莺–琼盆地咸水层二氧化碳地质封存适宜性及潜力评价

廖晋[1]，金澳涵[2]，李才[1]，王全荣[2*]

1. 中海石油（中国）有限公司海南分公司，海口 570100；
2. 中国地质大学（武汉）环境学院，武汉 430078

第一作者，E-mail：liaoj@cnooc.com.cn

* 通信作者，E-mail：wangqr@cug.edu.cn

2024-06-30 收稿；2024-08-31 修回；2025-03-03 接受

基金项目：中国海洋石油有限公司南海油气能源院士工作站综合科研项目（KJZH-2023-2203）；海南省科技专项（ZDYF2024GXJS037）

中图分类号：X701；P75　　文章编号：2096-8523（2025）03-0344-09　　doi：10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240366

摘　要：二氧化碳（CO_2）过量排放造成全球气候多变，进而引发一系列生态环境问题，作为减少 CO_2 排放的关键技术，碳捕集、利用和封存（CCUS）在实现 CO_2 大规模减排中发挥重要作用。中国近海盆地咸水层 CO_2 封存项目的应用前景广阔，封存潜力巨大。针对莺–琼盆地咸水层 CO_2 封存有利层系和封存潜力认识不清等问题，基于莺–琼盆地的地质特征，通过计算指标组成权重和适宜性得分对莺–琼盆地开展了 CO_2 地质封存适宜性评价。此外，结合数值模拟方法计算的不同层系 CO_2 有效封存系数，采用不同的封存潜力计算方法，对莺–琼盆地咸水层的 CO_2 封存潜力进行了评价。结果表明，欧盟（EC）方法计算的 CO_2 封存容量要略小于美国能源部（USDOE）和碳收集领导人论坛（CSLF）方法得出的封存容量。由于 CSLF 方法考虑了构造封存、残余气封存和溶解封存等封存机制，其结果更符合实际情况。综上所述，莺歌海盆地和琼东南盆地咸水层的 CO_2 封存潜力分别为 7.96×10^{10} 和 4.40×10^{10} t，莺–琼盆地咸水层总的 CO_2 封存潜力为 1.24×10^{11} t，进一步验证了莺–琼盆地咸水层 CO_2 封存工业规模试点和示范项目的巨大潜力，为开展莺–琼盆地咸水层 CO_2 地质封存场地选址提供了依据。

关键词：CO_2 地质封存；莺–琼盆地；适宜性评价；数值模拟；封存潜力评价；咸水层

随着 CO_2 的过度排放，温室效应明显加剧，气候变化已经成为全球最严峻的挑战之一[1-3]。在 2030 年，中国的 CO_2 排放预计将达到 6.7×10^9 t，成为全球最大的二氧化碳排放国[4]。随着国际社会对中国减少 CO_2 排放的压力不断增加，深入研究和实施减排技术变得尤为重要。这不仅是对全球环境负责的表现，也是中国作为世界大国履行其国际减排承诺的必要行动[5]。碳捕集、利用与封存（carbon capture, utilization and storage，简称 CCUS）技术在实现大规模 CO_2 减排中扮演着关键角色。根据国际能源署 2014 年的研究报告，2010–2050 年，CCUS 技术将贡献约 14% 的 CO_2 减排量，是所有温室气体减排技术中贡献最大的单体技术[6]。在 CCUS 技术的实施过程中，CO_2 的地质封存是一个关键环节，分为陆地封存和海洋封存 2 种形式，其中海洋封存被认为是未来研究的一个重要方向[7-9]。研究表明，中国深部咸水层的 CO_2 地质封存潜力巨大，占封存潜力的 93% ~ 98%，远超油田、天然气田和煤层气田，因此咸水层 CO_2 地质封存是实现大规模二氧化碳地质封存的主要途径[10-11]。

著录信息：廖晋，金澳涵，李才，等. 莺–琼盆地咸水层二氧化碳地质封存适宜性及潜力评价［J］. 地质科技通报，2025，44（3）：344-352.
LIAO Jin, JIN Aohan, LI Cai, et al. Suitability and potential evaluation of geological storage of carbon dioxide in saline aquifers of Ying-Qiong Basin［J］. Bulletin of Geological Science and Technology, 2025, 44（3）: 344-352.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

在过去几十年中，一些商业规模的项目（如：Sleipner、In Salah 和神华示范工程等）证明了 CCUS 技术的可行性[12-14]。中国的 CO_2 封存技术发展较晚，目前主要集中于陆地项目。在海洋碳封存领域，中国示范性工程以及相关的选址经验较少，特别是大范围的封存靶区选址方面[15]。尽管存在这些挑战，中国近海区域可用于封存 CO_2 的储层巨大，碳储存能力远超陆地储层，并且由于近海地区工业发达，存在大量的 CO_2 排放源，可为 CO_2 封存提供极佳的条件[16]。2021 年 8 月中海油开展了我国首个海上 CO_2 封存示范工程，实现每年碳封存 30 万 t，该项目预计在南海珠江口盆地恩平 15-1 油田群海底储层中可永久封存 CO_2 超 146 万 t[17]。熊鹏飞等[18] 结合各地层岩心物性资料和三维地质模型，构建了北部湾盆地二级构造单元的储盖组合评价体系，在涠西南凹陷中优选出 2 套适宜咸水层封存 CO_2 的储盖组合，并以美国能源部（United States Department of Energy，简称 USDOE）法对有效封存潜力进行了评估，有效封存容量为 1.123×10^9 t。闫华敏等[15] 运用层次分析法和模糊综合评价相结合的方法，从封存安全性、封存规模、封存可行性 3 个方面考虑，对中国近海十大盆地的 CO_2 封存适宜性进行了整体评价，认为珠江口盆地和东海陆架盆地可作为 CO_2 近海封存的首选盆地。QIN 等[19] 采用不同的方法对中国北部渤海湾盆地、北部湾盆地和南部莺歌海盆地等近海咸水层的 CO_2 封存能力进行了评估，结果表明，渤海湾盆地、北部湾盆地和莺歌海盆地的 CO_2 封存潜力分别为 3.998×10^{10}，5.322×10^{10} 和 1.337×10^{10} t，这进一步验证了中国近海咸水层 CO_2 封存工业规模试点和示范项目的巨大潜力。尽管先前的研究已经从宏观角度评估了对中国近海盆地咸水层 CO_2 的封存潜力，但因各方评价方法不一致，结果差异甚大。

