

文章编号:1001-8166(2008)10-1061-09

二氧化碳地质封存中的储存容量评估: 问题和研究进展*

张 炜,李义连,郑 艳,姜 玲,邱耿彪
(中国地质大学环境学院,湖北 武汉 430074)

摘 要:二氧化碳地质封存被认为是一项非常有潜力的 CO₂ 减排技术。其中对 CO₂ 地质储存能力的评估可作为某一国家、某一区域或某一具体储层是否适合 CO₂ 地质封存开展的判断依据之一。但目前的研究结果表明,对 CO₂ 地质储存容量的评估并不是一个简单而直接的过程。介绍了由碳封存领导人论坛(CSFL)提出的用于不可采煤层、油气储层和深部咸水含水层中 CO₂ 储存容量评估的方法。总结了影响 CO₂ 地质储存容量评估的主要因素,为我国在 CO₂ 地质封存领域研究的广泛合作提出了建议,有助于推动该技术在中国的深入开展。

关 键 词:二氧化碳地质封存;储存容量;评估

中图分类号:X141 **文献标志码:**A

1 引 言

工业革命以来的一百多年里,迅速发展的科学技术和工业生产给人类的生活带来了巨大的变化,人类能够更加自由的利用和支配自然。但是在人类生活水平日益提高的同时,我们也不得不为自身赖以生存的自然环境的恶化而担忧。其中由于包括 CO₂ 在内的温室气体(GHG)的大量人为排放所引起的温室效应正引起人类的广泛关注^[1]。

目前主要的 CO₂ 减排技术包括提高化石燃料的能源利用率,使用低碳或无碳的新兴能源(如太阳能、风能、核能、生物能等)作为化石燃料(煤、石油、天然气)的替代品,以及 CO₂ 的收集与储存(CO₂ Capture and Storage, CCS)^[2, 3]。后者是将工业点源捕集回收的 CO₂ 运输到储存场地,通过储存使其长时间(几百上千年甚至更长)的与大气隔离,从而达到减少人为 CO₂ 排放量的目的。目前的主要研究

为 CO₂ 在深层地质介质和海洋中的储存,以及在地表利用矿物碳酸化固定 CO₂。在这 3 种储存形式中,矿物碳酸化费用昂贵且对环境产生潜在危害,CO₂ 海洋储存则是一种不成熟的技术,通过物理、化学作用改变附近区域的生态环境,从而对海洋生物造成危害^[4]。相比来说,CO₂ 的地质封存是最具潜力的储存技术,因为在油气田开发、废物处置和地下水保护中积累的经验有助于该项技术的顺利开展,在世界范围内有着较大容量的储存潜力,并且有着较好的安全性,可以保证注入的 CO₂ 长期封存于储层中^[4]。目前主要的 CO₂ 地质储存场地包括深部咸水含水层,废弃的油、气储层和不可采的贫瘠煤层^[5-7]。

目前阻碍该技术顺利实施的因素很多,其中就包括对潜在 CO₂ 地质储存区域地质特征和储存能力评估上的认识不足^[8]。对 CO₂ 地质储存能力的评估工作并不是一个简单而直接的过程。一些科学

* 收稿日期:2008-06-18;修回日期:2008-09-03.

* 基金项目:国家自然科学基金项目“地质处置的 CO₂ 之归宿及环境影响机理研究”(编号:40672168)资助.

作者简介:张炜(1981-),男,黑龙江哈尔滨人,博士研究生,主要从事 CO₂ 地质储存的相关研究. E-mail: zhangweicug@gmail.com

* 通讯作者:李义连(1965-),男,湖北潜江人,教授,博士生导师,博士,主要从事地表水与地下水污染控制与修复,以及温室气体的地质解决方法研究. E-mail: yl.li@cug.edu.cn

家已尝试利用不同的方法对全球或区域等级的 CO₂ 地质储存能力开展评估^[9]。但由图 1 可以发现大部分评估结果都具有较大的变化范围且彼此相互冲突^[4, 10]。主要的缺陷和不足表现为:

(1) 如何清晰易懂的定义相关概念。

(2) 如何使用恰当的方法对不同尺度的研究区域开展评估。

(3) 不同 CO₂ 捕集机制的适用范围和彼此间的作用关系。

(4) 用于储存容量评估的统一方法和原则。

(5) 需要认识到对于 CO₂ 地质储存能力的评估将随着储层数据的完善、经济和技术等条件的改变而改变。

碳封存领导人论坛 (Carbon Sequestration Lead-

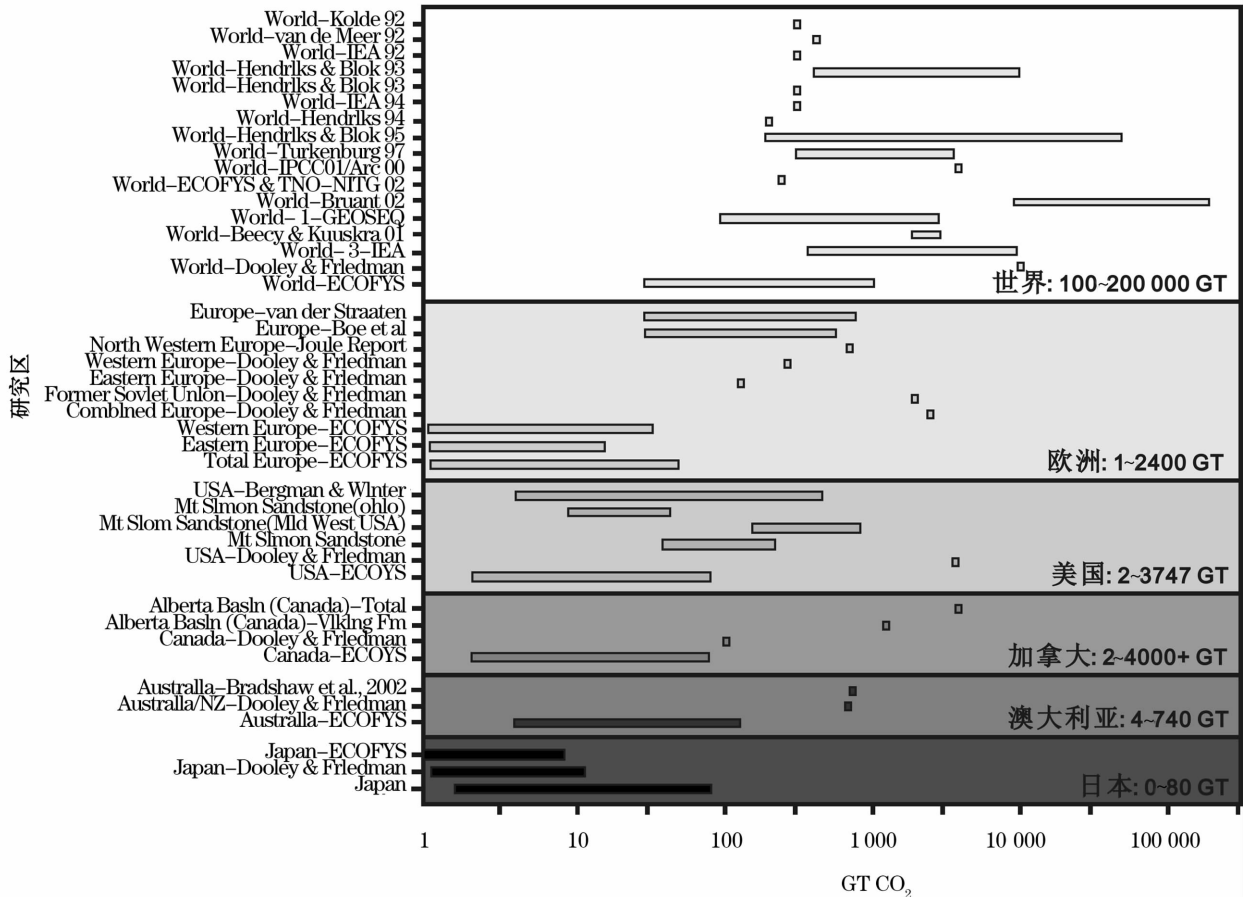


图 1 不同学者、机构对 CO₂ 地质储存容量的评估^[10]

Fig. 1 Various estimates for CO₂ storage capacity for the world and regions of the world

ership Forum, CSLF) 于 2004 年建立了任务组, 用于制定评估 CO₂ 储存能力的标准方法。于 2005 年进行的第一阶段研究重点分析和比较了早期评估结果在认识上和方法上的差异和不足^[10]。第二阶段的报告提出了用于不可开采的贫煤层、油气储层和深部咸水含水层中 CO₂ 储存能力评估的相关标准化定义和方法, 弥补了目前在该领域认知上的不足^[8]。

本文主要介绍了该任务组制定的 CO₂ 地质储存能力评估方法和应用范围, 有助于我国在不同研究区尺度下 CO₂ 地质储存能力评估工作的开展, 为

我国 CO₂ 地质封存候选储存场地的选择奠定理论基础。

2 CO₂ 地质封存过程中的主要储存机制

在地质封存过程中注入的 CO₂ 是通过物理和化学捕集机制的共同作用被有效地储存于地质介质中的。在不同时间尺度上其所起到的作用也是不同的, 这在储存能力评估中必须被考虑。

物理捕集机制主要是针对可迁移的 CO₂ 气体或超临界流体而言的^①, 主要分为 2 种类型:

(1) 构造捕集 (Structural trapping), 利用储层上部的圈闭构造阻止 CO_2 气体在浮力作用下的向上运移, 从而达到封存 CO_2 的目的。

(2) 剩余气体捕集 (Residual gas trapping), 由于毛细管力/表面张力的作用使少量 CO_2 气体或超临界流体封存于岩石介质的孔隙中^[12]。

化学捕集机制则包括:

(1) 溶解捕集 (Solubility trapping), CO_2 气体或超临界流体在地下流体中的溶解。

(2) 矿物捕集 (Mineral trapping), 溶解的 CO_2 通过和储层中矿物的反应以矿物沉淀的形式被固定下来, 类似于前面提到的地表矿物碳酸化。

(3) 吸附捕集 (Adsorption trapping), 是指 CO_2 在矿物表面的吸附, 该机制只针对煤层中的 CO_2 储存^[13]。

而对于无大规模地质圈闭的单斜构造, 注入的 CO_2 气体在浮力和水动力作用下随储层水运动, 部

分上升至咸水含水层顶部, 受隔水层阻挡, 在顶部汇集, 并在压力作用下沿水平方向流动。在此过程中, 一部分 CO_2 气体将滞留在岩石孔隙中 (剩余气体捕集), 若存在小规模地质圈闭, 则部分 CO_2 气体将在此汇集 (构造捕集), 随着 CO_2 气体和储层水的接触, 将使其逐渐溶解 (溶解捕集), 并通过和矿物的化学反应使其以固体的形式储存起来 (矿物捕集)^[14]。该情况下的捕集机制被称为水力学捕集 (Hydrodynamic trapping)^[8, 13]。

如图 2 所示, 不同储存机制在 CO_2 地质封存过程中有着不同的作用时间。剩余气体捕集, 溶解捕集, 尤其是矿物捕集都是一个缓慢的过程, 因此在注入阶段它们对储存能力的贡献几乎可以忽略不计。但是以上 3 种捕集机制在 CO_2 注入停止后将起到至关重要的作用, 通过溶解、矿物沉淀等作用使可移动的自由相 CO_2 气体逐渐减少, 从而增加了 CO_2 地质储存的安全性^[4, 8]。

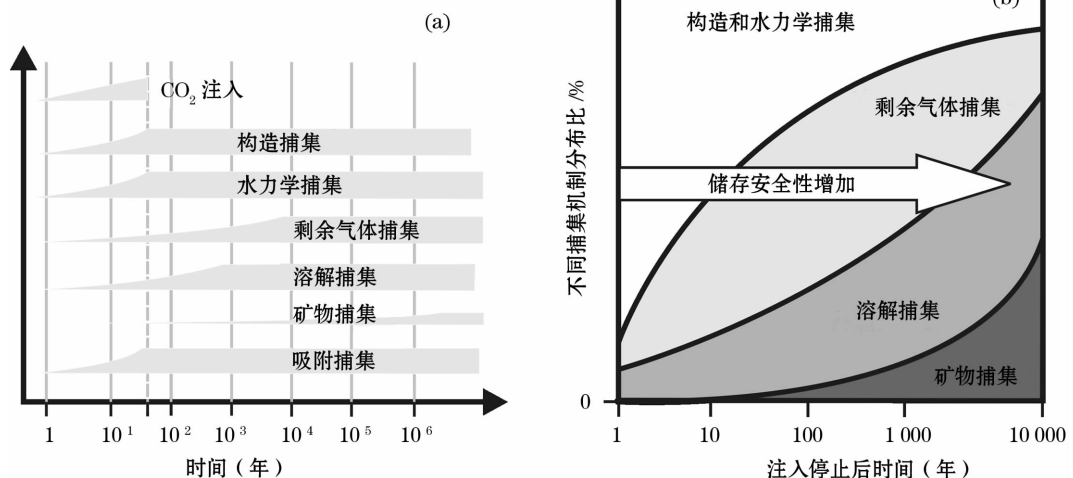


图 2 二氧化碳地质封存过程中不同捕集机制条件下的 (a) 作用时间和 (b) 储存安全性^[8]

Fig. 2 Time dependency of processes involved in CO_2 geological sequestration:

(a) operating time frame and (b) storage security^{①②}

3 技术—经济资源金字塔模型

资源金字塔的概念是 McCabe 于 1998 年作为一种描述不同前提下世界范围内油气储量的方法

提出的。图 3 为 CO_2 储存能力的技术—经济资源金字塔模型^②, 根据评估目的的不同可分为 4 类: 理论储存容量; 有效储存容量; 实际储存容量和匹配储存容量^[8, 10]。

① 当温度大于 31.1°C , 压力超过 $72.8 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时, CO_2 将以超临界流体的状态存在, 这种相态目前被认为是二氧化碳地下储存的理想状态, 因为在该温度和压力条件下, 超临界的 CO_2 既可以像气体一样具有较好的可压缩性, 从而有助于注入 CO_2 在储层中的扩散, 又可以像液体一样具有较大的密度 (约 $200 \sim 900 \text{ kg/m}^3$), 有助于在相同空间内储存更多的 CO_2 ^[9, 11]。在下文中将 CO_2 气体和超临界流体统称为 CO_2 气体。

② 在金字塔模型中储存容量以 CO_2 质量 (如 Mt 或 Gt) 表示的, 而不是以体积表示的。这是因为 CO_2 的体积是根据其所在储层位置的压力和温度条件变化的。

理论储存容量是理论最大上限值,即整个资源金字塔模型。但是在实际情况下由于储层条件、技术、政策措施和经济方面的限制将阻碍其理论储存能力的完全使用,因此该储存能力评估并不真实。

