

doi: 10.19388/j.zgdzdc.2021.04.11

引用格式: 刘廷, 马鑫, 刁玉杰, 等. 国内外 CO₂ 地质封存潜力评价方法研究现状[J]. 中国地质调查, 2021, 8(4): 101–108.
(Liu T, Ma X, Diao Y J, et al. Research status of CO₂ geological storage potential evaluation methods at home and abroad[J]. Geological Survey of China, 2021, 8(4): 101–108.)

国内外 CO₂ 地质封存潜力评价方法研究现状

刘廷, 马鑫, 刁玉杰, 金晓琳, 付杰, 张成龙

(中国地质调查局水文地质环境地质调查中心, 河北保定 071051)

摘要: 碳捕集与封存(Carbon Capture and Storage, CCS)技术作为缓解全球气候变暖、减少 CO₂ 排放的有效路径之一, 其潜力评估至关重要。目前 CCS 技术主要包括 CO₂ 强化石油(天然气)开采封存技术、CO₂ 驱替煤层气封存技术以及咸水层 CO₂ 封存技术 3 类。各类封存技术利用了不同的封存机制, 其潜力评估方法也略有差别。油气藏封存和咸水层封存主要利用了构造圈闭储存、束缚空间储存、溶解储存、矿化储存等封存机制, 煤层气封存主要利用了吸附封存机制。国内外学者和机构针对各类封存技术提出了相应的计算方法, 依据其计算原理可归纳为 4 类: 物质平衡封存量算法、有效容积封存量算法、溶解机制封存量算法以及考虑多种捕获机制的综合封存量算法。通过对各类经典方法及其计算原理进行综述, 剖析潜力封存量计算方法的内涵原理和应用场景, 分析了 CO₂ 地质封存潜力评价方法在实际应用中面临的问题, 有助于提升我国的 CCS 潜力评价质量。

关键词: CO₂ 地质封存; 主流技术; 封存机制; 潜力评价方法

中图分类号: X14; X196; P618.130.2

文献标志码: A

文章编号: 2095–8706(2021)04–0101–08

0 引言

工业时代以来, 温室气体的排放导致全球气温显著上升, 给地球环境带来了严重威胁, 碳减排是缓解这一威胁的必由之路。随着经济发展和人口增加, 碳减排的压力与日俱增, 碳捕集与封存(Carbon Capture and Storage, CCS)作为一项重要的碳减排技术, 在实现将全球平均气温升幅控制在工业水平的 2℃ 内的目标中起着重要作用^[1], 被认为是有效缓解全球气候变暖、大量减少 CO₂ 排放的最可行路径之一^[2–4]。

早在 20 世纪 80 年代, 世界各国就已经开始了 CCS 技术的研究及工程示范^[5], 我国在 21 世纪初也开展了一些相关技术的理论研究及实践, 对全国各大盆地的 CCS 封存潜力进行了评价^[6–17], 并开展了一些 CO₂ 地质封存工程, 例如: 神华集团鄂尔多斯咸水层 CO₂ 封存示范工程、中国石油吉林油田提高采收率试点项目、中国石化胜利油田碳捕集利

用与封存试点项目、延长油田碳捕集利用与封存试点项目、中国石油新疆彩南油田 CO₂ 驱水与地质封存先导性试验工程等^[18]。随着我国碳排放压力剧增, 亟待开展大规模的 CCS 碳减排工作。

中国承诺力争于 2030 年前实现碳达峰, 努力争取于 2060 年前实现碳中和。中国是碳排放大国, 要实现 2030 年碳达峰的目标减排压力巨大, 对 CCS 技术有着迫切的需求。在开展规模化的 CCS 工程之前, 面临的首要问题是对全国的 CO₂ 地质封存潜力作出合理有效的前期评价, 为产业布局和规划提供支撑。本文通过总结近年来国内外的主流 CCS 技术及其机理, 从计算原理出发对 CO₂ 地质封存潜力的计算方法进行了分类综述, 拟为开展全国性的 CO₂ 封存潜力评价工作提供参考。

1 主流技术及其封存机理

早期的 CCS 技术包括海洋储存、地质储存和表

层矿物碳酸盐化,受理论技术、环境风险及政策法规等因素的限制,目前 CCS 仅指 CO₂ 在地质介质中的储存。实际应用的技术手段主要包括 CO₂ 强化石油(天然气)开采(Enhanced Oil(Gas) Recovery, EOR/EGR)封存技术、CO₂ 驱替煤层气(Enhanced Coal Bed Methane, ECBM)封存技术和咸水层 CO₂ 封存技术^[7, 19-21]。而这 3 类主流技术的封存机理也存在一定差异。

1.1 CO₂ 强化石油(天然气)开采封存技术

向地下油气藏注入流体,增加地下流体压力,提高油气采收率的助采技术已经被广泛应用于油气开采行业,CO₂ 替代常规注入流体驱替油气的技术不仅提高了油气采收率,同时也降低了 CO₂ 地质封存的