莺−琼盆地位于南海北部，是我国近海面积较大的新生代含油盆地，具有极为丰富的油气资源，为 CO_2 地质封存提供了潜在条件。因此，在开展 CO_2 地质封存方面，莺−琼盆地具备良好的地理和地质条件。通过分析莺−琼盆地地质特征，计算指标组成权重和适宜性得分对莺−琼盆地开展了 CO_2 地质封存适宜性评价，结合数值模拟获得的不同层系的有效封存系数，分别采用欧盟（European Commission，简称 EC）、USDOE 和碳收集领导人论坛（Carbon Sequestration Leadership Forum，简称 CSLF）方法评估莺−琼盆地咸水层 CO_2 的封存潜力，对指导莺−琼盆地深部咸水层 CO_2 地质封存选址具有重要意义。

1 莺−琼盆地区域地质特征

南海，位于欧亚、印支以及太平洋三大板块的交汇处，具有走滑−伸展构造的特性。该地区的盆地沉积类型多样，油气资源分布复杂，与墨西哥湾、北海地区类似，被认为是全球三大高温高压区域之一[20-22]。莺−琼盆地属于南海西北部大陆边缘的新生代沉积盆地，总面积约为 19×10^4 km^2[23]（图 1）。莺−琼盆地经历了早期断陷和晚期坳陷 2 个主要的演化阶段[24]，具有高温高压的地质特征，盆地内普遍存在的热流体活动对地温场造成了显著影响。莺歌海盆地平均地温梯度为 4.04℃/100 m；琼东南盆地平均地温梯度为 3.67℃/100 m[21]。相比之下，琼东南盆地的地温梯度略低于莺歌海盆地，表现为从岸线的浅水区向深水区逐渐增加的趋势。莺−琼盆地的异常压力现象主要归因于沉积过快所导致的欠压实效应[25]。在不同区域和深度下，地层压力表现出显著的差异性。莺歌海盆地中深部压力具有“南高北低、中央坳陷高斜坡区低”的格局。琼东南盆地高压主要发育于盆地西部崖 13-1 构造、崖南低凸起、乐东−陵水凹陷琼，东区为正常压力带。

2 咸水层 CO_2 地质封存适宜性评价

2.1 适宜深度和层系

为了保持 CO_2 处于超临界状态，即地层温度超过 31.1℃ 且压力大于 7.38 MPa，根据地温梯度与静水压的估算，普遍认为储集层的深度应该不小于 800 m。为确保 CO_2 稳定保持在超临界状态并利用其较高的溶解能力和良好的流动性来优化地质空间的使用效率，本研究将莺−琼盆地深部咸水层的 CO_2 地质封存的储层深度上限设定为 800 m。此外，ZHANG 等[25] 的研究表明，深度超过 3 500 m 储层不适宜进行 CO_2 地质封存，原因在于这些深度的储层普遍发育超压，存在大量的压实现象，不利于 CO_2 的注入和封存。谢玉洪等[26-27] 的研究表明，莺−琼盆地在深度 2 500 ~ 3 500 m 以下普遍发育超压现象，最高压力系数达 2.38，最高地温梯度为 56℃/km。因此，本研究认为，在当前阶段，莺−琼盆地咸水层 CO_2 地质封存的适宜深度范围应为 800 ~ 3 500 m。这一范围的确定考虑了 2 个主要因素：一是考虑 CO_2 的可注入性和稳定性；二是控制注气井的成本，因为随着注入深度的增加，储层受到的压实作用增强，钻井或注气的经济成本上升。

