: 牟瑜, 1986 年生, 男, 甘肃天水人, 硕士, 高级工程师。E-mail: muuyu123@cnpc.com.cn

*通信作者: 马劲风, 1965 年生, 男, 陕西咸阳人, 博士, 教授, 博士生导师。E-mail: jfma@nwu.edu.cn

© Editorial Office of *Coal Geology & Exploration*. OA under CC BY-NC-ND

porosity and low-permeability strata. [Methods] Using data from 192 wells in the Yusheng area, Ordos Basin, this study conducted the division and correlation of intervals bearing no hydrocarbon, carried out lithologic and physical interpretations of these intervals, and identified aquifer reservoirs. Then, this study investigated dominant aquifer reservoirs, including stratigraphic characteristics, sealing performance of cap rocks, sequestration potential, and surface environment. Accordingly, this study developed and quantified assessment indicators for the siting of geologic CO₂ sequestration in saline aquifers that account for the developmental characteristics of low-porosity, low-permeability reservoirs. [Results and Conclusions] The proposed assessment indicator system consists of three first-level indicators, namely geologic sequestration, sequestration capacity, and socio-environmental conditions. These indicators, consisting of second-level indicators, are used to characterize the injectivity, sequestration capacity, and surface feasibility, respectively of saline aquifers. The second-level indicators of the geologic sequestration conditions include reservoir lithology, reservoir thickness, porosity, and permeability; those of the sequestration capacity conditions encompass the sealing performance of cap rocks, burial depth, sequestration potential, and faults, and those of the socio-environmental conditions comprise the current status of underground resource development, land use conditions, collapse and disaster areas, source-sink matching, and public acceptance. The assessment system for the target area- and site-scale siting of CCS projects, established based on the current low-porosity and low-permeability sandstone reservoirs in the Ordos Basin, will provide a basis and guide for the implementation of the industrial projects of geologic CO₂ sequestration in saline aquifers.

Keywords: CCUS; geologic CO₂ sequestration in saline aquifers; site selection criteria; low-porosity and low-permeability; quantitative evaluation

二氧化碳捕集、利用与封存(CCUS/CCS)技术被认为是实现CO₂减排目标的一种潜在的,甚至是预期的、必要的解决方案^[1]。CCUS/CCS产生净减排量的核心和关键是实现有效且永久地质封存,而解决大规模捕集CO₂归宿的驱动力是大规模CO₂地质封存,这也是CCS项目的最终目标^[2]。现阶段我国的CO₂咸水层地质封存项目处于起步和小规模示范阶段^[3],碳封存选址及潜力评价体系不明确、安全性监测体系不完善,缺乏典型CCS案例及CCS碳排放核算方法学,缺乏如美国45Q税收抵免和《通货膨胀法案》等激励政策,这些均制约着我国大规模CCS项目的实施和运行。

CCS工程化项目实施的首要任务即靶区选址,当前CO₂地质封存选址评价多是根据基本地质条件、封存容量、可注入性、安全风险评价、经济性等重要指标按权重进行赋值评价的,评价指标多分为一级指标和二级指标。

国际上S. Bachu(2000, 2003)^[4-5]针对盆地级选址提出盆地特征、盆地资源和社会因素3个一级指标及构造、地质等13个二级指标;C. M. Oldenburg^[6](2008)基于基础封存潜力、二次截留能力和稀释能力3个一级指标提出封闭性、深度等9个二级指标,建立了一套封存场地筛选及排序框架;S. Grataloup等^[7](2009)在盆地级尺度划分了存储、风险、法规和社会经济4个一级指标及封存潜力、封存约束等11个二级指标;T. D. Rodosta等^[8](2011)基于美国能源部关于深层地质构造中CO₂封存的选择、选址和初步表征,提出区域地质数据、区域站点数据、社会数据3个一级指标,包含注入地层、深度等10个二级指标;R. S. Middleton等^[9-10](2020)建

立了集成开放的*Sim CCS 2.0*软件和SCO₂T软件开展CO₂捕集、运输、封存优化布局方法;T. W. Kim等^[11](2022)通过资格审查条件(9个二级指标)、地质条件下条件(7个二级指标)、地面现状(5个二级指标)等3个一级指标,对美国加利福尼亚州的516个潜在封存点进行了筛选,最终确定了61个潜在地点并进行排序;Leng Jianqiao等^[12](2024)提高了比传统静态模型CCS容量估计更准确的动态约束评估模型,用于评价CCS封存储量。

国内刁玉杰等^[13](2011)参考S. Bachu^[5](2003)提出的深部咸水层CO₂地质储存适宜性评价标准,初步建立了CO₂地质封存安全性评价指标体系;曹默雷等^[14](2022)划分了可行性评价的通用依据(包含8个二级指标)和进一步筛选优选靶区的封存适宜性和安全性指标(包含16个二级指标)两类评价指标;王紫剑等^[15](2022)在统计不同类型封存场地地质特征参数基础上,划分了规模性、注入性、安全性、经济性4个一级指标,以及圈闭规模、储层物性等9个二级指标;祁生文等^[16-17](2023)综述了CO₂封存的多尺度三维地质结构特征和选址,并考虑了区域级、盆地级、目标区级/靶区级、场地级和灌注级5个级别/尺度,以及油气藏、煤层和深部咸水层这3种储层类型,梳理了27类工程地质基本指标、44类封存潜力基本指标和12类社会经济基本指标,建立了较为完备的选址指标体系。

总的来说,国内外一级指标的遴选原则各异,相应的二级指标也尚不统一,二级指标的权重依赖于其对应的一级指标,因此,不同的一级指标和二级指标分类原则将会产生不同的选址结果。

以上文献调研中提出的选址指标参数确定及分级量化标准,大多是基于国外高孔高渗、中孔中渗的实际 CCS 项目场地地质特征总结的,如挪威 Sleipner CCS 项目的储层孔隙度为 35%~40%^[18],加拿大 Aquistore CCS 项目的储层孔隙度为 11%~17%^[19],加拿大 Quest CCS 项目的储层孔隙度为 8%~24%^[20],在此基础上提出的 CO_2 咸水层地质封存选址评价指标并未充分考虑如鄂尔多斯盆地等低孔低渗地层的现实情况。鄂尔多斯盆地内发育的油气层多为低孔低渗、低孔特低渗储层,这些地层既能具备聚集成藏石油和天然气的条件,也同样具备实现永久且安全地封存 CO_2 的条件。此外,鄂尔多斯盆地发育石炭-二叠、三叠、侏罗三套含煤地层,煤炭资源量和产量为我国各沉积盆地之首,煤炭企业碳排放量较大,因此,鄂尔多斯盆地具备较好的 CCS 项目源汇匹配条件。

笔者基于鄂尔多斯盆地榆神地区 192 口实际探井测井资料,针对低孔低渗储层复杂地质特征、分布规律、封存稳定性等问题,围绕如何利用已有测井资料开展 CO_2 咸水层地质封存选址及指标体系建立,开展了地质封存条件、封存能力条件、社会环境条件 3 个层面的选址指标数据获取方式及分级量化研究,最终建立了一套适用于低孔低渗储层 CO_2 咸水层地质封存选址评价指标体系。