成本。其基本原理是向油气储层注入 CO₂ 来降低油的黏度和界面张力^[22],进而推动地下油气向井口运移。CO₂ 的注入可以弥补油气开采造成的储层压力下降,替换孔隙中的油气,在增加油气采收率的同时封存 CO₂。注入的 CO₂ 与油气流体部分混合,提升油气流体的压力,降低其黏度,使油气更易于开采。在 CO₂ 强化石油(天然气)开采封存的过程中,CO₂ 大部分储存在地下的构造空间和束缚空间,一部分溶解于地下残余流体中,少部分矿化封存于地下岩石中(图 1)^[23],也有部分 CO₂ 随着油气流被回采至地面。

该技术在 CCS 领域应用较多,目前国内外开展的封存工程大多为强化油气开采封存工程,技术较为成熟。

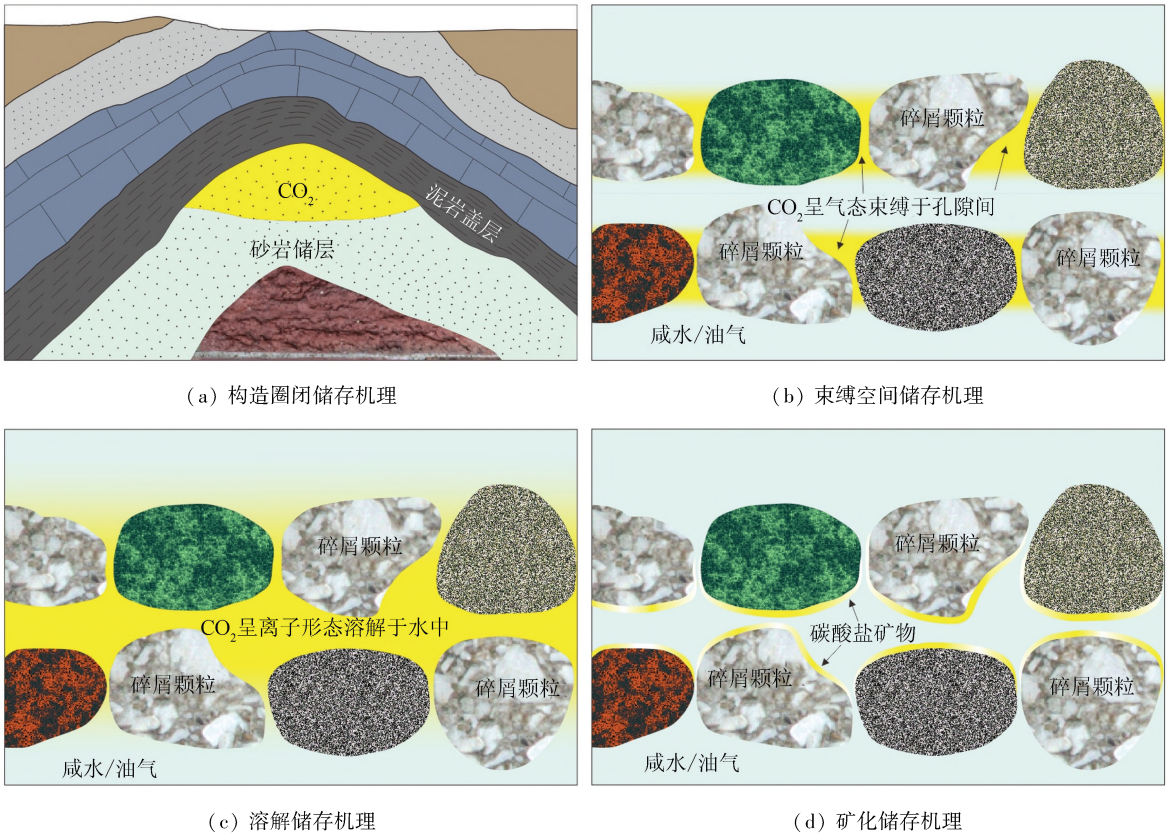


图 1 CO₂ 在油气藏/深部咸水层中的储存机理^[23]

Fig. 1 Mechanism of CO₂ storage in oil and gas/deep saline aquifer reservoir^[23]

1.2 CO₂ 驱替煤层气封存技术

CO₂ 驱替煤层气封存技术主要针对的是地下深部的不可采含气煤层,此类煤层顶板大多发育泥岩或页岩等非渗透性岩层,通过向煤层中注入 CO₂ 驱替置换煤层裂隙或孔隙中赋存的煤层气,可以在封存 CO₂ 的同时辅助采集煤层气,而开采煤层气产生

的经济效益可以在一定程度上降低 CO₂ 的封存成本^[24-25]。

煤层气的主要成分是 CH₄,煤层对 CO₂ 的吸附能力约是对 CH₄ 的吸附能力的 2 倍,该技术利用煤层中 CO₂ 与 CH₄ 之间存在竞争吸附关系,注入的 CO₂ 在通过竞争吸附置换出 CH₄ 的同时被封存于煤