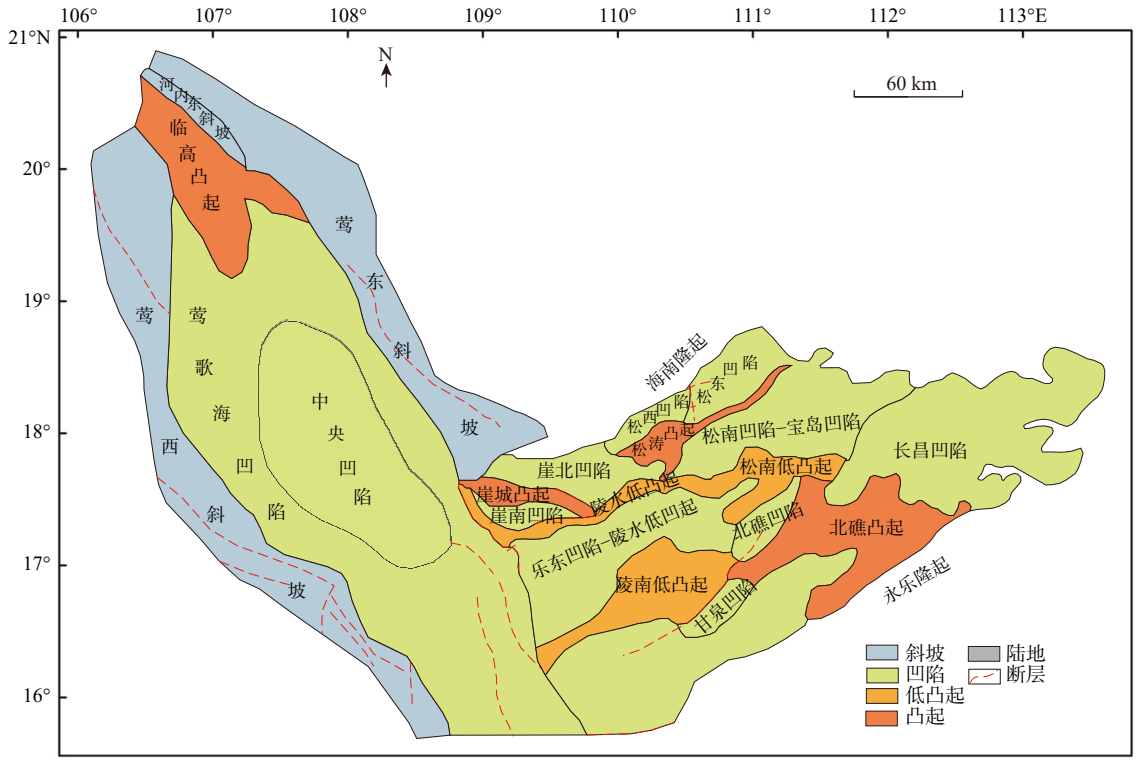


图 1　莺–琼盆地构造区划图

Fig. 1　Tectonic division map of Ying-Qiong Basin

莺–琼盆地的储层与盖层形成了多个有效的储盖组合，如图 2 所示。其中，陵水组三段的扇三角洲砂岩、黄流组的重力流沉积砂岩以及莺歌海组的重力流水道砂及浅海席状砂是主要储层，覆盖在这些储层之上的海相泥岩，尤其是莺歌海组泥岩体积分数大部分超过 80%，梅山组、三亚组、陵水组泥岩体积分数 41% ~ 50.9%，形成了有效的区域性盖层[21]。结合莺–琼盆地有利储盖层组合和 CO_2 地质封存适宜深度，初步划定莺歌海盆地 CO_2 地质封存有利层系为莺歌海组，琼东南盆地 CO_2 地质封存有利层系为莺歌海组–黄流组、梅山组–三亚组和陵水组，莺–琼盆地主要储层物性参数如表 1 所示。

2.2　适宜性评价

在开展 CO_2 地质封存适宜性评价过程中，首先需要针对目标地区建立评价指标体系。本研究主要参照国内外 CO_2 封存场地选址指标体系，并考虑目标地区的地质条件和中国的相关法律标准体系。该评价指标体系主要由 3 个层次的指标构成：指标层、指标亚层和具体指标(表 2)。

为确定评价指标体系中各个指标的权重，本研究采用层次分析法进行计算，计算过程包括以下步骤：分析各指标之间的关系，建立系统的层次结构；建立由各层次指标分值构成的判断矩阵并对重要性进行成对比较；对不同层次指标的判断矩阵求权向量(权重)并进行一致性检验；计算莺–琼盆地 CO_2 地质封存适宜性综合得分。结果表明：莺歌海盆地莺歌海组开展 CO_2 地质封存适宜性最好，其综合得分为 86.1；其次为琼东南盆地梅山组–三亚组和陵水组，两者综合得分分别为 74.4 和 72.5，琼东南盆地莺歌海组–黄流组适宜性略差，其综合得分为 69.2。

3　咸水层 CO_2 封存潜力评价

3.1　评价方法

咸水层 CO_2 地质封存是一个复杂的多相流过程，涉及多种物理和化学反应，如渗流、吸附、溶解和矿化等，给封存潜力的评价带来了一定的困难[6, 31]。理论封存能力是指封存能力的最大上限，假设整个孔隙空间都可以被进入并充分利用。然而，由于物理、技术、法规和经济等方面的限制，在实际工程中，有效封存能力是由理论封存量与有效封存系数的乘积决定的。自 20 世纪 90 年代起，国内外众多研究机构已就 CO_2 封存潜力的评估方法进行了深入研究。这些研究方法主要包含溶解度法、容量系数法、容积法和封存机理法等[12]。