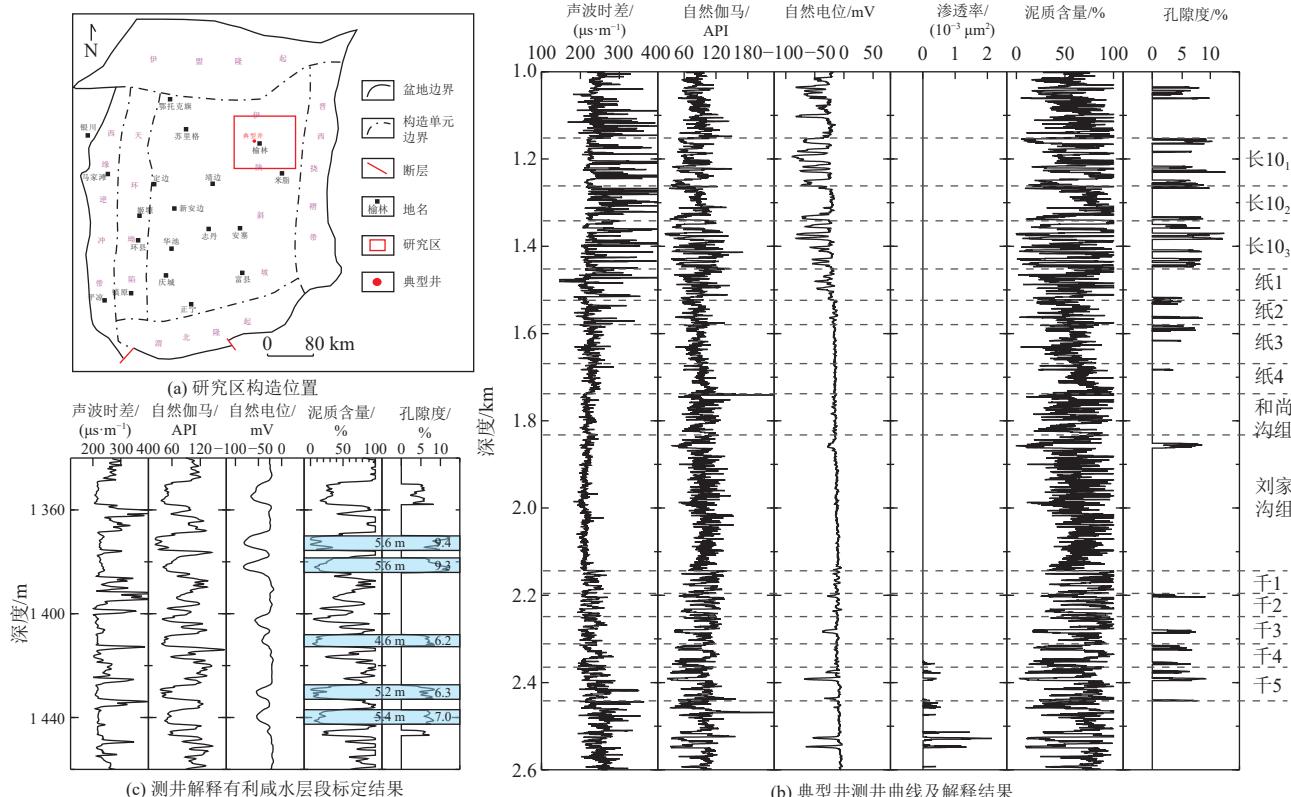


图 1 研究区位置图及典型井测井咸水层解释结果

Fig.1 Tectonic location map of the study area and log interpretation results of saline aquifers from typical wells in the area

1 区域背景及咸水层识别

鄂尔多斯盆地从中新元古代到中生代白垩纪,经历了海相沉积体系、海陆过渡相沉积体系以及陆相沉积体系的转变^[21],形成了多套砂泥岩为主的沉积地层,除去石油天然气、煤炭、矿产、水资源等聚集层,仍有许多未被资源充填的地层,如普遍且大量发育的深部咸水层,这些咸水层即可作为 CO_2 地质封存的场所。测井资料中包含丰富的地层岩性信息,现有测井资料处理和解释多为油气层的精细解释(如图 1b 渗透率仅解释了石盒子组天然气段),缺乏对油气层之上非资源层的解释,因此,对潜在咸水层发育时段、埋深、孔渗物性、盖层及封闭条件等的认识较浅,基于此,笔者充分利用已收集到的鄂尔多斯盆地榆神地区 192 口测井资料,针对非油气层段开展了地层小层划分与对比、泥质含量计算、孔隙度和渗透率解释等基础工作,对解释结果中泥质含量小于 40%、孔隙度大于 5%、单层厚度大于 2 m 的层段,标定为潜在咸水层(图 1c 中淡蓝色层段)。

鄂尔多斯盆地已陆续开展了 CCUS 全流程现场应用研究,咸水层封存项目如中国神华煤制油化工有限公司 2011 年建成的 CCS 示范项目,其注 CO_2 层自下而上为马家沟组、山西组和太原组、石盒子组、石千峰组、刘家沟组和尚沟组等 6 套砂岩储层^[22]。为进一步明确哪套地层更适合封存 CO_2 ,笔者开展了注入 CO_2 之

前的选址研究,旨在明确注入区域及注入层位。

研究区榆神地区内,张儒等^[23](2019)解释榆林气田山西组石英砂岩气孔隙度一般为3.5%~8.0%,平均为6.0%,渗透率一般为 $(0.5\sim7.0)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $3.0\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。张涛等^[24](2024)分析神木气田太原组天然气藏孔隙度主体介于4.0%~10.0%,平均孔隙度为8.4%,渗透率主体介于 $(0.1\sim0.7)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $0.33\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。张小莉等^[25](2023)解释长10段孔隙度主要分布于8%~10%,千5段孔隙度主要分布于6%~12%。由此可见,研究区内地层孔隙度均较小,基于国外CCS/CCUS项目中-高孔渗储层提出的CO₂咸水层地质封存选址评价指标并不适用于低孔低渗、低孔特低渗地层,因此,笔者针对研究区内实际测井解释结果,提出鄂尔多斯盆地低孔低渗地层现状下的CO₂咸水层地质封存选址评价指标,并分级量化评价指标。

2 选址指标

CO₂咸水层地质封存作为油气成藏的逆过程,其选址需秉承类似于油气成藏“储、盖、圈、运、保”的规律,并遵循“地下结合地面”的综合选址思路。CO₂地质封存项目重点关注3个基本问题,一是注入性和注入速率,即能否使用可用的注入井以足够的速度注入CO₂;二是容量和安全性,即在项目生命周期内是否有足够的空间容纳所注入的CO₂,并将CO₂永久留在地质单元中不发生泄漏;三是社会经济性和公众接受度,即封存的CO₂是否会造成社会环境影响。针对这3个问题,笔者提出地质封存条件、封存能力条件、社会环境条件3条CO₂咸水层地质封存的选址原则,也可作为一级评价指标。

2.1 地质封存条件

找寻具备CO₂地质封存能力的潜在咸水层段,初步确定所选层段具有CO₂可注入性和可储存性。主要包括储层岩性、储层厚度、孔隙度、渗透率等二级评价指标。

2.1.1 储层岩性

CO₂咸水层地质封存的场所一般为碎屑岩和碳酸盐岩,挪威 Sleipner CCS 项目、加拿大 Aquistore CCS 项目、澳大利亚 CO2CRC Otway CCS 项目等的封存层位均为多孔砂岩,加拿大 Weyburn CCUS 项目则是在碳酸盐岩中封存CO₂^[2]。鄂尔多斯盆地下古生界为加里东构造演化阶段的海相陆源碎屑岩、泥质、碳酸盐岩,上古生界为海西构造演化阶段的陆相碎屑含煤层、海陆交互相含煤层,中生界以印支运动和燕山运动控制的陆相碎屑、陆相碎屑含煤层为主^[26]。因下古生界埋层较深,且发育奥陶系马家沟组碳酸盐岩天然气藏,考虑

到CCS项目的成本及避免与现有油气藏的冲突,在鄂尔多斯盆地开展CO₂咸水层地质封存时,建议优先选择上古生界和中生界的非油、气、煤层的砂岩段咸水层。

2.1.2 储层厚度

鄂尔多斯盆地榆神地区上古生界和中生界地层多为砂泥岩互层,避开石盒子组以下可能发育天然气和含煤地层,自下而上发育的地层依次为石千峰组、刘家沟组、和尚沟组、纸坊组、延长组,其中,延长组长10底部、纸坊组顶部以及石千峰组底部砂体较发育,和尚沟组顶部局部存在砂体,刘家沟组砂体不发育,仅在中部存在湖相沉积的薄砂层^[25]。根据测井解释结果及咸水层砂体展布规律,本研究区优势咸水层主要为石千峰组千5段和延长组长10₃亚段。

前人研究中提到适宜于封存CO₂的咸水层地层厚度需大于80 m^[17]或200 m^[15],鄂尔多斯盆地榆神地区地下各组地层厚度均较大,如石千峰组平均层厚为280 m,其中千5段平均地层厚度为57 m,平均咸水层累计厚度为17 m;长10段平均层厚为275 m,其中长10₃亚段平均厚度为104 m,平均咸水层累计厚度为36 m。目标区大多为砂泥岩互层且层厚普遍大于100 m,因此,不能用整个地层厚度代替砂体或有利咸水层厚度,有利咸水层累计厚度在千5和长10₃亚段的值域也不同,无法提出一套统一的选址指标和量化标准。砂地比代表的是有利咸水层累计厚度占总层厚的比例,千5段和长10₃亚段的累计咸水层厚度与其总层厚的比例范围均为0.04~0.60。因此,可将砂地比作为CO₂咸水层地质封存选址的评价指标之一。

根据图2a中千5段和长10₃亚段砂地比的频率分布情况,可将砂地比小于0.3的咸水层认为是不适宜层段,砂地比0.3~0.4的咸水层认为是较适宜层段,砂地比大于0.4的咸水层认为是非常适宜层段。

有利咸水层单层厚度也可作为CO₂地质封存选址的一个评价指标,对于单层厚度大于2 m的适宜于注入和封存工程的咸水层,其各层组、层段单层厚度分布如图2b所示,千5段有利咸水层单层厚度(761层有利咸水层)分布范围为2~18 m,长10₃亚段有利咸水层单层厚度(1384层有利咸水层)分布范围为2~20 m。根据图2b中千5段和长10₃亚段咸水层单层厚度的频率分布情况,可将单层厚度小于2 m的咸水层认为是不适宜层段,单层厚度介于2~6 m之间的咸水层认为是较适宜层段,单层厚度大于6 m的咸水层认为是非常适宜层段。