层之中。吸附是煤层封存 CO₂ 的主要机制,也是煤层封存 CO₂ 不同于其他封存技术的特点之一[19, 26]。

CO₂ 驱替煤层气封存技术目前还尚未成熟,部分技术问题有待解决,还需要进一步研究,如注入 CO₂ 会导致煤层渗透性降低,使 CO₂ 无法继续注入。此外,不可采煤层的判定受特定时期经济和技术条件限制,随着经济技术发展,不可采煤层可以转变为可采煤层,而一旦注入 CO₂ 未来就难以被重新开采利用[27-28]。

1.3 咸水层 CO₂封存技术

在地下深部分布有大量的含卤水地层,这些含卤水地层大多没有经济利用价值,但可以用来储存 CO₂。注入深部地层的 CO₂ 在多孔介质中扩散,驱替地层水,在发生一系列物理和化学作用后被封存于地下。封存机制包括构造圈闭储存、束缚空间储存、溶解储存以及矿化储存(图 1)。此外,即使上述机制无法捕获 CO₂,在某些有利条件下,地层内流体的流速较低,CO₂ 流体运移到地表需要上百万年。大量 CO₂ 可以通过这种方法被潜在储存,这种方式称为流体动力捕获机制[28]。

咸水层 CO₂封存技术充分利用了 CO₂ 的超临界性质[24],CO₂ 在超临界状态(温度不低于 31.1℃,压力不小于 7.38 MPa)下会转变为一种超临界流体,此时的 CO₂ 具有像液体一样的高密度(约为大气压下密度的 80~400 倍)和像气体一样的流动性,能够在地层中大量迅速地运移并占据地层的孔隙或裂隙空间[29]。CO₂ 的超临界性质使咸水层中少量的孔隙便能存储相当规模的 CO₂。相关研究表明在当前主流的 CO₂ 地质封存技术中,深部咸水层的潜力封存量最大[28],深部咸水层的 CO₂ 储存潜力可达 400~10 000 Gt,枯竭油气田潜力为 920 Gt,不可开采煤层潜力为 415 Gt[7]。张洪涛等[30]2005 年估算的中国 CO₂ 地质潜力封存量约为 1 454.8 Gt,其中深部咸水层封存量就达到 1 435 Gt,约占总量的 98.64%,由此可见深部咸水层 CO₂ 地质封存的潜力巨大,对我国 CCS 潜力评价有着重要意义。

2 CO₂地质封存量计算方法

CO₂地质封存量分为理论封存量、有效封存量、实际封存量和匹配封存量 4 个层次[5],各层次封存

量对应不同的工作阶段,本文旨在通过对理论封存量计算方法进行综述,为我国盆地级、区域级的 CCS 潜力评价工作提供参考。

CO₂封存机理的差异导致其封存量的计算方法也不尽相同。不同学者根据对各类技术和封存机理的认识提出了相应的封存量计算方法,包括物质平衡封存量算法、有效容积封存量算法、溶解机制封存量算法以及考虑多种捕获机制的综合封存量算法,下面按照计算理论分类对这些方法进行综述。

2.1 物质平衡封存量算法

物质平衡封存量算法主要应用于油气藏和不可采煤层的 CO₂ 封存量计算。其理论建立在“油气或煤层气开采所让出的空间被等量 CO₂ 占据”的理想假设之上,只关注理论存储体积,不考虑 CO₂ 溶解等捕获机制。该方法主要通过将可采油气资源量换算为储层原位条件下的空间体积,利用储层条件下的 CO₂ 密度进一步换算为潜力封存量。

基于物质平衡计算理论,碳封存领导人论坛(Carbon Sequestration Leadership Forum,CSLF)给出了油气藏和不可采煤层的 CO₂ 潜力封存量计算公式[31]。

油藏潜力封存量计算公式为

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r} \left(\frac{R_i \cdot V_{OoIP}}{B_i} - V_{iw} + V_{pw} \right), \quad (1)$$

气藏潜力封存量计算公式为

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r} \cdot R_i (1 - F_{IG}) V_{OGIP} \left(\frac{P_r Z_r T_r}{P_s Z_s T_s} \right), \quad (2)$$

根据储层几何形状参数(面积和厚度)改进的油气藏中 CO₂ 潜力封存量计算公式为

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r} [R_i \cdot A \cdot h \cdot \varphi (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pw}] \quad (3)$$

式(1)-(3)中: M_{CO_2t} 为 CO₂ 潜力封存量,kg; ρ_{CO_2r} 为地层条件下 CO₂ 的密度,kg·m⁻³; R_i 为采收率; A 为油气藏面积,m²; h 为油气藏有效厚度,m; φ 为平均孔隙度; S_w 为储层平均含水饱和度,1- S_w 表示含油气饱和度; F_{IG} 为井口采收 CO₂ 的气体占比; P 为压力,MPa; T 为温度,K; Z 为气体压缩因子; 下标 r 和 s 分别表示油藏条件和地表条件; B_i 为地层体积因子(单位质量原油标准条件下体积与