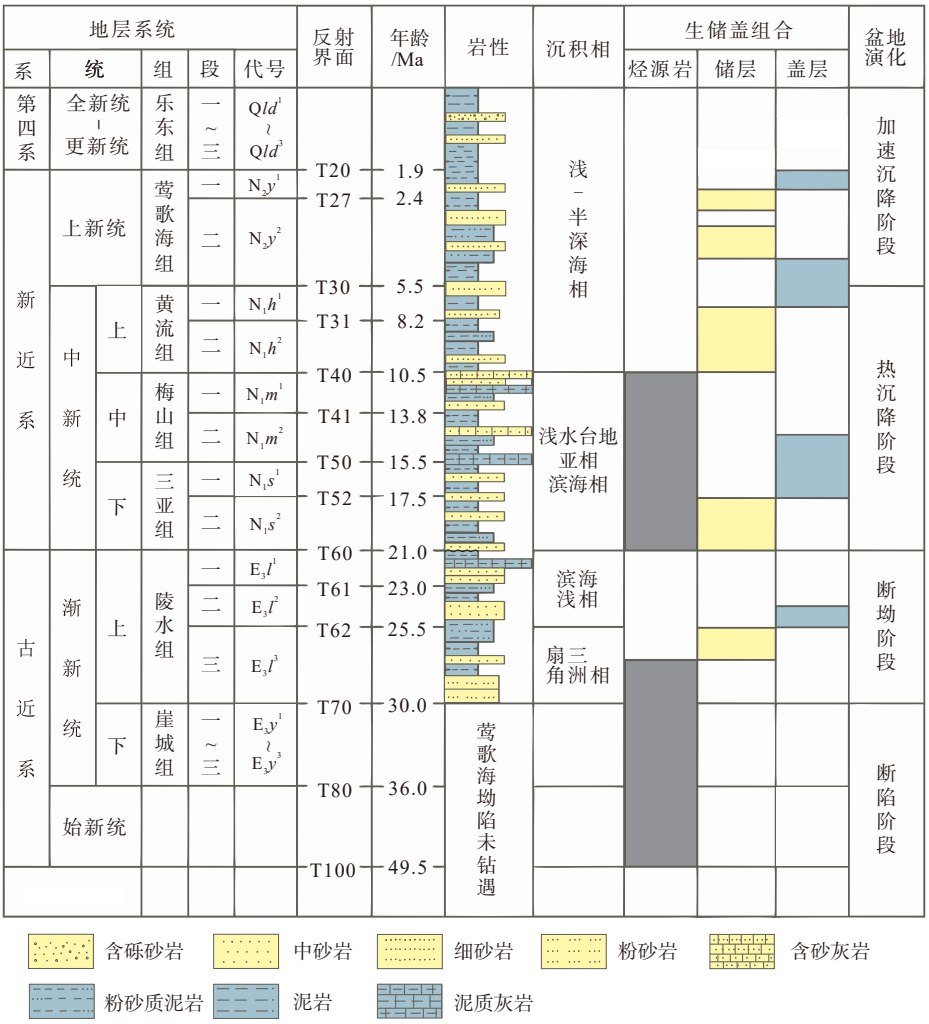


图 2　莺–琼盆地地层分布图

Fig. 2　Stratigraphic distribution map of Ying-Qiong Basin

表 1　莺–琼盆地主要储层物性参数[25, 28]

Table 1　Physical parameters of major reservoirs of Ying-Qiong Basin

盆地	主要储层	平均孔隙度	平均渗透率/10^{-3} μm^2	净毛比	地层厚度/m
莺歌海	莺歌海组	0.22 ~ 0.25	3.6 ~ 274.5	0.13	1270 ~ 3300
琼东南	莺歌海组–黄流组	0.15 ~ 0.225	11.7	0.13	473 ~ 3576
	梅山组–三亚组	0.16 ~ 0.18	2.3 ~ 1000	0.26	200 ~ 3000
	陵水组	0.13 ~ 0.16	69 ~ 111	0.28	100 ~ 4600

（1）欧盟（EC）计算方法

欧盟(EC)利用 KOIDE 等[32] 提出的面积法，对咸水层的 CO_2 封存潜力进行了估算研究，假定 CO_2 可以封存在封闭咸水层中的具有可压缩性的孔隙空间中，则咸水层的 CO_2 封存潜力可通过下式确定：

$$M_{CO_2} = A \times H \times ACF \times SF, \quad (1)$$

式中：M_{CO_2} 为 CO_2 在咸水层中的理论封存量，kg；A 为咸水层分布面积，km^2；H 为咸水层的有效厚度，m；ACF 为咸水层覆盖系数；SF 为 CO_2 埋存系数；本研究中 ACF 和 SF 的取值参照文献 [19]。

（2）美国能源部（USDOE）计算方法

美国能源部假设咸水层中所有的孔隙空间都可以用来储存 CO_2，注入的 CO_2 可完全驱替咸水，则咸水层中 CO_2 封存潜力可由下式计算[33]：

$$M_{CO_2} = \int \phi \times \rho_{CO_2} \times E \mathrm{d}V, \quad (2)$$

$$M_{CO_2} = \iiint \phi \times \rho_{CO_2} \times E \mathrm{d}x\mathrm{d}y\mathrm{d}z, \quad (3)$$

$$M_{CO_2} = A \times H \times \phi \times \rho_{CO_2} \times E, \quad (4)$$

式中：ρ_{CO_2} 为地层条件下 CO_2 的密度，kg/m^3；ϕ 为咸水层的平均孔隙度，%；E 为储层有效封存系数，%；V 为咸水层体积，m^2；x, y, z 分别为咸水层三维空间展布，m。

（3）碳收集领导人论坛（CSLF）计算方法

CSLF 方法根据不同的封存机制将咸水层中 CO_2 封存潜力分为 3 个部分：地质构造封存、残余气封存

表 2　莺–琼盆地咸水层 CO_2 地质封存适宜性评价[29-30]

Table 2　Suitability evaluation for CO_2 geological storage in saline aquifers of Ying-Qiong Basin

指标层	权重	指标亚层	权重	指标组成	权重
地质特征	0.2164	地壳稳定性	1.0	断裂特征	0.1434
				断裂封闭性	0.5246
				地震	0.2390
				火山	0.0930
储盖特征	0.6434	储层特征	0.4545	岩性	0.1111
				储层深度	0.2222
				储层厚度	0.2222
				孔隙度	0.2222
				渗透率	0.2223
		储盖组合	0.0910	—	—
		盖层特征	0.4545	岩性	0.3333
				分布连续性	0.3333
				单层厚度	0.1667
				累计厚度	0.1667
地温特征	0.0449	地温梯度	0.50	—	—
		地热流值	0.50	—	—
社会经济特征	0.0953	勘探程度	0.50	—	—
		基础条件	0.50	—	—