2.1.3 孔隙度

CO₂咸水层地质封存储层孔隙度的大小将影响实际封存潜力以及注入性,对低孔低渗咸水层注入CO₂,

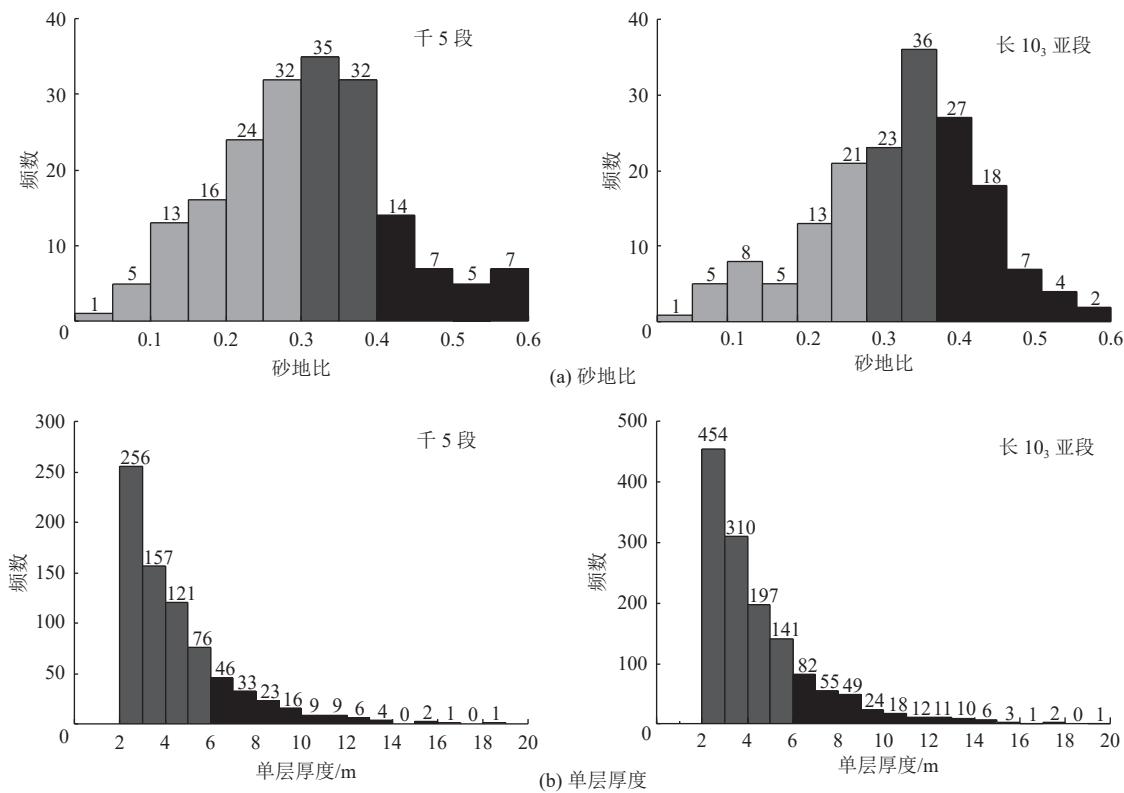
图 2 研究区千 5 段和长 10₃ 亚段有利咸水层砂地比和单层厚度分布直方图

Fig.2 Histograms showing the net-to-gross ratio and single-layer thickness of favorable saline aquifers in the in the 5th member of the Shiqianfeng Formation (Qian 5 Member) and the 3rd sub-member of the 10th member of the Yanchang Formation (Chang 10₃ Sub-member) in the study area

的孔隙度下限研究可借鉴低孔渗油藏采用 CO_2 驱油提高采收率的相关实验及模拟结论。康宇龙等^[27](2024)针对鄂尔多斯盆地安塞油田化子坪油区延长组长 6 段天然岩心制备的长岩心开展了 CO_2 驱替实验及数值模拟研究, 其样品的孔隙度范围为 6.09%~8.76%, 可见孔隙度为 6% 左右具备驱替条件。在 CO_2 驱替岩石物理模拟中采用 Gassmann 流体替换理论进行流体替换时, 孔隙度小于 3% 的孔隙空间难以被替换^[28]。

测井孔隙度计算多采用 Wyllie 时间平均方程:

$$\Delta t = (1 - \varphi) \Delta t_{\text{ma}} + \varphi \Delta t_f \quad (1)$$

Wyllie 公式的假设条件为具有相对均匀的矿物且被液体饱和, 适用于压实和胶结良好的纯砂岩, 对于泥质砂岩, 需要进行泥质校正^[29]:

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_f - \Delta t_{\text{ma}}} \frac{1}{C_p} - V_{\text{sh}} \frac{\Delta t_{\text{sh}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_f - \Delta t_{\text{ma}}} \quad (2)$$

研究区非油气层段孔隙度的解释由经泥质含量校正的 Wyllie 时间平均方程计算, 相关参数以计算的油气层段孔隙度与岩心实测结果对比后确定, 优势潜在咸水层段千 5 段和长 10₃ 亚段的孔隙度频率分布如图 3 所示, 千 5 段有利咸水层孔隙度分布范围为 0~14.8%, 平均孔隙度为 8.3%; 长 10₃ 亚段有利咸水层孔隙度分布范围为 0~12.8%, 平均孔隙度为 8.5%。根据

千 5 段和长 10₃ 亚段咸水层孔隙度的频率分布情况, 可将孔隙度小于 5% 的咸水层认为是不适宜层段, 孔隙度介于 5%~8% 之间的咸水层认为是较适宜层段, 孔隙度大于 8% 的咸水层认为是非常适宜层段。

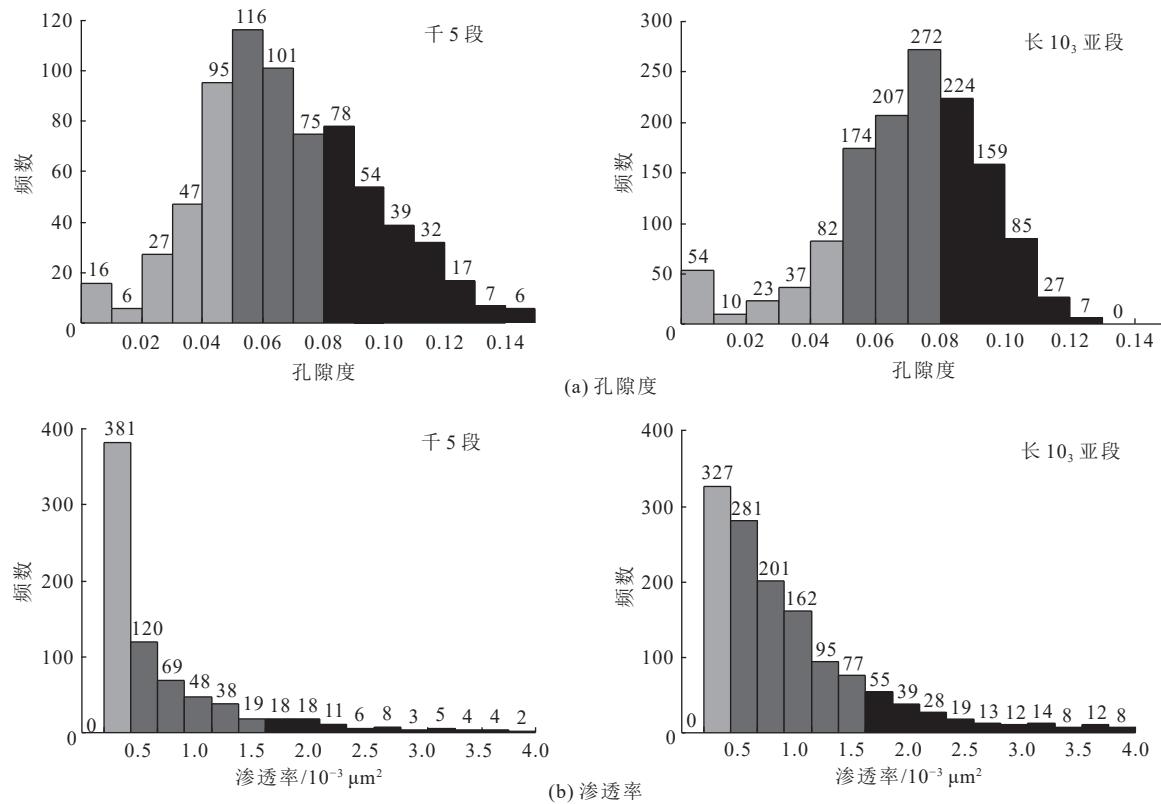
2.1.4 渗透率

注入 CO_2 在地层中的迁移主要取决于注入速率和绝对渗透率, 渗透率反映了储层的渗流能力以及 CO_2 运移和扩散效率^[30]。渗透率与孔隙度之间存在良好的指数相关性, 也可用于预测渗透率。

基于区块内天然气层岩心测试渗透率与孔隙度拟合的指数关系来预测非油气层段的渗透率, 优势潜在咸水层段千 5 段和长 10₃ 亚段的渗透率频率分布如图 3b 所示, 千 5 段有利咸水层渗透率分布范围为 0~8.324 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 长 10₃ 亚段有利咸水层渗透率分布范围为 0~12.349 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。根据千 5 段和长 10₃ 亚段咸水层渗透率的频率分布情况, 可将渗透率小于 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的咸水层认为是不适宜层段, 渗透率介于 $(0.25 \sim 1.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的咸水层认为是较适宜层段, 渗透率大于 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的咸水层认为是非常适宜层段。