地层原位条件下体积之比); V_{OoIP} 和 V_{OGIP} 分别为石油和天然气原始地质储量, m^3 ; V_{iw} 和 V_{pw} 是注入水和产出水的量, m^3 。

不可采煤层 CO_2 潜力封存量计算公式为

$$M_{\text{CO}_2\text{t}} = \rho_{\text{CO}_2\text{s}} \cdot A \cdot h \cdot \bar{n}_c \cdot G_c (1 - f_a - f_m) \quad (4)$$

式中: $M_{\text{CO}_2\text{t}}$ 为 CO_2 潜力封存量, kg ; $\rho_{\text{CO}_2\text{s}}$ 为标准条件下 CO_2 的密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; A 为煤层面积, m^2 ; h 为煤层有效厚度, m ; \bar{n}_c 为原煤密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; G_c 为每单位质量煤炭所含煤层气的体积, $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$; f_a 和 f_m 分别为煤的灰分和水分质量分数。该算式假设煤层中的煤层气完全被 CO_2 解吸置换。

2.2 有效容积封存量算法

有效容积封存量算法是基于地质体有效储集空间的概念建立起来的,其方法原理是通过计算有效储集空间,包括构造储集空间和束缚储集空间,利用有效储集空间与储层条件下的 CO_2 密度计算得到 CO_2 有效封存量。该方法可应用于油气藏、不可采煤层和咸水层的 CO_2 潜力封存量计算。

在油气藏潜力封存量计算方面,美国能源部 (United States Department of Energy, US - DOE) 提出了利用油气藏孔隙体积结合存储效率因子计算 CO_2 潜力封存量的计算方法^[27]。公式为

$$M_{\text{CO}_2\text{t}} = \rho_{\text{CO}_2\text{r}} \cdot A \cdot h \cdot \varphi (1 - S_w) B \cdot E \quad (5)$$

式中: $M_{\text{CO}_2\text{t}}$ 为 CO_2 潜力封存量, kg ; $\rho_{\text{CO}_2\text{r}}$ 为地层条件下 CO_2 的密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; A 为油气藏面积, m^2 ; h 为油气藏有效厚度, m ; φ 为平均孔隙度; S_w 为储层平均含水饱和度, $1 - S_w$ 表示含油气饱和度; B 为体积系数 (单位质量的油气在油藏压力下的体积与其在标准大气压下的体积之比); E 为存储效率因子 (储存的 CO_2 体积与采出原油的体积之比)。

对于不可采煤层,有效容积与煤层特有的吸附机制密切相关。US - DOE 利用极限吸附空间作为有效容积,提出了不可开采煤层 CO_2 潜力封存量的计算方法^[27]。公式为

$$M_{\text{CO}_2\text{t}} = A \cdot h_g \cdot C_{\text{smax}} \cdot \rho_{\text{CO}_2\text{s}} \cdot E_{\text{coal}} \quad (6)$$

式中: $M_{\text{CO}_2\text{t}}$ 为 CO_2 潜力封存量, kg ; A 为评价区面积, m^2 ; h_g 为评价区煤层厚度, m ; C_{smax} 为单位体积原煤最大吸附的 CO_2 在标准条件下的体积 (假设注入后煤层 CO_2 完全饱和); $\rho_{\text{CO}_2\text{s}}$ 为标准温压条件下 CO_2 的密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; E_{coal} 为煤层的 CO_2 存储效率

因子。

该计算方法中的关键参数是 C_{smax} 和 E_{coal} 。煤在饱和状态下的最大 CO_2 吸附量 (C_{smax}) 取决于煤的特性及温度。 E_{coal} 为煤层的 CO_2 储存效率因子,反映 CO_2 接触的煤体积占总煤体积的比例。该算式中 $A \cdot h_g$ 部分计算的是不可采煤层体积,实际应用中根据已有数据情况,可以通过煤炭资源储量和原煤密度计算取得。相关研究认为在 10% ~ 90% 的置信区间内,煤层 CO_2 存储效率因子 (E_{coal}) 的取值范围在 21% ~ 48% 之间^[27]。

对于咸水层,US - DOE 给出了一个相对简单的计算公式^[32]。公式为

$$M_{\text{CO}_2\text{t}} = A \cdot h_g \cdot \varphi \cdot \rho_{\text{CO}_2\text{r}} \cdot E \quad (7)$$

式中: $M_{\text{CO}_2\text{t}}$ 为 CO_2 潜力封存量, kg ; A 为评价区总面积, m^2 ; h_g 为评价区储层有效厚度, m ; φ 为评价区储层平均孔隙度; $\rho_{\text{CO}_2\text{r}}$ 为地层条件下 CO_2 的密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; E 为存储效率因子。