和溶解封存。不同封存机制的封存潜力可由下列公式计算[34]：

$$M_{CO_2s} = A \times H \times \phi \times (1 - S_{wirr}) \times \rho_{CO_2r}, \quad (5)$$

$$M_{CO_2r} = \Delta V_{trap} \times \phi \times S_{CO_2t} \times \rho_{CO_2r} \approx A \times H \times S_{CO_2t} \times \rho_{CO_2r}, \quad (6)$$

$$M_{CO_2d} = A \times H \times \phi \times (\rho_s X_{sCO_2} - \rho_i X_{iCO_2}) \approx A \times H \times \phi \times \rho_i \times S_{CO_2} \times m_{CO_2}, \quad (7)$$

$$M_{CO_2ts} = (M_{CO_2s} + M_{CO_2r} + M_{CO_2d}) \times E, \quad (8)$$

式中：M_{CO_2s} 为 CO_2 在咸水层中的理论构造封存量，kg；S_{wirr} 为残余水饱和度；M_{CO_2r} 为理论束缚气封存量，kg；ΔV_{trap} 为咸水层的体积，m^3；S_{CO_2t} 为咸水回流后被滞留的 CO_2 饱和度；M_{CO_2d} 为理论溶解封存量，kg；ρ_{CO_2r} 为地层条件下 CO_2 的密度，kg/m^3；ρ_s 为地层水被 CO_2 饱和时的密度，kg/m^3；ρ_i 为初始地层水的密度，kg/m^3；X_{sCO_2} 为地层水被 CO_2 饱和时的 CO_2 的平均质量分数；X_{iCO_2} 为初始地层水中的 CO_2 平均质量分数；S_{CO_2} 为咸水层中 CO_2 溶解度，mol/L；m_{CO_2} 为 CO_2 的摩尔质量，g/mol；M_{CO_2ts} 为咸水层总的 CO_2 封存量，kg。

3.2　评价参数

不论是 USDOE 还是 CSLF 方法，CO_2 有效封存系数 E 都是一个关键参数。然而，在深部咸水层中评估 CO_2 有效封存系数并不是一个直接或简单的过程。CO_2 有效封存系数是多相流动和传输过程、地层几何形状、地层非均质性、井位、CO_2 注入方案和地层孔隙度等因素的函数[35]。当前阶段下，确定 CO_2 有效封存系数是一个重大挑战，这需要大量的室内测试、数值模拟以及工程实践数据的支持。鉴于不同区域的地质条件差异显著，这种差异性对 CO_2 封存潜力的准确评估产生了不容忽视的影响[36]。因此，本研究结合莺–琼盆地前期储集体优选结果，对莺歌海组东方 5-2A 储集体、黄流组 CC1 储集体、三亚组 BD15 储集体、陵水组 YIN9 储集体开展 CO_2 地质封存的数值模拟研究，进而确定不同层位的 CO_2 有效封存系数，上述 4 个储集体网格剖分示意图见图 3。

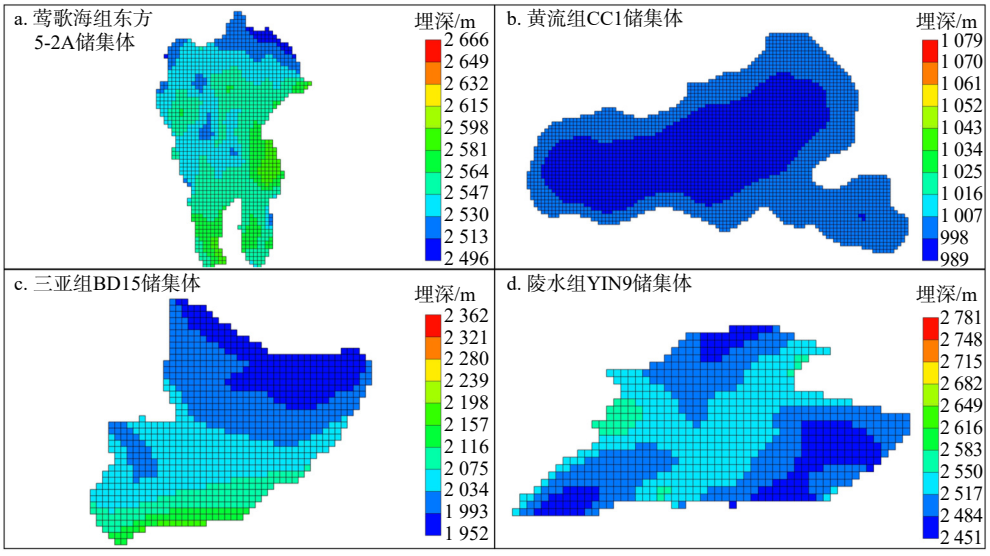


图 3　不同层系储集体网格剖分示意图

Fig. 3　Grid distribution diagram of reservoirs in different formations

3.3 评价结果

本研究的评价对象主要是莺−琼盆地咸水层 CO_2 地质封存的适宜层系，并分别基于 EC、USDOE 和 CSLF 3 种潜力评价方法估算了莺−琼盆地咸水层 CO_2 地质封存潜力。莺−琼盆地咸水层 CO_2 地质封存适宜层系封存量的计算参数见表 3。

表 3 莺−琼盆地咸水层 CO_2 地质封存适宜层系的封存量计算参数[25, 28]

Table 3 Parameters of CO_2 geological storage suitable formation in saline aquifers of Ying-Qiong Basin

计算参数	莺歌海盆地	琼东南盆地		
	莺歌海组	莺歌海组−黄流组	梅山组−三亚组	陵水组
净毛比	0.13	0.13	0.26	0.28
平均孔隙度	0.23	0.185	0.17	0.145
储层体积/km^3	153 069	46 710	43 135	4 051
地层温度/℃	92	80	100	120
地层压力/Mpa	21.6	24	30	36
CO_2密度/(kg·m^{-3})	559.03	653.93	635.04	654.87
CO_2溶解度/(mol·L^{-1})	1.032	1.178	1.270	1.362