2.2 封存能力条件

研究所选有利咸水层段是否具备封闭性和储集能

图 3 研究区千 5 段和长 10₃ 亚段有利咸水层孔隙度和渗透率分布直方图Fig.3 Histograms showing the porosity and permeability distribution of favorable saline aquifers in the Qian 5 Member and the Chang 10₃ Sub-member in the study area

力, 确定其可以将 CO₂ 永久、安全地封存上百年之久。主要包括盖层封闭性、埋深、封存潜力、断裂等二级评价指标。

2.2.1 盖层封闭性

CO₂ 地质封存盖层封闭机理包括毛细管封闭、水动力封闭和超压封闭, 影响盖层封闭性的主要因素有盖层岩性、盖层厚度、盖地比(盖层中泥岩厚度与盖层总厚度的比值)、泥质含量、封存压力等^[31]。

因成岩环境不同, 盖层岩性对 CO₂ 的封闭能力也不同, 鄂尔多斯盆地区域性盖层多为泥岩, 泥岩盖层的宏观封闭性主要取决于盖层厚度、泥质含量、盖地比等, 研究表明盖层厚度越大、泥质含量越高、盖地比越大, 盖层的突破压力和封闭能力均增加, 被断裂破坏的概率较低, 从而增加了盖层对 CO₂ 封存的安全性^[32]。高鹏博等^[33](2021) 提出柴达木盆地砂泥互层叠合盖层的盖地比大于 70% 时, 盖层封闭性好, 盖地比介于 45%~70% 时, 盖层封闭性中等, 盖地比小于 45% 时, 盖层封闭性较差。

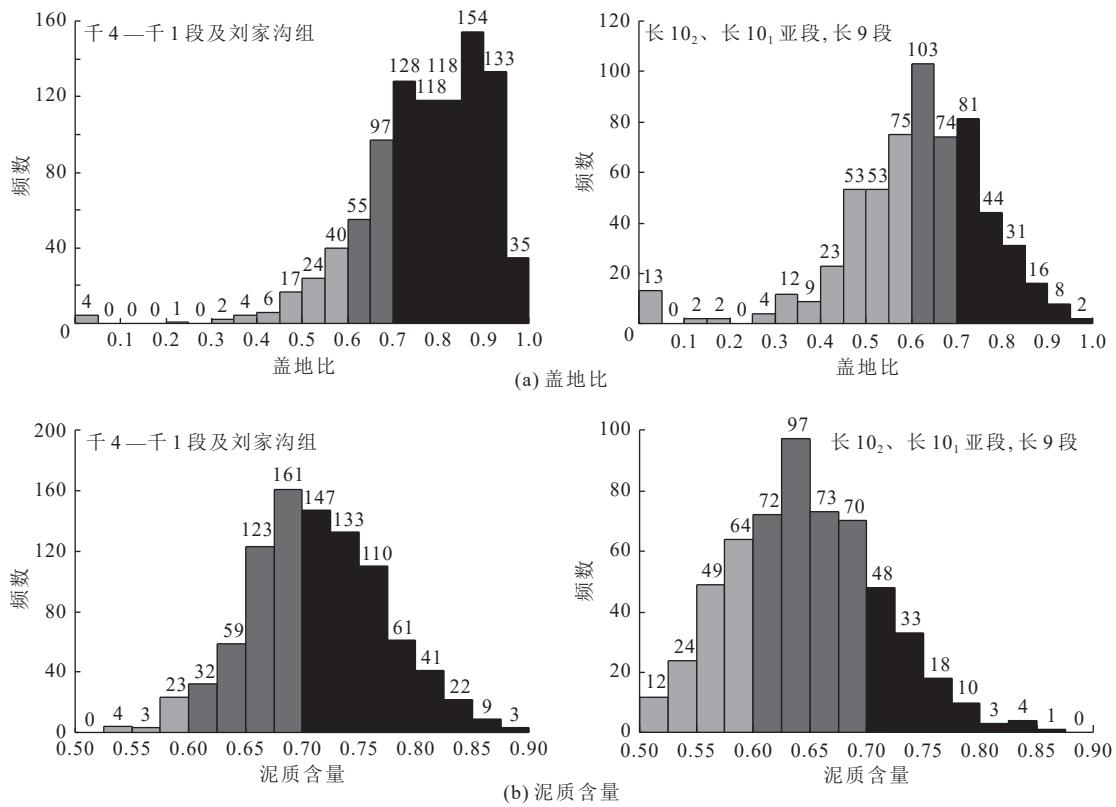
研究区千 5 段咸水层之上的盖层为千 1—千 4 的泥岩段及刘家沟组泥岩, 千 1—千 4 的泥岩段平均累计厚度为 165.08 m, 刘家沟组泥岩段平均累计厚度为 257.98 m; 长 10₃ 亚段咸水层之上的盖层为长 10₂ 亚段、长 10₁ 亚段和长 9 段的泥岩段, 平均累计厚度为 165.09 m。

砂岩储层之上的连续性较好的泥岩均可视为盖层, 且砂泥岩互层型盖层封闭性更好, 因此, 在砂泥岩地层中盖层累计厚度均较大, 难以作为选址评价指标。以盖地比和泥质含量为评价盖层宏观封闭性和 CO₂ 地质封存盖层封存能力条件的指标之一, 根据盖地比和泥质含量分布(图 4)可知, 鄂尔多斯盆地泥岩盖层的盖地比小于 0.6 时是不适宜盖层, 盖地比介于 0.6~0.7 之间是较适宜盖层, 盖地比大于 0.7 是非常适宜盖层。同样, 当盖层泥质含量低于 0.6 时是不适宜盖层, 泥质含量介于 0.6~0.7 之间是较适宜盖层, 泥质含量高于 0.7 时是非常适宜盖层。

盖层的微观封闭性主要取决于盖层突破压力和破裂压力, 突破压力指的是优势渗流通道中最小孔喉处的最大毛细管压力, 即储层中的 CO₂ 驱替盖层中的原始流体(一般是水)所需要的“门槛”压力, 破裂压力指的是盖层发生水力破裂的流体孔隙压力, 当 CO₂ 地质封存时段的封存压力大于盖层突破压力且小于破裂压力时, CO₂ 突破盖层发生毛细管泄漏的渗透扩散, 当封存压力大于盖层破裂压力时, 盖层发生水力破裂^[34], 因此, 最大封存压力原则上应小于盖层突破压力和破裂压力。

2.2.2 埋深

现存 CO₂ 咸水层地质封存项目涵盖了广泛的注入深度^[35], 如埋深较浅的德国 Ketzin CCS 项目(630~650 m)

图4 研究区千5段和长10₃亚段咸水层对应的盖层盖地比、泥质含量分布直方图Fig.4 Histograms showing the mudstone/gross thickness ratio of cap rocks and clay content of favorable saline aquifers in the Qian 5 Member and the Chang 10₃ Sub-member in the study area

和挪威 Sleipner CCS 项目(800~1 100 m), 埋深适中的澳大利亚 CO₂CRC Otway CCS 项目(1 565 m)和 BP 公司阿尔及利亚 In Salah CCS 项目(1 880 m), 埋深较深的日本苦小牧海底 CCS 项目(浅层 1 188 m 砂岩及深层 2 753 m 玄武岩)和加拿大萨省 Aquistore CCS 项目(3 400 m)。

关于 CO₂ 地质封存埋深的讨论, 大多学者认为至少需满足埋深大于 800 m 的要求^[36], 因为 CO₂ 在大于 800 m 埋深的地层温压条件下可处于超临界状态, 确保安全有效的地质封存。而德国 Ketzin CCS 项目的注入和封存深度仅为 630~650 m, 该项目研究区在该深度的温压下 CO₂ 即可处于超临界态, 因此, 对于实际封存场地需基于当地的地层温压现状, 预测 CO₂ 处于超临界态的最浅埋深, 以此作为 CO₂ 地质封存的埋深下限。

研究区位于鄂尔多斯盆地东部, 任战利等^[37](2007)基于地层测温、热导率、生热率测试资料提出鄂尔多斯盆地现今平均地温梯度为 2.93 °C/hm, 地表恒温带温度为 11.5 °C, 由此可得榆神地区埋深大于 670 m 时, 地温已达到 CO₂ 的临界温度 31.1 °C, 同时利用 Eaton 公式对研究区内 7 口典型井进行地层压力预测, 可得埋深大于 720 m 时, 地层压力普遍超过 CO₂ 临界压力 7.38 MPa, 因此, 研究区内 CO₂ 咸水层地质封存的埋深下限可定为 720 m, 该埋深下限因地区而异, 但结合前人研究现

状及国际案例, 在确保各地区均符合超临界态 CO₂ 封存的条件下, 笔者仍保持 800 m 埋深下限的建议, 此外, 考虑到埋深越大, 注入成本越高, 结合国际上现有项目的埋深现状, 一般建议埋深最大限度为 3 500 m。