存储效率因子 (E) 是有效封存量与理想条件下理论封存量之间的比值,用于矫正理想储层的厚度、面积、孔隙度与有效储层厚度、有效面积、有效孔隙度之间的差异。存储效率因子受储层地质特征、储存机理、地球化学、压力、温度、相对渗透率等多因素的影响,与 US - DOE 的方法类似,CSLF 也提出了基于有效容积理论的咸水层封存潜力计算方法^[28]。公式为

$$M_{\text{CO}_2\text{t}} = \rho_{\text{CO}_2\text{r}} \cdot A \cdot h \cdot \varphi (1 - S_{\text{wirr}}) C_c \quad (8)$$

式中: $M_{\text{CO}_2\text{t}}$ 为咸水层 CO_2 潜力封存量, kg ; $\rho_{\text{CO}_2\text{r}}$ 为地层条件下的 CO_2 密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; A 为评价区面积, m^2 ; h 为平均厚度, m ; φ 为平均孔隙度; S_{wirr} 为束缚水饱和度; C_c 为容量系数,包含了圈闭非均质性、 CO_2 浮力和波及效率的累积效应。

其他学者也利用有效容积理论提出了不同的计算公式^[33],但本质都是通过计算有效封存体积的方法评估 CO_2 潜力封存量。US - DOE 和 CSLF 方法由于理论可靠,计算简便被广泛推广和应用。

2.3 溶解机制封存量算法

上述 US - DOE 和 CSLF 方法中,在估算咸水层 CO_2 潜力封存量时只考虑了构造圈闭封存机制和束缚空间封存机制,没有考虑咸水中的 CO_2 溶解和矿物沉淀。注入深部地层的 CO_2 溶解于咸水并发生化学反应,进而形成碳酸盐矿物是一个复杂的过程,与温度、压力、水化学以及 CO_2 与地层中水岩之

间的接触效率等因素相关^[28],且时间尺度在数百至数千年之间,CO₂溶解发生在注入的早期阶段,其封存量不容忽视^[34]。

Bachu 等^[29]认为在盆地和区域尺度上可利用 CO₂的溶解机制估算咸水中的 CO₂理论储存能力。计算公式为

$$M_{CO_2t} = Ah\varphi(\rho_s X_s^{CO_2} - \rho_o X_o^{CO_2})C \quad (9)$$

式中: M_{CO_2t} 为 CO₂潜力封存量,kg; A 为含水层面积,m²; h 为含水层厚度,m; φ 为平均孔隙度; ρ_s 为地层水 CO₂饱和时的密度,kg · m⁻³; ρ_o 为初始状态下的地层水密度,kg · m⁻³; $X_s^{CO_2}$ 为地层水 CO₂饱和时的 CO₂质量分数; $X_o^{CO_2}$ 为初始状态下地层水的 CO₂质量分数; C 表示所有影响 CO₂在含水层中扩

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r}[E_R \cdot A \cdot h \cdot \varphi(1 - S_{wi}) - V_{iw} + V_{pw} + C_{ws}(A \cdot h \cdot \varphi \cdot S_{wi} + V_{iw} - V_{pw}) + C_{os}(1 - E_R)A \cdot h \cdot \varphi(1 - S_{wi})] \quad (10)$$

式中: M_{CO_2t} 为 CO₂潜力封存量,kg; ρ_{CO_2r} 为 CO₂在油藏条件下的密度,kg · m⁻³; E_R 为原油的采收率; A 为油藏面积,m²; h 为油藏厚度,m; φ 为油藏平均孔隙度; S_{wi} 为油藏束缚水饱和度; V_{iw} 为注入油藏的水量,m³; V_{pw} 为从油藏产出的水量,m³; C_{ws} 为 CO₂在水中的溶解系数; C_{os} 为 CO₂在油中的溶解系数。

3 实际应用中面临的问题

上述理论封存量计算公式多年来被广泛用于盆地级、区域级 CO₂地质封存量潜力的计算,但在实际应用中研究人员发现不同计算方法的结果差异较大,导致这些差异的主要原因有 2 个:一是计算公式中引入的存储效率因子取值问题,存储效率因子受多种因素影响,不同计算方法对其定义不同,其内在影响机理尚无定论,目前还难以精准计算;二是由于储层的非均质性,孔隙度与厚度等数据通常选取区域平均值,这也会给计算结果带来一定影响。

针对存储效率因子的取值问题国内外学者开展了大量研究,到目前为止还未形成公认的计算方法,各自所得的存储效率因子(E)也不尽相同,且差异较大,例如:CSLF^[37]提出的 E 取值为 1% ~ 4%; Van 等^[33]认为 E 取 2% 更加可靠; US - DOE^[32]提出 E 的取值为 0.8% ~ 6%; 国际能源机构温室气体研发计划中心^[38]提出 E 取值为 2.4% ~