EC 方法计算的莺−琼盆地咸水层 CO_2 总的有效封存量为 8.87×10^{10} t，其中莺歌海盆地的有效封存量为 5.57×10^{10} t，琼东南盆地的有效封存量为 3.30×10^{10} t；USDOE 方法计算的莺−琼盆地咸水层 CO_2 总的有效封存量为 1.08×10^{11} t，其中莺歌海盆地的有效封存量为 7.16×10^{10} t，琼东南盆地的有效封存量为 3.65×10^{10} t；CSLF 方法计算的莺−琼盆地咸水层 CO_2 总的有效封存量为 1.24×10^{11} t，其中莺歌海盆地的有效封存量为 7.96×10^{10} t，琼东南盆地的有效封存量为 4.40×10^{10} t，详细封存潜力评价结果见表 4。

结果表明，EC 的估算结果略小于 USDOE 和 CSLF 方法。USDOE 方法假定注入的 CO_2 会占用原来由咸水占据的孔隙，并引入了有效封存系数 E，这使得估算结果更加合理。除了咸水层体积的影响外，CSLF 方法还考虑了构造封存、残余气封存和溶解封存的影响，提高了评价结果的准确性。

表 4 莺−琼盆地 CO_2 封存潜力评价结果

Table 4 Results of CO_2 storage potential of Ying-Qiong Basin

盆地	有利层系	咸水层CO_2总的有效封存量/t		
		EC	USDOE	CSLF
莺歌海	莺歌海组	5.57×10^{10}	7.16×10^{10}	7.96×10^{10}
琼东南	莺歌海组−黄流组	9.11×10^{9}	1.10×10^{10}	1.30×10^{10}
	梅山组−三亚组	2.13×10^{10}	2.30×10^{10}	2.79×10^{10}
	陵水组	2.61×10^{9}	2.48×10^{9}	3.14×10^{9}
莺−琼	—	8.87×10^{10}	1.08×10^{11}	1.24×10^{11}

注：EC. European Commission，欧盟计算方法；USDOE. United States Department of Energy，美国能源部计算方法；CSLF. Carbon Sequestration Leadership Forum，碳收集领导人论坛计算方法

4 结 论

（1）通过咸水层 CO_2 地质封存适宜性评价研究，确定莺−琼盆地咸水层 CO_2 地质封存的适宜深度为 800 ~ 3 500 m，层次分析法结果表明在莺−琼盆地开展 CO_2 地质封存的适宜性以莺歌海盆地莺歌海组最好，其次为琼东南盆地黄流−梅山组和陵水组，琼东南盆地莺歌海−黄流组适宜性略差。

（2）有效封存系数 E 是评价咸水层 CO_2 地质封存潜力的关键参数，本研究通过对不同层系的储集体进行 CO_2 地质封存模拟研究，进而确定了不同层系的 CO_2 有效封存系数。

（3）CSLF 方法计算的莺歌海盆地咸水层的 CO_2 有效封存量为 7.96×10^{10} t，琼东南盆地 CO_2 有效封存量为 4.40×10^{10} t，莺−琼盆地咸水层的 CO_2 有效封存量为 1.24×10^{11} t，莺−琼盆地 CO_2 封存潜力巨大，具有深入开展 CCS 工程的广阔前景。相较于 ES 和 USDOE 方法，CSLF 方法考虑了构造封存、残余气封存和溶解封存的影响，提高了评价结果的准确性。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献：

[1] 李阳，黄文欢，金勇，等. 双碳愿景下中国石化不同油藏类型 CO_2 驱提高采收率技术发展与应用 [J]. 油气藏评价与开发，2021，11(6)：793-804.
LI Y, HUANG W H, JIN Y, et al. Different reservoir types of CO_2 flooding in Sinopec EOR technology development and application under "dual carbon" vision[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 793-804.（in Chinese with English abstract）

[2] 张海龙. CO_2 混相驱提高石油采收率实践与认识 [J]. 大庆石油地质与开发，2020，39(2)：114-119.
ZHANG H L. Practice and understanding of enhancing the oil recovery by CO_2 miscible flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(2): 114-119.（in Chinese with English abstract）

[3] 尹书郭，杨国栋，冯涛，等. 页岩储层物性参数对 CO_2 不同封存机制及封存量的影响 [J]. 高校地质学报，2023，29(1)：37-46.
YIN S G, YANG G D, FENG T, et al. Effects of physical parameters of shale on CO_2 storage capacity with different mechanisms[J]. Geological Journal of China Universities, 2023, 29(1): 37-46.（in

Chinese with English abstract)

[4] 杨红, 赵习森, 康宇龙, 等. 鄂尔多斯盆地 CO_2 地质封存适宜性与潜力评价 [J]. 气候变化研究进展, 2019, 15(1): 95-102.
YANG H, ZHAO X S, KANG Y L, et al. Evaluation on geological sequestration suitability and potential of CO_2 in Ordos Basin[J]. Climate Change Research, 2019, 15(1): 95-102. (in Chinese with English abstract)

[5] 赵晓亮, 廖新维, 王万福, 等. 二氧化碳埋存潜力评价模型与关键参数的确定 [J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 72-74.
ZHAO X L, LIAO X W, WANG W F, et al. Evaluative model of CO_2 geological sequestration and determination of key parameters[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(6): 72-74. (in Chinese with English abstract)

[6] 任相坤, 崔永君, 步学朋, 等. 鄂尔多斯盆地 CO_2 地质封存潜力分析 [J]. 中国能源, 2010, 32(1): 29-32.
REN X K, CUI Y J, BU X P, et al. Analysis on CO_2 storage potentiality in Ordos Basin[J]. Energy of China, 2010, 32(1): 29-32. (in Chinese with English abstract)

[7] 米立军. 全球海上 CO_2 封存现状及中国近海机遇与挑战 [J]. 中国海上油气, 2023, 35(1): 123-135.
MI L J. Current status of global CO_2 ocean sequestration and opportunities and challenges in China offshore areas[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(1): 123-135. (in Chinese with English abstract)

[8] 赵金洲, 郑建超, 任岚, 等. 海洋 CO_2 地质封存研究进展与发展趋势 [J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(1): 1-13.
ZHAO J Z, ZHENG J C, REN L, et al. Research progress and development trend of marine CO_2 geological storage[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(1): 1-13. (in Chinese with English abstract)

[9] 夏翠梅, 王楠, 刘景昱, 等. “碳中和”目标下海洋黑碳的源汇过程及其意义 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(2): 318-329.
XIA C M, WANG N, LIU J Y, et al. Source-sink processes of marine black carbon in the context of “carbon neutrality”[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(2): 318-329. (in Chinese with English abstract)

[10] GUO J Q, WEN D G, ZHANG S Q, et al. Potential and suitability evaluation of CO_2 geological storage in major sedimentary basins of China, and the demonstration project in Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica-English Edition, 2015, 89(4): 1319-1332.