2.2.3 封存潜力

CO₂ 地质封存主要依赖于构造和地层封存、残余 CO₂ 捕获封存、溶解封存和矿化封存 4 种机制^[38]。常用的 CO₂ 咸水层地质封存量的计算方法有 2 种: 一是 CSLF 方法, 即 S. Bachu 等^[39](2007) 在碳封存领导人论坛(CSLF)上提出的深部咸水层 CO₂ 储存容量评估的方法; 二是美国能源部 DOE 方法, 即美国能源部(The United States Department of Energy, US-DOE)的 A. Goodman 等^[40](2011) 基于地质体有效储集空间概念建立的有效容积 CO₂ 咸水层地质封存潜量计算方法。在 CO₂ 注入与封存初期, 以构造封存为主, 溶解和矿化封存量较少, 因此, 可用美国能源部提出的潜力计算方法评估有效封存量。

$$M_{\text{CO}_2\text{ts}} = A \cdot H \cdot \varphi \cdot \rho_{\text{CO}_2} \cdot E \quad (3)$$

式中 $A \cdot H \cdot \varphi$ 项代表封存空间的体积, 即封存量等于体积与 CO₂ 密度的乘积, 因此, CO₂ 在地下原位温度和压力条件下的流体密度是预测封存量的关键参数。

Xu Haibin^[41](2006) 基于 M. Batzle 等^[42](1992) 提

出的天然气流体密度计算方法,将天然气临界温度和临界压力改为 CO_2 临界温压并提出 CO_2 流体密度计算公式。

在实际应用中,可采用 Xu Haibin 等提出的公式^[41]由已知的温度、压力计算 CO_2 流体密度,若研究区所选 CO_2 咸水层地质封存优势靶区内有现存测井资料,也可基于测井资料获取随深度变化的 CO_2 流体密度,便于更准确地估算封存潜力。笔者以研究区 S96 井为例,基于 Eaton 公式预测的地层压力及地温梯度预测的地层温度,采用文献 [41-42] 中 CO_2 流体密度计算公式,获得了 S96 井随深度变化的 CO_2 流体密度曲线,可得在优势咸水层长 10₃ 亚段埋深情况下 CO_2 流体密度范围 557~617 kg/m³,优势咸水层千 5 段埋深情况下 CO_2 流体密度范围 679~739 kg/m³。

咸水层 CO_2 地质封存选址评估时,封存潜力评价

指标主要取决于圈闭面积大小、理论封存潜力、有效封存潜力、单位面积封存潜力、使用年限等,因不同地区对不同有利咸水层段平面面积圈定的大小各不相同,因此,用单位面积理论封存量和单位面积有效封存量作为选址评价指标更客观,基于研究区对长 10₃ 亚段和千 5 段有利咸水层封存潜力评估结果(表 1),初步提出在鄂尔多斯盆地低孔低渗咸水层发育现状下,当单位面积理论封存量大于 600 万 t 为非常适宜,介于 200~600 万 t 为较适宜,小于 200 万 t 为不适宜;当单位面积有效封存量大于 20 万 t 为非常适宜,介于 5~20 万 t 为较适宜,小于 5 万 t 为不适宜,此处单位面积有效封存量采用的有效系数 E 为 2.4%,该系数需在实际 CCS 项目中进一步验证,实际充填的多孔层段和孔隙空间应大于 2.4%。

表 1 研究区长 10₃ 亚段和千 5 段有利咸水层封存潜力评估结果

Table 1 Assessment results of the potential for geologic CO_2 sequestration of favorable saline aquifers in the Chang 10₃ Sub-member and Qian 5 Member in the study area

有利咸水层段	评价指标	非常适宜	较适宜	不适宜
长 10 ₃ (圈闭面积 70~1 600 km ²)	咸水层有效累计厚度/ m	65	43	32
	孔隙度/ %	12.8	8.5	6
	CO_2 密度/ (kg·m ⁻³)	617	617	617
	单位面积理论封存量/ 万 t	513	226	118
	单位面积有效封存量/ 万 t	12.3	5.4	2.8
千 5(圈闭面积 150~1 000 km ²)	咸水层有效累计厚度/ m	35	23	17
	孔隙度/ %	14.8	8.3	6
	CO_2 密度/ (kg·m ⁻³)	739	739	739
	单位面积理论封存量/ 万 t	383	141	75
	单位面积有效封存量/ 万 t	9.2	3.4	1.8
单位面积累计理论封存量/ 万 t		896	367	193
单位面积累计有效封存量/ 万 t		21.5	8.8	4.6

注:表中咸水层有效累计厚度是由长 10₃ 或千 5 的总咸水层厚度,分别乘以砂地比 0.6(非常适宜)、砂地比 0.4(较适宜)、砂地比 0.3(不适宜)而来,孔隙度是有利咸水层段最大孔隙度、平均孔隙度、最小有利孔隙度,有效封存系数 E 取 2.4%。

考虑到 CCS 项目运行的年限,以圈定面积 100 km² 为基础,非常适宜区域的有效封存量需大于 2 000 万 t,较适宜区域的有效封存量需大于 500 万 t,不适宜区域的有效封存量小于 500 万 t,若按照年 100 万 t 封存规模,非常适宜区域开展 CCS 项目需至少保持 20 a 运行期,较适宜区域需至少保持 5 a,低于 5 a 运行期的区域是不适宜的。

2.2.4 断裂

因 CO_2 注入引起的地层压力和 CO_2 饱和度逐渐增大,可能会造成地层活动断裂的开启和蠕动,破坏岩层的连续性、盖层的封堵性,从而诱发地震,被认为是 CO_2 泄漏的主要构造通道,甚至一个小断裂就有可能导致 CO_2 逃逸到大气中^[38]。事实上断层的存在既可能是

泄漏和迁移通道,也可能是起到封闭隔堵作用的圈闭,因此,需要对所选封存场地的断裂发育情况进行综合评估,尽量避免断层切割深部封存地层并延伸到地表的大断层。对于不是从注入层一直延伸到地表的巨大断层,MIT 学者^[43]、卡内基梅隆大学学者均认为 CO_2 注入与封存诱发地震并在此基础上产生巨大断层的可能性极低^[44]。对断层延伸到地表的断层渗漏与封堵性研究,澳大利亚地质调查局牵头正在 CO2CRC Otway 科学试验场开展的现场规模 CO_2 注入项目中研究断层封堵安全性^[45],迄今未发现 CO_2 顺断层渗漏现象。导致断层活化、盖层突破现象的主要原因是由于压力变化引起的,因此,为防止 CO_2 注入过程中诱发地震,压力的监测与管控都是地质封存安全与未来泄漏风险要解决的关键

科学问题^[46]。

总的来说, CO_2 地质封存选址时对断裂的考虑, 一方面是避免切割注入层并延伸到地表的大断层, 另一方面是尽量摒弃地震活动水平高, 距活动断裂较近的储集空间, 一般认为断层活动的影响范围为 25 km^[47]。

2.3 社会环境条件

基于地质封存条件和封存能力条件所选的 CO_2 咸水层地质封存适宜性区域, 还需进一步结合地面环境和社会因素, 确定所选区域具备开展 CCS 项目的可行性, 包括地下资源开发现状、土地利用现状、塌陷及灾害区、源汇匹配、公众接受度等二级评价指标。

2.3.1 地下资源开发现状

大多数矿藏发育于不同时期沉积的地层中, 具备如多套泥岩盖层的岩性圈闭或断层等构造圈闭, 使得各类资源在相对独立的空间内发育成藏。鄂尔多斯盆地蕴藏着丰富的煤炭、石油、天然气、盐矿、铀矿等化石资源和矿产资源, 地下矿权的分布、开采、归属、监管等均会影响 CO_2 咸水层地质封存选址和实施。与 CO_2 注

入油气藏进行提高油气采收率的选址不同, 咸水层地质封存的选址应充分考虑现存地下资源开发现状, 避免与油气藏、煤层、矿藏同区域同层位, 且在所选区域开展的 CCS 项目全生命周期内注入和封存的 CO_2 迁移范围不涉及与其他资源的冲突。

以研究区天然气层测井解释结果为例, 区域内各井最浅出现天然气的深度范围为 1 595~2 871 m, 表现为东部较浅、西北较深的规律(图 5a), 层位最浅为石千峰组千 5 段, 大多为石盒子组和山西组, 因此, 本区域选择千 5 段作为 CO_2 咸水层地质封存层位时, 需尽量避开千 5 段发育天然气的区域, 长 10₃ 亚段因埋深较浅, 不存在与天然气层的冲突。千 5 段底面埋深分布范围为 1 378~2 581 m, 同样表现为东浅西深(图 5b), 分析各井天然气最浅顶深与千 5 底深的差值分布(图 5c), 差异小于 0 的区域说明在千 5 以上出现天然气, 差异大于 0 的区域说明天然气最浅层出现在千 5 段以下, 在该区域开展 CO_2 咸水层地质封存项目不会对天然气层产生影响, 具备开展 CCS 项目的可行性。