散和溶解的因素的综合。

2.4 考虑多种捕获机制的综合封存量计算法

上述 3 类计算方法只考虑了单一封存机制,但 CO₂在深部地层中的封存量受多种机制共同影响,在咸水层中除构造圈闭封存和孔隙束缚外,溶解于地下咸水中的 CO₂占比较大,有学者在封存模拟研究中发现忽略溶解的影响会导致存储容量被低估高达 16%^[35]。

基于此认识,Bachu 等^[36]提出了一种注水开发油藏的 CO₂理论封存量计算方法,沈平等^[5]基于 Bachu 等的计算方法提出了考虑 CO₂溶解的注水开发油气藏的 CO₂理论封存量计算公式。公式为

10%。我国学者针对 E 的取值也作了相应研究,刁玉杰等^[23]建立了主要影响参数与 E 值的评判矩阵来获得 E 的取值,并与前人数值模拟研究结果相互验证以提升可信度。我国地质背景复杂,各大盆地储层参数差异较大,有必要开展相关模拟和实验研究,提出我国的评价参数获取方法以确定相对精准、可靠的存储效率因子。在无法定量表达存储效率因子与地层温度、地层压力、地层水矿化度等影响因素之间函数关系的情况下,可基于国内外大量的 CCS 工程样本,探索利用机器学习方法获取有效存储效率因子。

非均质储层取平均值的计算对潜力评价结果的影响较大。相比于各类方法的选择,地层参数的不确定性对评价结果的影响更大^[39],选择平均化地层参数评价 CO₂封存潜力的结果往往与实际偏差较大,极大降低了评价结果的可信度。实际工作中,部分地区过往已开展过详细的深部地层划分、物探、钻探等地质工作,获取了计算 CO₂潜力封存量的相关参数,这些地区的潜力封存量计算结果较为可信。其他地区由于缺乏相关的地质勘查数据资料,或仅有埋深、厚度、分布范围等基本地层资料,缺乏评价必须的孔隙度等参数,其潜力封存量计算结果可信度相对较低。因此,本文提出针对盆地级或区域级的 CO₂封存潜力评价工作可根据掌握资料的详细程度,进一步划分为预测潜力封存量、控制潜力封存量、探明潜力封存量 3 个等级,以此提升评价结果的可用性,具体分类

及定义见表 1。

表 1 潜力封存量类别划分

Tab.1 Classification table of potential storage capacity		
封存量类别	勘查程度	可信度
探明潜力 封存量	全面掌握评价区地层资料,并且有多眼钻孔获取潜力储层孔隙度、渗透率等物性参数,能够准确地刻划储层,储层物性较均一或勘探精度足以准确描述储层的物性参数变化	较高
控制潜力 封存量	基本掌握评价区地层资料,评价单元内有少量钻孔获取潜力储层孔隙度、渗透率等物性参数,能够较准确地刻划储层,可基于少量钻孔数据推测整个评价区储层的物性参数	一般
预测潜力 封存量	仅有地震等初步勘探资料,无钻孔资料,或仅有少量钻孔控制地层,无储层参数,根据区域地质条件分析与相邻地区类比,间接推测相关参数	较低

4 结论与展望

(1)CO₂地质封存潜力评价结果受评价方法、地层参数和存储效率因子的综合影响。在潜力评价中应充分收集已有数据,研判封存机制,优选评价方法,加强对存储效率因子的测试和研究,提升评价结果质量。

(2)在开展盆地级或区域级的 CO₂地质封存潜力评价时,可依据勘查程度和研究水平,按照预测潜力封存量、控制潜力封存量和探明潜力封存量 3 个层次进行评价,提升结果的可用性。

(3)随着未来 CCS 规模化应用,工程样本的增加将为存储效率因子等参数的研究提供大量个案,有望突破存储效率因子获取方法。可以通过机器学习技术开展研究,提升潜力评价的可信度。

(4)潜力评价有广义和狭义之分,本文重点讨论了狭义的潜力评价,单纯从封存机理和理论计算方法论述潜力封存量,并未考虑安全、环境、政策法规等问题。狭义潜力评价结果作为广义潜力评价的评价指标之一,其结果不宜指导 CO₂注入工程选址。

参考文献 (References) :

[1] Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups 1, II

and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [R]. Geneva, Switzerland: IPCC, 2014:151.

[2] Yang F, Bai B J, Tang D Z, et al. Characteristics of CO₂ sequestration in saline aquifers [J]. Petrol Sci, 2010, 7 (1) : 83 - 92.

[3] Celia M A, Nordbotten J M. Practical modeling approaches for geological storage of carbon dioxide [J]. Groundwater, 2009, 47 (5) : 627 - 638.

[4] van der Zwaan B, Smekens K. CO₂ capture and storage with leakage in an energy - climate model [J]. Environ Model Assess, 2009, 14 (2) : 135 - 148.

[5] 沈平平, 廖新维, 刘庆杰. 二氧化碳在油藏中埋存量计算方法 [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36 (2) : 216 - 220.