[11] 贺陆胜, 万建华, 张建强, 等. CO_2 地质封存研究与中国 CO_2 地质封存潜力评述 [J]. 甘肃地质, 2024, 33(1): 59-71.
HE L S, WAN J H, ZHANG J Q, et al. CO_2 geological sequestration and evaluation of CO_2 geological sequestration potential in China[J]. Gansu Geology, 2024, 33(1): 59-71. (in Chinese with English abstract)

[12] ZHANG K, LAU H C, CHEN Z X. Extension of CO_2 storage life in the Sleipner CCS project by reservoir pressure management[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, 108: 104814.

[13] CAO W Z, SHI J Q, DURUCAN S, et al. Evaluation of shear slip stress transfer mechanism for induced microseismicity at in Salah CO_2 storage site[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2021, 107: 103302.

[14] 王永胜. CO_2 咸水层封存砂岩储层孔隙尺度变化规律及可注性研究: 基于神华 CCS 示范工程 [D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2021.
WANG Y S. Study on the variation of pore scale and injectability of CO_2 saltwater sequestered sandstone reservoir: Based on Shenhua CCS demonstration project[D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2021. (in Chinese with English abstract)

[15] 闫华敏, 李磊, 李林涛, 等. 基于层次分析法和模糊评价法的中国近海盆地 CO_2 封存适宜性评价 [J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(1): 79-93.
YAN H M, LI L, LI L T, et al. Suitability assessment on CO_2 storage in offshore basins of China based on AHP and fuzzy comprehensive evaluation[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(1): 79-93. (in Chinese with English abstract)

[16] 张振冬, 杨正先, 张永华, 等. CO_2 捕集与封存研究进展及其在我国的发展前景 [J]. 海洋环境科学, 2012, 31(3): 456-459.
ZHANG Z D, YANG Z X, ZHANG Y H, et al. Study progress on CO_2 capture and storage and development prospect in China[J]. Marine Environmental Science, 2012, 31(3): 456-459. (in Chinese with English abstract)

[17] 李春峰, 赵学婷, 段威, 等. 中国海域盆地 CO_2 地质封存选址方案与构造力学分析 [J]. 力学学报, 2023, 55(3): 719-731.
LI C F, ZHAO X T, DUAN W, et al. Strategic and geodynamic analysis of geo-sequestration of CO_2 in China offshore sedimentary basins[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2023, 55(3): 719-731. (in Chinese with English abstract)

[18] 熊鹏飞, 方小宇, 乐文喜, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷咸水层 CO_2 地质封存储盖优选及潜力评估 [J]. 煤炭学报, 2024, 49(5): 2405-2413.
XIONG P F, FANG X Y, LE W X, et al. Reservoir-cap combination optimization and potential evaluation of CO_2 geological storage in saline aquifer, in Wenxinan Sag of Beibu Gulf Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(5): 2405-2413. (in Chinese with English abstract)

[19] QIN J Z, ZHONG Q H, TANG Y, et al. CO_2 storage potential assessment of offshore saline aquifers in China[J]. Fuel, 2023, 341: 127681.

[20] 谢玉洪, 李绪深, 徐新德, 等. 莺-琼盆地高温高压领域天然气成藏与勘探大突破 [J]. 中国石油勘探, 2016, 21(4): 19-29.
XIE Y H, LI X S, XU X D, et al. Gas accumulation and great exploration breakthroughs in HTHP formations within Yinggehai-Qiongdongnan basins[J], China petroleum exploration, 2016, 21(4): 19-29. (in Chinese with English abstract)

[21] 罗盼, 高圆圆, 王后金, 等. 南海西南次海盆 V 型尖端地壳岩石圈最终裂解的特征及过程 [J]. 地质科技通报, 2023, 42(2): 234-246.
LUO P, GAO Y Y, WANG H J, et al. Characteristics and process of the final breakup of the crustal lithosphere at the V-shaped tip of the Southwest Subbasin in South China Sea[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(2): 234-246. (in Chinese with English abstract)

[22] 王振峰, 裴健翔, 郝德峰, 等. 莺-琼盆地中新统大型重力流储集

体发育条件、沉积特征及天然气勘探有利方向 [J]. 中国海上油气, 2015, 27(4): 13-21.
WANG Z F, PEI J X, HAO D F, et al. Development conditions, sedimentary characteristics of Miocene large gravity flow reservoirs and the favorable gas exploration directions in Ying-Qiong basins[J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(4): 13-21. (in Chinese with English abstract)

[23] 周杰, 胡林, 胡高伟, 等. 莺歌海盆地莺东斜坡带南段中深层断裂特征及控藏作用 [J]. 地球科学, 2023, 48(8): 3021-30.
ZHOU J, HU L, HU G W, et al. Characteristics of middle deep faults in the southern segment of the eastern belt of Yinggehai Basin and their controlling effect on natural gas accumulation[J]. Earth Science, 2023, 48(8): 3021-3030. (in Chinese with English abstract)

[24] 张旭友, 范彩伟, 郭小文, 等. 莺歌海盆地中央底辟带乐东区莺歌海组超压成因及相对贡献定量化评价 [J]. 地球科学, 2024, 49(10): 3547-3558.
ZHANG X Y, FAN C W, GUO X W, et al. Overpressure mechanisms and quantitative evaluation of the relative contribution for Yinggehai Formation in Ledong area of the central diapir zone, Yinggehai Basin[J]. Earth Science, 2024, 49(10): 3547-3558. (in Chinese with English abstract)

[25] ZHANG C M, ZHOU D, LI P C, et al. CO_2 storage potential of the Qiongdongnan Basin, northwestern South China Sea[J]. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2014, 4(6): 691-706.