有效储存容量^[10]是理论储存容量的一个子集。通过应用一定范围的技术(地质上的和工程上的)条件来限制储存容量的评估范围,如储层的物理条件(孔隙度、渗透率、温度和压力)、埋深、盖层稳定性和安全性,以及该储存区域其它资源(油、气、煤、地热和矿产等)的开发利用情况等。

实际储存容量是有效储存容量的一个子集,考虑了技术、法律、基础设施和经济条件对储存能力评估的影响,其储存容量的评估将根据以上限制条件的变化而改变。

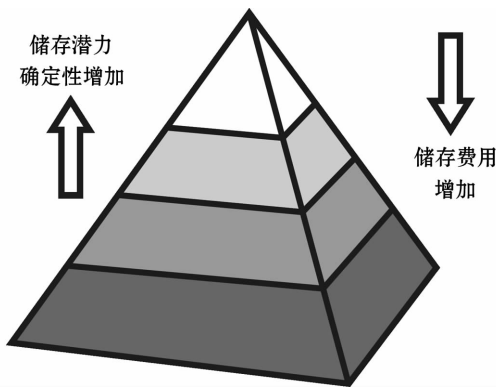


图3 技术—经济资源金字塔模型^[8, 10]

Fig. 3 Techno-economic resource pyramid

匹配储存容量是实际储存容量的一个子集。该储存容量评估是通过大规模 CO₂ 排放源(如发电厂等)和具有足够储存能力、注入能力的地质储存场地的详细匹配得到的,位于整个资源金字塔模型的顶部。

由以上的介绍可知在实际的 CO₂ 地质储存容量评估工作中,其准确性和可靠性将取决于很多影响因素的综合作用,是一个复杂的过程。

4 煤层中 CO₂ 储存容量评估

在对煤层 CO₂ 储存容量进行评估前,首先应基于技术、经济和政策措施(资源保护)来确定适于储存 CO₂ 的煤层,在此基础上采用煤层气资源量评估的类似方法评估煤层中的 CO₂ 储存容量^[15]。

煤层中的初始气体量(IGIP)可用下式^[15]计算:

$$IGIP = Ahn_c G_c (1 - f_a - f_m) \quad (1)$$

其中, A 和 h 分别为煤层的面积和厚度, n_c 为全

煤密度(一般情况下 $n_c \approx 1.4 \text{ t/m}^3$), G_c 为煤层气含量, f_a 和 f_m 分别是煤层中煤灰和水分的质量分数。煤层气的吸附容量取决于压力、温度和煤质,可通过 Langmuir 等温吸附曲线计算得到:

$$G_{CS} = V_L \frac{P}{P + P_L} \quad (2)$$

其中, G_{CS} 为饱和情况下的气体含量, P 为压力, V_L 和 P_L 分别为 Langmuir 体积和压力。 V_L 表示指定温度下煤层的最大气体吸附容量 (m^3/t)。气体吸附容量随着温度的减小和压力的增加而增大。此外煤层的组分、等级、煤灰和水分的含量也会对煤的吸附能力产生复杂的影响,但目前仍无定量研究。

由于煤层对 CO₂ 的吸附能力高于甲烷等烃类气体,所以在所有煤层气体都被 CO₂ 置换的前提下可以使用方程(1)和(2)来评估煤层的理论 CO₂ 储存容量。为了将储存容量的单位由体积转化为质量,最终的评估结果需要乘以标准状态下 CO₂ 的密度 1.873 kg/m^3 。有效储存容量的评估则类似于煤层气生产中通过初始气体量评估得到可生产气体量 (PGIP) 的方法:

$$PGIP = R_f CIGIP \quad (3)$$

其中, R_f 为采收率,是指可从煤层中生产得到的气体分数; C 为完成率,是指开采区内有助于气体生产和 CO₂ 储存的煤层厚度总和占总煤层厚度的比例。在 CO₂ 储存中,储存率 R_s 相当于前面提到的 R_f ,但目前还无野外试验给予定量研究。在前面的研究中假设甲烷等烃类气体完全被 CO₂ 所置换,但在实际情况下由于它们之间的竞争作用,煤层对 CO₂ 吸附容量的减少不可避免。

实际和匹配 CO₂ 储存容量需要考虑具体储存情况下经济条件、CO₂ 排放源的位置分布和政策措施的影响,结合数值和经济模型开展评估。

5 废弃油气储层中 CO₂ 储存容量评估

在3种主要的 CO₂ 地质储存介质中,废弃油气储层的评估是最为简单的,因为通过油气的开采对该储层的地质特征等条件有着更好的了解。不像煤层和深层咸水层是连续的,油气储层是离散的,任何油气田区域内的 CO₂ 储存容量就是该区域所有储层的 CO₂ 储存容量之和。各储层的储存容量可以通过储层性质(如油气含量、采收率、温度、压力、岩石体积和孔隙度等)和储层条件下 CO₂ 密度计算得到。