Shen P P, Liao X W, Liu Q J. Methodology for estimation of CO₂ storage capacity in reservoirs [J]. Petrol Explor Dev, 2009, 36 (2) : 216 - 220.

[6] Diao Y J, Zhu G W, Cao H, et al. Mesoscale assessment of CO₂ storage potential and geological suitability for target area selection in the Sichuan Basin [J]. Geofluids, 2017, 2017 : 9587872.

[7] Leung D Y C, Caramanna G, Maroto - Valer M M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies [J]. Renew Sustain Energy Rev, 2014, 39 : 426 - 443.

[8] 杨红, 赵习森, 康宇龙, 等. 鄂尔多斯盆地 CO₂ 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 CO₂ in Ordos Basin [J]. Climate Change Res, 2019, 15 (1) : 95 - 102.

[9] 张冰, 梁凯强, 王维波, 等. 鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO₂ 有效地质封存潜力评价 [J]. 非常规油气, 2019, 6 (3) : 15 - 20.

Zhang B, Liang K Q, Wang W B, et al. Evaluation of effective CO₂ geological sequestration potential of deep saline aquifer in Ordos Basin [J]. Unconvent Oil Gas, 2019, 6 (3) : 15 - 20.

[10] 何佳林, 师庆三, 董海海, 等. 新疆准东油田各区块 CO₂ 地质封存潜力评估 [J]. 新疆大学学报: 自然科学版, 2018, 35 (4) : 528 - 531.

He J L, Shi Q S, Dong H H, et al. Evaluation of CO₂ geological sequestration potential in each block of Xinjiang Jundong Oilfield [J]. J Xinjiang Univ: Natl Sci Ed, 2018, 35 (4) : 528 - 531.

[11] 项力, 杨章贤. 安徽省沉积盆地咸水含水层二氧化碳地质储存潜力研究 [J]. 安徽地质, 2016, 26 (4) : 291 - 293.

Xiang L, Yang Z X. Study on geological storing capacity of CO₂ in brine aquifer in sedimentary basin in Anhui Province [J]. Geol Anhui, 2016, 26 (4) : 291 - 293.

[12] 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]. 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: Dalian Maritime University, 2014.

- [13] 臧雅琼. 我国含油气盆地 CO₂ 地质封存潜力分析[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013.
Zang Y Q. Analysis of CO₂ Geological Sequestration Potential of Chinese Petroliferous Basins[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2013.
- [14] 汪传胜, 田蓉, 季峻峰, 等. 苏北盆地油田封存二氧化碳潜力初探[J]. 高校地质学报, 2012, 18(2): 225–231.
Wang C S, Tian R, Ji J F, et al. Preliminary estimation of carbon dioxide storage capacity in the oil reservoirs in Subei Basin[J]. Geol J China Univ, 2012, 18(2): 225–231.
- [15] 孙亮, 陈文颖. 中国陆上油藏 CO₂ 封存潜力评估[J]. 中国人口·资源与环境, 2012, 22(6): 76–81.
Sun L, Chen W Y. Assessment of CO₂ geo-storage potential in on-shore oil reservoirs, China[J]. China Popul, Resour Environ, 2012, 22(6): 76–81.
- [16] 任相坤, 崔永君, 步学朋, 等. 鄂尔多斯盆地 CO₂ 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 CO₂ storage potentiality in Ordos basin[J]. Energy China, 2010, 32(1): 29–32.
- [17] 郭建强, 文冬光, 张森琦, 等. 中国二氧化碳地质储存潜力评价与示范工程[J]. 中国地质调查, 2015, 2(4): 36–46.
Guo J Q, Wen D G, Zhang S Q, et al. Potential evaluation and demonstration project of CO₂ geological storage in China[J]. Geol Surv China, 2015, 2(4): 36–46.
- [18] Sun L L, Dou H G, Li Z P, et al. Assessment of CO₂ storage potential and carbon capture, utilization and storage prospect in China[J]. J Energy Inst, 2018, 91(6): 970–977.
- [19] Bachu S. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers[J]. Int J Greenh Gas Control, 2015, 40: 188–202.
- [20] 刁玉杰, 朱国维, 金晓琳, 等. 四川盆地理论 CO₂ 地质利用与封存潜力评估[J]. 地质通报, 2017, 36(6): 1088–1095.
Diao Y J, Zhu G W, Jin X L, et al. Theoretical potential assessment of CO₂ geological utilization and storage in the Sichuan Basin[J]. Geol Bull China, 2017, 36(6): 1088–1095.
- [21] 中国 21 世纪议程管理中心. 中国二氧化碳利用技术评估报告[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
The Administrative Center for China's Agenda 21. Evaluation Report on Carbon Dioxide Utilization Technology in China[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [22] Holloway S, Savage D. The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK[J]. Energy Convers Manage, 1993, 34(9/11): 925–932.
- [23] 刁玉杰, 李旭峰, 金晓琳, 等. 深部咸水层二氧化碳地质储存勘查评价与工程控制技术[M]. 北京: 地质出版社, 2019.
Diao Y J, Li X F, Jin X L, et al. Exploration, Evaluation and Engineering Control Technology of Carbon Dioxide Geological Storage in Deep Saltwater[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2019.
- [24] Bachu S. Sequestration of CO₂ in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change[J]. Energy Convers Manage, 2000, 41(9): 953–970.
- [25] 张美红, 吴世跃, 李川田. 煤系地层注入 CO₂ 开采煤层气质交换的机理[J]. 煤炭学报, 2013, 38(7): 1196–1200.
Zhang M H, Wu S Y, Li C T. Mass exchange mechanism of coalbed methane exploitation by CO₂ injection in coal measure strata[J]. J China Coal Soc, 2013, 38(7): 1196–1200.
- [26] Gunter W D, Gentzis T, Rottenfusser B A, et al. Deep coalbed methane in Alberta, Canada: A fuel resource with the potential of zero greenhouse gas emissions[J]. Energy Convers Manage, 1997, 38 Suppl: S217–S222.
- [27] Goodman A, Ilakala 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]. Int J Greenh Gas Control, 2011, 5(4): 952–965.
- [28] Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, et al. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps[J]. Int J Greenh Gas Control, 2007, 1(4): 430–443.
- [29] Bachu S, Adams J J. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: Capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution[J]. Energy Convers Manage, 2003, 44(20): 3151–3175.
- [30] 张洪涛, 文冬光, 李义连, 等. 中国 CO₂ 地质埋存条件分析及有关建议[J]. 地质通报, 2005, 24(12): 1107–1110.
Zhang H T, Wen D G, Li Y L, et al. Conditions for CO₂ geological sequestration in China and some suggestions[J]. Geol Bull China, 2005, 24(12): 1107–1110.
- [31] Carbon Sequestration Leadership Forum. Phase II Final Report from the Task Force for Review and Identification of Standards for CO₂ Storage Capacity Estimation[R]. 2007.
- [32] Department of Energy. Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada: Appendix A – Methodology for Development of Carbon Sequestration Capacity Estimates[R]. 2006.
- [33] van der Meer L G H, Yavuz F. CO₂ storage capacity calculations for the Dutch subsurface[J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 2615–2622.
- [34] Bradshaw J, Bachu S, Bonijoly D, et al. CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards[J]. Int J Greenh Gas Control, 2007, 1(1): 62–68.
- [35] Obi E O I, Blunt M J. Streamline-based simulation of carbon dioxide storage in a North Sea aquifer[J]. Water Resour Res, 2006, 42(3): W03414.
- [36] Bachu S, Shaw J C, Pearson R M. Estimation of Oil Recovery and CO₂ Storage Capacity in CO₂ EOR Incorporating the Effect of Underlying Aquifers[C]. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: ASPE, 2004.
- [37] Carbon Sequestration Leadership Forum. Carbon Capture, Utilisation