[26] 谢玉洪, 刘平, 黄志龙. 莺歌海盆地高温超压天然气成藏地质条件及成藏过程 [J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 19-23.
XIE Y H, LIU P, HUANG Z L. Geological conditions and pooling process of high-temperature and overpressure natural gas reservoirs in the Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 19-23. (in Chinese with English abstract)

[27] 谢玉洪, 李绪深, 童传新, 等. 莺琼盆地高温超压天然气成藏理论与勘探实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
XIE Y H, LI X S, TONG C X, et al. Theory and exploration practice of high temperature overpressure gas accumulation in Ying-Qiong Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015. (in Chinese)

[28] 霍传林. 我国近海二氧化碳海底封存潜力评估和封存区域研究 [D]. 辽宁大连: 大连海事大学, 2014.
HUO C L. Study on the potential evaluation and the storage areas of the carbon dioxide seabed storage in offshore China[D]. Dalian Liaoning: Dalian Maritime University, 2014. (in Chinese with English abstract)

[29] 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 [J]. 第四纪研究, 2023, 43(2): 523-550.
QI S W, ZHENG B W, LU W, et al. Investigation of indexes system and suitability evaluation for carbon dioxide geological storage site[J]. Quaternary Sciences, 2023, 43(2): 523-550. (in Chinese with English abstract)

[30] 文冬光, 郭建强, 张森琦, 等. 中国二氧化碳地质储存研究进展 [J]. 中国地质, 2014, 41(5): 1716-1723.
WEN D G, GUO J Q, ZHANG S Q, et al. The progress in the research on carbon dioxide geological storage in China[J]. Geology in China, 2014, 41(5): 1716-1723. (in Chinese with English abstract)

[31] 肖贝, 陈磊, 杨骁, 等. 准噶尔盆地深部咸水层 CO_2 地质封存适宜性及潜力评价 [J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(6): 120-127.
XIAO B, CHEN L, YANG H, et al. Suitability and potential evaluation of CO_2 geological storage in deep saline aquifers of Junger Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(6): 120-127. (in Chinese with English abstract)

[32] KOIDE H, TAKAHASHI M, TSUKAMOTO H, et al. Self-trapping mechanisms of carbon dioxide in the aquifer disposal[J]. Energy Conversion and Management, 1995, 36(6/7/8/9): 505-508.

[33] U. S. Department of Energy. Carbon sequestration atlas of the United States and Canada[M]. Washingto United States: U. S. Department of Energy, 2008.

[34] 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.

[35] WANG Y, ZHANG K N, WU N Y. Numerical investigation of the storage efficiency factor for CO_2 geological sequestration in saline formations[J]. Energy Procedia, 2013, 37: 5267-5274.

[36] GUO B Y, WEI N, SONG J Z, et al. Prediction of the maximum allowable bottom hole pressure in CO_2 injection wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156: 575-581.

Summary for “莺-琼盆地咸水层二氧化碳地质封存适宜性及潜力评价”

Suitability and potential evaluation of geological storage of carbon dioxide in saline aquifers of Ying-Qiong Basin

LIAO Jin[1]，JIN Aohan[2]，LI Cai[1]，WANG Quanrong[2*]

1. CNOOC Limited Hainan, Haikou 570100, China；
2. School of Environment Studies, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430078, China

First author，E-mail：liaoj@cnooc.com.cn

* Corresponding author， E-mail：wangqr@cug.edu.cn

Abstract：[**Objective**] Excessive carbon dioxide (CO_2) emissions have led to global climate variability, resulting in a series of environmental challenges. As a critical technology for reducing CO_2 emissions, carbon capture, utilization, and storage (CCUS) plays a significant role in mitigating large-scale CO_2 emissions. The application of CO_2 storage in saline aquifers, particularly in offshore China, offers promising prospects with substantial technical and economic potential. [**Methods**] To address the uncertainties regarding favorable areas and CO_2 storage potential in saline aquifers of Ying-Qiong Basin, this study evaluates the geological suitability for CO_2 storage by calculating the weights of key components and the suitability score based on the basin's geological characteristics. Additionally, the CO_2 storage potential is assessed using effective CO_2 storage coefficients obtained through numerical simulation and various storage potential calculation methods. [**Results**] The results indicate that the storage capacity determined by the EC method is lower than that obtained using the USDOE and CSLF methods. Since the CSLF method accounts for storage mechanisms such as geological structure storage, residual gas storage, and dissolution storage, its results are more reasonable. The CO_2 storage potential in saline aquifers of Ying-Qiong Basin and Qiongdongnan Basin is estimated to be 7.96×10^{10} and 4.40×10^{10} t, respectively. The total CO_2 storage potential in Ying-Qiong Basin's saline aquifers is 1.24×10^{11} t, further confirming the significant potential for industrial-scale pilot and demonstration projects. [**Conclusion**] This provides a solid foundation for future CO_2 storage initiatives in saline aquifers of Ying-Qiong Basin.

Key words: CO_2 geological storage； Ying-Qiong Basin； suitability evaluation； numerical simulation； storage potential evaluation； saline aquifer

Received：2024-06-30；Revised：2024-08-31；Accepted：2025-03-03

doi：10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240366