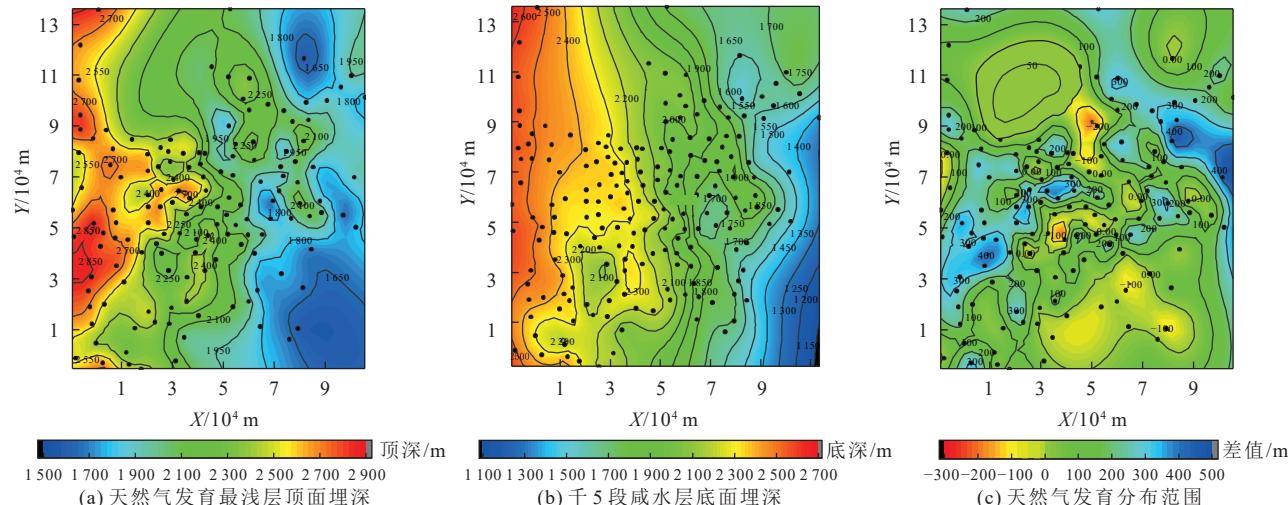


图 5 研究区天然气发育最浅层与千 5 段底面埋深平面分布

Fig.5 Contour maps showing the burial depths of the shallowest layers bearing natural gas and the bottom of the Qian 5 Member in the study area

评估一个区域某套咸水层是否具备开展 CO_2 注入与封存的条件, 需充分利用该区域现有油气测井解释资料, 在已知数据基础上避免与油气的冲突。然而当前我国对 CO_2 咸水层地质封存地下空间资源的审批及监管制度尚不完善, 尚未明确 CCS 项目与其余矿产资源开发、石油天然气开采等之间的冲突解决方案, 未来随着 CCS 工程项目的实施和运营, 将逐步完善地下孔隙空间的管理规则, 明确 CO_2 注入和封存区域的监管权。

2.3.2 土地利用现状

工程化 CCS 项目落地的首要条件是场址选择及用地审批, CCS 中 CO_2 咸水层地质封存不同于 CO_2 驱油

封存, 可以在现有的油气田厂区开展, 而是需要动用新的适宜性土地开展 CO_2 注入及封存, 因此, 涉及土地备案、审批及许可。而 CCS 项目是地下空间利用技术, 更多占用的是地下孔隙空间, 地面动用土地很小, 这正是 CCS 技术优于占地较广的可再生能源之处。

对于 CO_2 咸水层地质封存选址场地的筛选及确定, 前提是严格避开城镇、生态红线及自然保护区、水源地、基本农田、矿产开采作业区等不可动用区域, 此外, 优先选择距离排放源较近、可通水、通电、通道路的场址。一般工业化项目落地需遵循政府对土地利用的规划, 如集中在工业园区, 而工业园区地下孔隙空间不一定是咸

水层发育较好的区域,因此,应在符合地下咸水层分布有利区内尽可能选择规划内或可审批利用的土地来实施 CCS 项目。

2.3.3 塌陷及灾害区

浅地表和地表的采矿塌陷、地质灾害、天然地震活动等不良地质作用会严重影响 CO₂ 注入和封存项目的实施,一是可能破坏 CO₂ 注入封存的地面工程,二是增加监测难度,不利于 CO₂ 地质封存过程的监测方案实施,三是增加泄漏风险,如地质灾害或地震活动可能形成新的裂缝型泄漏通道。因此,选址过程中应尽量避免历史地震大于 6 级的区域,且距活动断裂越远、距采煤和采矿塌陷区越远越安全。地震及地面塌陷历史可由中国地震台网网站查询。

2.3.4 源汇匹配

科学的 CO₂ 地质封存源汇匹配是 CCS 集群部署工程选址的重要依据,主要体现在碳源规模、碳源距离、运输路径、运输及注入成本等方面,CCS 项目源汇匹配就是针对源汇现状、特征,在给定边界约束范围内充分考虑各类因素对 CCS 项目的影响程度,从而优化和优选出最佳匹配方案。国内外学者针对 CCS/CCUS 源汇匹配已提出多种模型^[48],但因我国 CCS 集群化项目部署和 CO₂ 运输管道仍处于起步阶段,现有 CCS 源汇匹配模型尚未得到较好的验证。

针对场地级咸水层 CO₂ 地质封存项目选址,已有前人提出碳源规模大于 25 万 t/a 为非常适宜,介于 10~25 万 t/a 为较适宜,小于 10 万 t/a 为不适宜(《二氧化碳陆地封存工程选址指南》,中国地质学会发布,2024),现有 CO₂ 捕集企业因 CO₂ 市场需求量有限,实际捕集规模为 5~50 万 t,因此,碳源规模大于 10 万 t/a 已是较适宜,笔者采纳《二氧化碳陆地封存工程选址指南》团体标准的提法。

碳源距离与运输成本有关,距离越近成本越低,而运输路径则受所选区域地面现状影响,一般距离较近且规模较大时可采用管道运输,距离较远、规模较小时采用罐车运输。CO₂ 捕集、运输、注入、封存的综合成本是影响项目运行的关键因素,经市场调研,煤化工高浓度 CO₂ 捕集成本约为 120 元/t,燃煤电厂低浓度 CO₂ 捕集成本为 300~400 元/t,CO₂ 罐车运输成本为 0.8~1.1 元/(km·t⁻¹),因此,在运输距离较近时当 CO₂ 到井口价格低于 200 元/t 时被评价为非常适宜,到井口的价格 200~400 元/t 被评价为较适宜,高于 400 元/t 为不适宜。

2.3.5 公众接受度

公众接受度取决于 CCS 项目距离居民区的距离、当地人口密度、CCS 项目对当地居民的影响度、政府

对 CCS 减排项目的支持力度等,CO₂ 封存场地距离居民点越远、人口密度越小、CO₂ 封存对当地居民的影响越小、政府对 CCS 项目的支持力度越大,公众接受度即越高。

3 选址体系与评价

CO₂ 地质封存选址必须使用系统的筛选过程,综合考虑盆地大小和深度、地质特性、水文地质、地质热力学特性以及自然资源、基础设施等因素,同时还与经济、政治、社会因素紧密相关,需在充分考虑地下咸水层分布范围、封存条件、封存能力、封存潜力的基础上,结合地面实际情况,避开生态红线区、矿区、资源开采区、人类活动区等,最终确定 CO₂ 咸水层地质封存选址及优势靶区圈定。以鄂尔多斯盆地榆神地区 192 口探井资料为基础,获取和预测了低孔低渗砂岩储层咸水层发育特征及分布规律,分析了多套泥岩盖层封闭性和多层次砂岩储层封存潜力,并综合考虑了土地利用现状、地面环境因素等影响,提出一套适用于低孔低渗咸水层 CO₂ 地质封存选址适宜性评估指标体系(表 2)。

利用该套选址评估体系进行 CCS 项目靶区优选时,考虑到各项评价指标的重要性不同,如咸水层孔隙度、渗透率等决定 CO₂ 注入性的指标比砂地比、盖地比等更重要,可采用指标权重赋值法来综合评估。常用的指标权重赋值及排序方法有层次分析法结合模糊数学法、熵权法等,其中层次分析法旨在确定每项评价指标的权重,其权重确定方式依赖于专家打分,模糊数学法是对每个候选靶区建立模糊综合评价因素等级矩阵,然后结合层次分析法确定的指标权重矩阵进行综合打分排序;熵权法首先是基于每个指标的分级评价范围,如非常适宜、较适宜、不适宜范围,对各候选靶区进行打分,然后基于熵权法计算权重并综合排序。不同的权重计算方法将会产生不同的选址排序结果,因此,靶区优选结论仅作为参考,在实际场地级选址中还应多结合现场踏勘及考察,从而形成综合全面的选址方案。

4 讨论

(1) 基于理论研究提出的 CO₂ 咸水层地质封存选址评价体系尚需进一步的现场级工业项目示范验证。现有选址评价指标的量化参数均是基于前期地质、测井、地震等基础资料,缺乏 CO₂ 地质封存层位实际岩心、测井、地震等数据的检验,随着 CCS 项目不断示范和工业化推进,将逐步校正前期所提出的 CO₂ 地质封存选址评价指标,使其更准确和更具指向性。