基于油气田储层储量数据库来计算评估油气储

层的 CO_2 储存容量。通过储层中的油气含量 (OOIP 和 OGIP) 计算其理论 CO_2 储存容量 M_{CO_2t} 。

对于气层:

$$M_{\text{CO}_2t} = \rho_{\text{CO}_2r} R_f (1 - F_{IG}) \text{OGIP} \left[\frac{(P_r Z_r T_r)}{(P_r Z_s T_s)} \right] \quad (4)$$

对于油层:

$$M_{\text{CO}_2t} = \rho_{\text{CO}_2r} \left[\frac{R_f \text{OOIP}}{B_f} - V_{iw} + V_{pw} \right] \quad (5)$$

此外, CO_2 在废弃油气储层中的储存容量还可以通过储层的几何形状计算得到:

$$M_{\text{CO}_2t} = \rho_{\text{CO}_2r} [R_f A h \phi (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pw}] \quad (6)$$

以上 3 个方程中, R_f 为采收率, F_{IG} 为注入气的体积分数, P 、 T 和 Z 分别表示压力、温度和气体压缩系数, B_f 为储层体积系数, 以使标准状态下的原油体积转化为储层条件下的原油体积, V_{iw} 和 V_{pw} 分别为注入水和采出水的体积 (只应用于油层的计算), A 、 h 、 ϕ 和 S_w 分别为储层面积、厚度、孔隙度和水饱和度。方程(4)中的下标 r 和 s 分别表示储层条件和地表条件。

油气储层的总可采资源量, 应由已发现的可采资源量和未发现的可采资源量组成。前面所提到的方程(4)、(5)和(6)既可基于已发现的可采资源量对油气储层理论 CO_2 储存容量进行评估, 又可以基于未发现的可采资源量对其理论储存容量进行评估, 从而全面有效地了解油气储层的 CO_2 地质储存潜力。

储层下部含水层中储层水的侵入, CO_2 相对于储层中油和水的迁移性, 由 CO_2 与储层中油、水间密度差引起的重力分离现象以及储层非均质性等因素将减少储层对 CO_2 储存的有效体积^[4]。Doughty^[6] 提出以下方程表示以上各种因素对储存容量评估的可能影响:

$$M_{\text{CO}_2e} = C_m C_b C_h C_w C_a M_{\text{CO}_2t} = C_e M_{\text{CO}_2t} \quad (7)$$

其中, M_{CO_2e} 为有效 CO_2 储存容量, 下标 m 、 b 、 h 、 w 和 a 分别表示迁移性、浮力作用、非均质性、水饱和度和含水层强度 (方程中的各项系数 C 均小于 1), C_e 是综合以上影响因素的有效储存容量系数。以上这些系数的变化范围较大, 主要取决于储层的具体特征, 目前在该领域的研究很少, 没有实际研究数据作为参考, 大多集中于数值模拟研究。

基于储层深度和规模等因素的考虑可以得到实际 CO_2 储存容量。因为很多油气储层的规模较小, 对 CO_2 的储存能力有限, 将增加基础设施建设、 CO_2 收集、运输和注入等费用。基于经济标准的详细分

析, 选择最优的油气储层进行评估, 从而得到实际 CO_2 储存容量。

二氧化碳驱油工程 (CO_2 -EOR) 作为一种特殊的 CO_2 储存方式, 既要考虑到 CO_2 的储存, 又要考虑到对油的驱替效果。可通过对具体储层的数值模拟和储层规模、石油可采量等筛选标准确定有效和实际 CO_2 储存容量。

6 深部咸水含水层中 CO_2 储存容量评估

6.1 构造捕集的 CO_2 储存容量评估

在地质圈闭构造中的 CO_2 储存类似于废弃油气储层中的 CO_2 储存。使用油气勘探中的相关技术可以确定该类储层的圈闭构造体积 V_{trap} 、孔隙度 ϕ 和剩余水饱和度 S_{wirr} 。从而利用方程 8 计算得到其理论 CO_2 储存容量:

$$V_{\text{CO}_2t} = V_{\text{trap}} \phi (1 - S_{\text{wirr}}) = A h \phi (1 - S_{\text{wirr}}) \quad (8)$$

其中, A 和 h 分别为储层体积和平均厚度。该方程假设储层的孔隙度和剩余水饱和度均是不变的, 如果知道它们在储层空间中的变化, 就可以使用以下方程进行计算:

$$V_{\text{CO}_2t} = \iiint \phi (1 - S_{\text{wirr}}) dx dy dz \quad (9)$$

有效 CO_2 储存容量 V_{CO_2e} 可以根据油气储层评估中的类似方法计算得到:

$$V_{\text{CO}_2e} = C_e V_{\text{CO}_2t} \quad (10)$$

其中, C_e 为综合了储层非均质性、浮力作用和波及系数等影响因素的有效储存容量系数。目前文献资料中无相关研究参数, 需要通过数值模拟和野外试验获得。

因为 CO_2 注入会引起圈闭构造储层中压力的变化, 所以将有效 CO_2 储存体积转化为质量是非常困难的。首先注入压必须高于储层中的初始静水压力 P_i , 这样 CO_2 才能被注入储层。其次 CO_2 注入后储层的压力也一定小于最大井底注入压 P_{max} (该压力应小于储层上覆盖层的“最大可承受注入压”和“最小入口压力”, 以防止产生新的裂隙或激活已经存在的断层, 以及 CO_2 气体突破毛细管力/表面张力通过盖层向上泄漏)。因此储存于圈闭构造中的 CO_2 质量应为一个范围值:

$$\begin{aligned} \min M_{\text{CO}_2} &= \rho_{\text{CO}_2} (P_i, T) V_{\text{trap}} \leq M_{\text{CO}_2} \leq \max M_{\text{CO}_2} \\ &= \rho_{\text{CO}_2} (P_{\text{max}}, T) V_{\text{trap}} \end{aligned} \quad (11)$$

其中, T 为储层温度。

6.2 剩余气体捕集的 CO₂ 储存容量评估

在 CO₂ 注入过程中,储层孔隙中的 CO₂ 气体饱和度逐渐增大,在注入压和浮力的作用下沿侧向和垂向迁移。注入停止后,CO₂ 仍持续向上迁移,在 CO₂ 羽流的前缘对孔隙水进行驱替,在 CO₂ 羽流的后缘为储层水对孔隙中 CO₂ 的驱替。最终一部分剩余 CO₂ 气体将滞留在孔隙中无法移动^[17]。该机制下的 CO₂ 储存体积为:

$$V_{CO_2t} = \Delta V_{trap} \phi S_{CO_2t} \quad (12)$$

其中, ΔV_{trap} 为储层水回流前含有 CO₂ 气体的岩石体积, S_{CO_2t} 为最终的 CO₂ 气体饱和度。剩余气体捕集机制中的 CO₂ 储存体积是随时间变化的,随着 CO₂ 气体的扩散和迁移而增加。因此该机制的储存容量评估应基于某一时间点。由于 CO₂ 气体的密度取决于其运移过程中压力、温度条件的变化,所以将上面的储存体积转化为质量是非常困难的。

孔隙度 Φ 和相对渗透率可通过对岩石样品的实验室测量获得。而 ΔV_{trap} 和 S_{CO_2t} 目前只能通过数值模拟确定。根据评估目的的需要和筛选标准的确定可分别得到其有效、实际和匹配 CO₂ 储存容量。

6.3 溶解捕集的 CO₂ 储存容量评估

CO₂ 注入后,可通过扩散、弥散和对流过程逐渐与储层水相混合,并溶解于其中。溶解捕集的速率理论上取决于 CO₂ 气体与未被 CO₂ 饱和的储层水间的接触量。一旦 CO₂ 气体停止运移,与 CO₂ 接触的储层水将逐渐达到饱和,扩散成为主要的混合过程,有助于 CO₂ 的溶解^[18]。但也存在含水层中水力梯度引起的水流流动和被 CO₂ 饱和的储层水和未被 CO₂ 饱和的储层水间由于密度差引起的重力驱动流和环形对流^[19]。因为一般情况下被 CO₂ 饱和的储层水要比原有的储层水重 1% 左右,如果岩石渗透率足够高,含水层足够厚,对流作用使未被 CO₂ 饱和的储层水持续替换其上面的被 CO₂ 饱和的储层水,因为对流的速度要远远大于扩散的速度,所以更有助于加速 CO₂ 气体的溶解过程^[18]。较薄的含水层并不利于 CO₂ 的溶解捕集,特别是注入 CO₂ 在盖层底部的积累使 CO₂ 与储层水的接触机会减少,从而降低其溶解速度。无论是上面提到的溶解延缓作用还是增强作用,总的来说 CO₂ 的溶解都是一个相对缓慢的过程,因此只有通过数值模拟才能有效的进行评估^[8]。

理论 CO₂ 储存容量的计算方程如下所示:

$$M_{CO_2t} = \iiint \phi (\rho_s X_s^{CO_2} - \rho_0 X_0^{CO_2}) dx dy dz \quad (13)$$

其中, ϕ 为孔隙度, ρ 为储层水密度, X^{CO_2} 为溶解于储层水中的 CO₂ 含量(质量分数),下标 0 和 S 分别为储层水中的初始 CO₂ 含量和饱和 CO₂ 含量,它们取决于含水层的压力、温度和盐度分布情况,可使用油气储层勘探和开发中的技术获得(如岩芯分析、井底温度的测量、储层水成分分析和地层测试),所以在本方程中使用了体积积分的方法^[20]。如果使用含水层中储层厚度、孔隙度、初始 CO₂ 含量和饱和 CO₂ 含量的平均值,可以将方程(13)简化为方程(14):

$$M_{CO_2t} = Ah\phi(\rho_s X_s^{CO_2} - \rho_0 X_0^{CO_2}) \quad (14)$$

其中, A 和 h 分别为含水层面积和厚度。

但是针对整个含水层的理论储存容量评估并不真实,主要是因为计算中假设整个含水层岩石孔隙空间中的水都达到 CO₂ 的溶解饱和。有效 CO₂ 储存容量的计算方法和煤层以及油气储层中有效储存容量的方法相类似:

$$M_{CO_2e} = CM_{CO_2t} \quad (15)$$

其中, C 为综合影响 CO₂ 气体运移和溶解的各种因素的有效储存容量系数。

6.4 矿物捕集的 CO₂ 储存容量评估

如溶解捕集一样,矿物捕集机制取决于储层水和岩石中的化学组分、储层温度和压力。另外还取决于矿物颗粒和含有溶解 CO₂ 的储层水之间的接触表面(界面)情况,以及流体通过该界面的流动速度。界面的大小则取决于颗粒和孔隙的大小,以及颗粒间的接触程度。流速则取决于岩石渗透率、水力梯度和水的粘度。最近的研究工作表明每单位体积的 CO₂ 矿物储存容量与溶解捕集中的储存容量相当,但是矿物捕集机制对 CO₂ 的储存需要漫长的反应时间才会有较为显著的 CO₂ 储存效果,是一个非常缓慢的过程^[21~23]。如剩余气体和溶解捕集一样,矿物捕集也是随时间变化的,因此其储存容量需要基于特定时间点进行评估。

6.5 水力学捕集的 CO₂ 储存容量评估

不像其它的捕集机制,CO₂ 水力学捕集并不是基于单一的物理或化学捕集机制,而是前面所介绍几种捕集机制的综合作用。如果注入的 CO₂ 气体在该深层咸水含水层中有着足够长的运移时间(几千年甚至上百万年),在该过程中注入的 CO₂ 气体将通过剩余气体捕集、溶解捕集和矿物捕集被完全储存于含水层中,而无可移动的自由相 CO₂ 气体存在。因为水力学捕集是基于几种捕集机制的共同作用,所以深部咸水含水层的 CO₂ 储存容量必须要基

于具体储存场地和时间条件下不同捕集机制的储存容量之和获得。

7 中国 CO₂ 地质储存容量研究现状

美国能源部能源信息所(EIA)于2005年发布的国际能源展望(IEO2005)中指出中国是仅次于美国的第二大 CO₂ 排放国,约占世界 CO₂ 排放总量的 13.6% (接近 33 亿吨 CO₂),并预测中国的 CO₂ 排放量将以每年 4.0% 的速度增加,于 2025 年达到 81 亿吨,成为世界最大的 CO₂ 排放国^[24],因此在中国开展人为 CO₂ 排放的减排工作是十分重要和紧迫的。其中 CO₂ 地质储存技术将发挥重要的作用,但是作为《京都议定书》签约国之一的中国,在该领域的相关研究进展却与我国的大国地位极不相符,目前国家或区域级的合作研究计划已在发达国家间广泛开展,如欧盟的“GESTO”、“CO₂SINK”和“SACS”,美国的“RCSP”,澳大利亚的“GEODISC”和日本的“RITE”研究计划等^[2, 25~28],而我国在该领域的研究还处于起步阶段,并没有组织完善、计划周密的国家级计划和研究组织,阻碍了各研究机构的统筹安排和有效合作。就本文所涉及的 CO₂ 地质储存容量研究来说,目前的研究进展如下:

刘延锋等^[29]对我国主要含煤层气区深度 300 ~ 1 500 m 范围内的煤层 CO₂ 储存能力进行了初步评估。在评估方法中考虑了不同煤阶条件下煤层气的采收率和 CO₂/CH₄ 的置换比例,结果表明可储存约 120.78 × 10⁸ t CO₂。Yu Hongguan 等^[30]对我国 29 个煤层气区 0 ~ 1 500 m 和 1 500 ~ 2 000 m 范围内煤层中 CO₂ 储存容量进行了评估。由于煤炭资源开发的需要,在 0 ~ 1 500 m 范围内煤层的 CO₂ 储存容量评估中,只有部分煤层被用于 CO₂ 的储存;在 1 500 ~ 2 000 m 范围内的煤层不能被有效开采,所以在该范围内的煤层被认为都可以用于储存 CO₂,只需考虑不同煤阶条件下 CO₂/CH₄ 的比例。结果表明 CO₂ 储存容量约 142.67 × 10⁹ t,其中深度小于 1 500 m 的煤层 CO₂ 储存容量为 86.84 × 10⁹ t,深度为 1 500 ~ 2 000 m 的煤层 CO₂ 储存容量为 55.83 × 10⁹ t。而本文所提及的煤层中 CO₂ 储存容量评估方法则是依据煤层气的资源评价方法,假设煤层中所有的甲烷等烃类气体完全被 CO₂ 所置换,根据 CO₂ 在煤层中的饱和气体含量计算得到理论上的 CO₂ 储存容量。再根据 CO₂ 储存率和完成率进一步对理论 CO₂ 储存容量进行限制得到更为合理的有效 CO₂ 储存容量。并且文中指出在对煤层