- on and Storage (CCLS) and Energy Intensive Industries (EIs): From Energy/Emission Intensive Industries to Low Carbon Industries[R]. 2019.
- [38] IEA GHG (International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme), 2009. Development of Storage Coefficients for CO₂ storage in deep saline formations[EB/OL]. (2009-11-13). [2021-6-25]. <http://www.ieaghg.org/>.
- [39] Goodman A, Bromhal G, Strazisar B, et al. Comparison of methods for geologic storage of carbon dioxide in saline formations[J]. Int J Greenh Gas Control, 2013, 18: 329-342.

Research status of CO₂ geological storage potential evaluation methods at home and abroad

LIU Ting, MA Xin, DIAO Yujie, JIN Xiaolin, FU Jie, ZHANG Chenglong

(Center for Hydrogeology and Environmental Geology, China Geological Survey, Hebei Baoding 071051, China)

Abstract: Carbon Capture and Storage (CCS) technology is one of the effective ways to offset global warming and reduce CO₂ emissions, and its potential assessment is crucial. The CCS technology mainly includes three types: CO₂ Enhanced Oil/Gas Recovery (EOR/EGR), CO₂ Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) and CO₂ storage in saline aquifer. The potential assessment methods are slightly different due to the different sequestration mechanisms of different sequestration technologies. The structural space storage, confined space storage, dissolution storage, and mineralization storage sealing mechanisms are mainly used in oil and gas reservoir storage and saltwater reservoir storage, while the adsorption sealing mechanism is mainly used in coal seam storage. The corresponding calculation methods for various storage technologies were put forward by researchers and institutions, and these methods can be classified into four categories according to their calculation principles, which are material balance method, effective volume method, dissolution method, and mixed mechanism method considering various capture mechanisms. In this paper, the authors have analyzed connotation principles and application scenarios of storage potential evaluation methods and put forward the practical problems of CO₂ geological storage potential evaluation, which could improve the quality of CCS potential assessment in our country.

Keywords: CO₂ geological storage; mainstream technology; storage mechanism; potential evaluation method

(责任编辑:魏昊明,刘丹)