(2) CO₂ 咸水层地质封存选址及潜力评价是一项综合研究结果,实际应用中需立足减排企业现状,就近选

表 2 鄂尔多斯盆地低孔低渗咸水层 CO_2 地质封存选址适宜性评估指标体系Table 2 Assessment indicator system for the suitability of geologic CO_2 sequestration sites in low-porosity, low-permeability saline aquifers in the Ordos Basin

一级评价指标	二级评价指标	非常适宜	较适宜	不适宜	
		储层岩性	连续性砂岩	基本连续砂岩	
地质封存 条件	储层厚度	砂地比	>0.4	[0.3, 0.4]	<0.3
		咸水层单层厚度/m	>6	[2, 6]	<2
		孔隙度/%	>8	[5, 8]	<5
		渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	>1.50	[0.25, 1.50]	<0.25
封存能力 条件	盖层封闭性	盖层岩性	多套泥岩, 泥质好	多套泥岩、泥质一般	近似储层岩性
		盖地比	>0.7	[0.6, 0.7]	<0.6
		泥质含量	>0.7	[0.6, 0.7]	<0.6
		突破压力	高	中	低
		破裂压力	高	中	低
		注入层位封存压力小于突破压力和破裂压力即可			
封存潜力	埋深	埋深/m	800~3 500	<800或>3 500	
		CO_2 封存相态	超临界态		
		单位面积理论封存量/万t	>600	[200, 600]	<200
社会环境 条件	源汇匹配	单位面积有效封存量/万t	>20	[5, 20]	<5
		使用年限/a	>20	[5, 20]	<5
		断裂	无活动断层、裂缝	少量小断层、断裂	距活动断裂25 km内; 或有延伸至地表的大断层
		地下资源开发现状	不冲突	部分冲突	冲突
社会环境 条件	源汇匹配	土地利用现状	规划内可利用土地	规划外避开不可利用区	不可利用区(城镇、 生态红线、保护区等)
		塌陷及灾害区	远离	适中	较近
		碳源规模/(万t·a ⁻¹)	>25	[10, 25]	<10
		碳源距离/km	<10	[10, 30]	>30
		到井口成本/(t·元 ⁻¹)	<200	[200, 400]	>400
		公众接受度	高	中	低

址及评估。区域级、靶区级 CCS 项目选址多是较为宏观和客观的, 而实际场地级 CCS 项目选址更需遵循项目实施单位的具体需求, 充分考虑企业排放规模、运输距离、管网布局、当地政府土地规划、场地地表环境、人文环境等因素, 结合实地踏勘考察, 最终做出选址建议。

(3) CO_2 咸水层地质封存项目选址及工程化实施, 将规范 CCS 项目减排量核算方法学, 带动 CCS 项目产生经济效益。因国内 CO_2 咸水层地质封存项目尚未工业化运行, 缺乏 CCS 项目实际案例来支撑减排方法学, 而随着 CCS 项目实施, 以及欧盟碳边境税及国内碳排放双控政策的推行, CO_2 咸水层地质封存产生的减排量将被得到认可和激励, 从而减排企业获取经济效益, 带动或帮助周边企业减排, 形成 CCS 项目集群化和协同治理模式。

5 结论

(1) 现有基于国外高孔高渗、中孔中渗 CCS 项目场

地地质特征提出的 CO_2 咸水层地质封存选址评价体系尚未充分考虑如鄂尔多斯盆地低孔低渗储层的适宜性, 因此, 有必要针对低孔渗地层开展 CO_2 咸水层地质封存选址评价研究并建立选址指标体系。

(2) 地质封存条件作为 CCS 项目选址评价的一级指标, 旨在找寻地下适宜开展 CO_2 咸水层地质封存项目的储层, 并初步确定所选咸水层具有 CO_2 可注入性及可封存性, 对应储层岩性、储层厚度、孔隙度、渗透率 4 个二级评价指标, 建议优选发育多孔介质砂岩、砂地比大于 0.4、单层咸水层厚度大于 6 m、平均孔隙度大于 8%、平均渗透率大于 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的咸水层作为非常适宜层级。

(3) 封存能力条件作为 CCS 项目选址评价的一级指标, 旨在进一步确定所选咸水层是否具备封闭性及储集能力, 对应盖层封闭性、埋深、封存潜力、断裂 4 个二级评价指标, 建议优选发育多套连续泥岩、盖地比和平均泥质含量均大于 0.7、盖层突破压力和破裂压

力均较大、符合 CO_2 超临界态埋深深度、单位面积封存潜力较大、避开大断层的区域作为 CO_2 咸水层地质封存优势靶区。

(4) 社会环境条件作为 CCS 项目选址评价的一级指标, 旨在结合地面环境及社会因素, 圈定具备开展 CCS 项目可行性的场地, 对应地下资源开发现状、土地利用现状、塌陷及灾害区、源汇匹配、公众接受度 5 个二级评价指标, 建议在排放源就近优选避开地下资源开发区、不涉及生态红线、远离塌陷等灾害区、公众接受度较高的区域作为 CCS 项目的优势场地。

(5) 本次建立的适用于低孔低渗储层 CO_2 咸水层地质封存选址评价指标体系, 为鄂尔多斯盆地等低孔低渗地层条件的靶区级、场地级 CCS 项目选址提供选址指导和依据, 有利于高碳排放煤化工、煤电等企业利用现有测井数据就近开展 CO_2 咸水层地质封存项目的实施及工程化推广。

符号注释:

A 为圈闭的面积, km^2 , 可由优选的地下咸水层分布范围圈定; E 为有效封存系数, 是考虑实际波及面积与储层面积的比例、实际注入层厚与总层厚的比例、实际占用孔隙度与总孔隙度的比例的综合系数, 在地层尺度上碎屑岩取中值 2.4%; H 为有利咸水层的有效厚度, m , 可由研究区已有测井资料解释获取; Δt 为声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; Δt_{ma} 和 Δt_{f} 分别为岩石骨架和孔隙流体的声波时差值; C_p 为压实校正系数; V_{sh} 和 Δt_{sh} 分别为泥质含量(%) 和泥质的声波时差($\mu\text{s}/\text{m}$); $M_{\text{CO}_2\text{ts}}$ 为 CO_2 在深部咸水层中的有效理论封存量, 10^3 t ; ϕ 为咸水层岩石的孔隙度, %, 可由测井解释获取; $\rho_{\text{CO}_2\text{r}}$ 为在地层条件下的 CO_2 的密度, kg/m^3 。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

参考文献(References)

- RAI V, VICTOR D G, THURBER M C. Carbon capture and storage at scale: Lessons from the growth of analogous energy technologies[J]. *Energy Policy*, 2010, 38(8): 4089–4098.
- MA Jinfeng, LI Lin, WANG Haofan, et al. Carbon capture and storage: History and the road ahead[J]. *Engineering*, 2022, 14: 33–43.
- 刘世奇, 皇凡生, 杜瑞斌, 等. CO_2 地质封存与利用示范工程进展及典型案例分析[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(2): 158–174.
- LIU Shiqi, HUANG Fansheng, DU Ruibin, et al. Progress and typical case analysis of demonstration projects of the geological sequestration and utilization of CO_2 [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(2): 158–174.
- BACHU S. Sequestration of CO_2 in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change[J]. *Energy Conversion and Management*, 2000, 41(9): 953–970.
- BACHU S, SHAW J. Evaluation of the CO_2 sequestration capacity in Alberta's oil and gas reservoirs at depletion and the effect of underlying aquifers[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2003, 42(9): 51–61.
- OLDENBURG C M. Screening and ranking framework for geological CO_2 storage site selection on the basis of health, safety, and environmental risk[J]. *Environmental Geology*, 2008, 54(8): 1687–1694.
- GRATALOU S, BONIJOLY D, BROSSE E, et al. A site selection methodology for CO_2 underground storage in deep saline aquifers: Case of the Paris Basin[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2929–2936.
- RODOSTA T D, LITYNSKI J T, PLASYNSKI S I, et al. U. S. Department of energy's site screening, site selection, and initial characterization for storage of CO_2 in deep geological formations[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 4664–4671.
- MIDDLETON R S, YAW S P, HOOVER B A, et al. SimCCS: An open-source tool for optimizing CO_2 capture, transport, and storage infrastructure[J]. *Environmental Modelling and Software*, 2020, 124: 104560.
- MIDDLETON R S, CHEN Bailian, HARP D R, et al. Great SCO₂T! Rapid tool for carbon sequestration science, engineering, and economics[J]. *Applied Computing and Geosciences*, 2020, 7: 100035.
- KIM T W, CALLAS C, SALTZER S D, et al. Assessment of oil and gas fields in California as potential CO_2 storage sites[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 114: 103579.
- LENG Jianqiao, BUMP A, HOSSEINI S A, et al. A comprehensive review of efficient capacity estimation for large-scale CO_2 geological storage[J]. *Gas Science and Engineering*, 2024, 126: 205339.
- 刁玉杰, 张森琦, 郭建强, 等. 深部咸水层 CO_2 地质储存地层安全性评价方法研究[J]. *中国地质*, 2011, 38(3): 786–792.
- DAO Yujie, ZHANG Senqi, GUO Jianqiang, et al. Geological safety evaluation method for CO_2 geological storage in deep saline aquifer[J]. *Geology in China*, 2011, 38(3): 786–792.
- 曹默雷, 陈建平. CO_2 深部咸水层封存选址的地质评价[J]. *地质学报*, 2022, 96(5): 1868–1882.
- CAO Molei, CHEN Jianping. The site selection geological evaluation of the CO_2 storage of the deep saline aquifer[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(5): 1868–1882.
- 王紫剑, 唐玄, 荆铁亚, 等. 中国年封存量百万吨级 CO_2 地质封存选址策略[J]. *现代地质*, 2022, 36(5): 1414–1431.
- WANG Zijian, TANG Xuan, JING Tieya, et al. Site selection strategy for an annual million-ton scale CO_2 geological storage in China[J]. *Geoscience*, 2022, 36(5): 1414–1431.
- QI Shengwen, ZHENG Bowen, WANG Zan, et al. Geological evaluation for the carbon dioxide geological utilization and storage (CGUS) site: A review[J]. *Science China Earth Sciences*, 2023,

66(9): 1917–1936.

[17] 郝生文, 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[J]. *第四纪研究*, 2023, 43(2): 523–550.

QI Shengwen, ZHENG Bowen, LU Wei, et al. Investigation of indexes system and suitability evaluation for carbon dioxide geological storage site[J]. *Quaternary Sciences*, 2023, 43(2): 523–550.

[18] AKAI T, KURIYAMA T, KATO S, et al. Numerical modelling of long-term CO_2 storage mechanisms in saline aquifers using the Sleipner benchmark dataset[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 110: 103405.

[19] LEE S Y, SWAGER L, PEKOT L, et al. Study of operational dynamic data in Aquistore project[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 76: 62–77.

[20] TAWIAH P, DUER J, BRYANT S L, et al. CO_2 injectivity behaviour under non-isothermal conditions: Field observations and assessments from the Quest CCS operation[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 92: 102843.

[21] 郭艳琴, 李文厚, 郭彬程, 等. 鄂尔多斯盆地沉积体系与古地理演化[J]. *古地理学报*, 2019, 21(2): 293–320.

GUO Yanqin, LI Wenhui, GUO Bincheng, et al. Sedimentary systems and palaeogeography evolution of Ordos Basin[J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2019, 21(2): 293–320.

[22] LI Qi, LIU Guizhen, LIU Xuehao, et al. Application of a health, safety, and environmental screening and ranking framework to the Shenhua CCS project[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 17: 504–514.

[23] 张儒, 马炯. 榆林气田石英砂岩气层的测井方法识别评价研究[J]. *辽宁石油化工大学学报*, 2019, 39(4): 65–71.

ZHANG Ru, MA Jiong. Identification and evaluation of logging methods for quartz sandstone gas reservoir in Yulin Gas Field[J]. *Journal of Liaoning Shihua University*, 2019, 39(4): 65–71.

[24] 张涛, 巩肖可, 黄朝, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田太原组低品质气藏储层微观特征及形成机理[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(1): 32–45.

ZHANG Tao, GONG Xiaoke, HUANG Chao, et al. Micro characteristics and formation mechanism of low-quality gas reservoirs in Taiyuan Formation of Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(1): 32–45.

[25] 张小莉, 李亚军, 冯淳, 等. 榆林–神木地区 CO_2 咸水层封存甜点优选[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2023, 53(6): 900–912.

ZHANG Xiaoli, LI Yajun, FENG Chun, et al. Sweet spot selection in CO_2 saline aquifers geological storage, Yulin–Shenmu Area[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2023, 53(6): 900–912.

[26] 梁积伟. 鄂尔多斯盆地侏罗系沉积体系和层序地层学研究[D]. 西安: 西北大学, 2007.

LIANG Jiwei. Research on sedimentary system and sequence stratigraphy of the Jurassic in Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2007.

[27] 康宇龙, 汪心雯, 李超跃, 等. 化子坪长 6 储层长岩心 CO_2 驱替实验及数值模拟评价[J]. *地球学报*, 2024, 45(2): 243–251.

KANG Yulong, WANG Xinwen, LI Chaoyue, et al. Long core testing and numerical simulation investigations of CO_2 –EOR and geological storage in the 6th section of the Yanchang Formation in the Huaziping Oil Reservoir[J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 2024, 45(2): 243–251.

[28] WANG Daxing, WANG Haofan, MA Jinfeng, et al. Fluids discrimination by ray-path elastic impedance inversion: A successful case from Sulige tight gas field[J]. *Applied Geophysics*, 2019, 16(4): 218–232.

[29] WYLLIE M R J, GREGORY A R, GARDNER L W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media[J]. *Geophysics*, 1956, 21(1): 41–70.

[30] 孙玉景, 周立发, 焦尊生. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组 CO_2 封存的地质条件研究[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2018, 48(3): 404–412.

SUN Yujing, ZHOU Lifan, JIAO Zunsheng. The geological conditions study of CO_2 sequestration of Ordovician Majiagou Formation in Ordos Basin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2018, 48(3): 404–412.

[31] 陈博文, 王锐, 李琦, 等. CO_2 地质封存盖层密闭性研究现状与进展[J]. *高校地质学报*, 2023, 29(1): 85–99.

CHEN Bowen, WANG Rui, LI Qi, et al. Status and advances of research on caprock sealing properties of CO_2 geological storage[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2023, 29(1): 85–99.

[32] 柏明星, 张志超, 白华明, 等. 二氧化碳地质封存系统泄漏风险研究进展[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(4): 1–11.

BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, BAI Huaming, et al. Progress in leakage risk study of CO_2 geosequestration system[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(4): 1–11.

[33] 高鹏博, 吕丁友, 黄江波, 等. 砂–泥互层盖层垂向封闭性定量评价[J]. *能源与环保*, 2021, 43(11): 115–120.

GAO Pengbo, LYU Dingyou, HUANG Jiangbo, et al. Quantitative evaluation of vertical sealing of sand–mud interbed caprock[J]. *China Energy and Environmental Protection*, 2021, 43(11): 115–120.

[34] SONG Juan, ZHANG Dongxiao. Comprehensive review of caprock–sealing mechanisms for geologic carbon sequestration[J]. *Environmental Science & Technology*, 2013, 47(1): 9–22.

[35] MICHAEL K, GOLAB A, SHULAKOVA V, et al. Geological storage of CO_2 in saline aquifers: A review of the experience from existing storage operations[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 4(4): 659–667.

[36] RUBIN E S. Special report on carbon dioxide capture and storage[M]. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.

[37] 任战利, 张盛, 高胜利, 等. 鄂尔多斯盆地构造热演化史及其成藏成矿意义[J]. *中国科学 D 辑: 地球科学*, 2007, 37(增刊 1): 23–32.

[38] BERT M, OGUNLADE D, HELEEN DE C, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage[M]. New York: Cambridge University Press, 2005.

[39] BACHU S, BONIJOLY D, BRADSHAW J, et al. CO_2 storage capacity estimation: Methodology and gaps[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(4): 430–443.

[40] GOODMAN A, HAKALA A, BROMHAL G, et al. U. S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale[J]. *International*

[Journal of Greenhouse Gas Control](#), 2011, 5(4): 952–965.

[41] XU Haibin. Calculation of CO₂ acoustic properties using Batzle–Wang equations[J]. *Geophysics*, 2006, 71(2): 21–23.

[42] BATZLE M, WANG Zhijing. Seismic properties of pore fluids[J]. *Geophysics*, 1992, 57(11): 1396–1524.

[43] JUANES R, HAGER B H, HERZOG H J. No geologic evidence that seismicity causes fault leakage that would render large-scale carbon capture and storage unsuccessful[J]. *Earth, Atmospheric, and Planetary Sciences*, 2012, 109(52): E3623.

[44] VILARRASA V, CARRERA J. Geologic carbon storage is unlikely to trigger large earthquakes and reactive faults through which CO₂ could leak[J]. *Environmental Sciences*, 2015, 112(19): 5938–5943.

[45] FEITZ A, TERTYSHNIKOV K, PEVZNER R, et al. The CO₂CRC Otway shallow CO₂ controlled release experiment: Preparation for Phase 2[J]. *Energy Procedia*, 2018, 154: 145–150.

[46] ZOBACK M D, GORELICK S M. Earthquake triggering and large-scale geologic storage of carbon dioxide[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2012, 109(26): 10164–10168.

[47] 李甫成, 张杨, 张晓娟, 等. 深部咸水层 CO₂ 地质储存适宜性评价方法研究[J]. *冰川冻土*, 2014, 36(3): 649–660.

LI Fucheng, ZHANG Yang, ZHANG Xiaojuan, et al. Suitability evaluation method of CO₂ geological sequestration in deep saline aquifers[J]. *Journal of Glaciology and Geocryology*, 2014, 36(3): 649–660.

[48] 桑树勋, 刘世奇, 朱前林, 等. CO₂ 地质封存潜力与能源资源协同的技术基础研究进展[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(7): 2700–2716.

SANG Shuxun, LIU Shiqi, ZHU Qianlin, et al. Research progress on technical basis of synergy between CO₂ geological storage potential and energy resources[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(7): 2700–2716.

(责任编辑 聂爱兰)