CO₂ 储存容量进行评估前,首先应基于技术、经济和政策措施来确定适于储存 CO₂ 的煤层,如煤层的渗透率是影响 CO₂ 注入和煤层气生产的重要因素,随着深度的增加渗透率将减小,因此其最大深度上限应不超过 1 300 ~ 1 500 m,并且 CO₂ 的吸附将使煤层发生溶胀作用,进一步减少煤层渗透率和可注入性,从而使 CO₂ 在煤层中储存的深度上限减少到 800 ~ 1 000 m^[4, 8]。

李小春等^[14]对我国 24 个主要沉积盆地利用溶解度法计算了地下 1 000 ~ 3 000 m 深度咸水含水层的 CO₂ 储存容量。结果表明 CO₂ 储存容量约 1.43505 × 10¹¹ t。该研究只考虑了 CO₂ 溶解捕集在咸水含水层地质储存中的作用。其方法和本文中的方程(14)相类似,并且还考虑了源/汇项的匹配关系,根据它们的直线距离对 CO₂ 储存场地进行了分级。但在前面提到 CO₂ 在深部咸水含水层中的储存涉及到构造捕集、剩余气体捕集、溶解捕集和矿物捕集的共同作用。因此对其 CO₂ 储存容量的评估是一个复杂的过程,需要针对具体的储存单元开展数值模拟,研究不同捕集机制在不同时间对 CO₂ 地质封存所起到的作用。

刘延锋等^[31]对我国深度为 900 ~ 3 500 m 的油气储层进行了 CO₂ 储存容量评估,且考虑到经济效益和商业价值,CO₂ 储存场地至少应能储存 1.0 × 10⁶ t。结果表明中国主要的含油气盆地气田可以储存约 304.83 × 10⁸ t CO₂,其中已探明天然气资源所对应的 CO₂ 储存容量为 41.03 × 10⁸ t CO₂。该研究仅计算利用常规技术开采后所产生的储存空间可储存的 CO₂ 量,其中假定天然气开采形成的孔体积的 75% 用于储存 CO₂,考虑了已探明资源量、待探明资源量和 CO₂/CH₄ 体积比对评估结果的影响。而本文中提到的评估方法所针对的是整个油气储层的可采资源量(分为已发现的可采资源量和未发现的不可采资源量)进行 CO₂ 储存容量评估的,该方法考虑了采油过程中水(也包括其他用于油气开采的溶剂或气体)的注入和生产量,并且考虑到在 CO₂ 储存过程中部分储层水滞留在孔隙中,这都将影响 CO₂ 储存容量的评估(方程 6)。2 种储存容量方法在思路上是一致的,只是在刘延锋等的研究中假定天然气开采形成的孔体积的 75% 用于储存 CO₂,而在本文该体积取决于储层水在 CO₂ 注入后的剩余饱和度,它会随储层特征的变化而变化,很难得到准确的数据,目前只能通过数值模拟计算获得。

8 结论和建议

CO₂ 地质封存是一个非常复杂的过程,其评估的准确性和适用性取决于许多因素的影响^[8, 32]:

(1) 储层性质:包括储层介质的几何形状、圈闭构造完整性、埋深、厚度、孔隙度、渗透率、非均质性、压力、温度、岩石矿物学特征、流体流动方向、盐度(咸水含水层)、油气性质(油气储层)、煤阶、煤质和煤层气含量(煤层)。

(2) 资源利用情况,如油气、煤、地下水等资源的开发与 CO₂ 地质储存的冲突。

(3) 基础设施的可利用程度。

(4) 所采用的地质储存技术。

(5) 源/汇的匹配程度。

(6) 相关法律或政策措施的制定。

因此对 CO₂ 地质储存容量的评估并不能真实地反映其实际储存能力,只能通过条件的不断限制得到相对更为准确的 CO₂ 储存容量评估值。作为某一国家、某一地区或某一具体储层是否适合 CO₂ 地质封存技术开展的判断依据之一。

作为 CO₂ 的排放大国,中国应学习发达国家在 CO₂ 地质储存研究领域的先进经验。建立国家级的合作组织,从而有效评估 CO₂ 地质储存潜力,确定应用于 CO₂ 地质储存的相关技术、设施和政策法规。有助于推动 CO₂ 地质封存技术在中国的开展。参与者可以包括政府部门、高校、研究机构、企业和非政府组织等。主要的工作任务包括^[2, 25, 26, 32]:

(1) 统计我国主要 CO₂ 排放源的分布特征。人为 CO₂ 排放源主要分为 3 类:发电厂、工厂(如金属制造业和化学加工业)和农业。建立数据库收集其 CO₂ 排放量、使用年限、CO₂ 收集技术等数据资料。

(2) 评估潜在的 CO₂ 地质储存场地,包括深部咸水含水层、煤层和油气储层。不同地质储层储存 CO₂ 的可行性取决于储层的物理特征,可用于大规模 CO₂ 储存的必要基础设施,社会效益和政策法规等。

(3) 通过数据采集,基于数据库建立关于 CO₂ 排放源、潜在储存场地、相关基础设施等在内的地理信息系统(GIS)。可用来筛选潜在储层,确定 CO₂ 运输的最佳路径,匹配源/汇项,评估风险(如断层的位置及与人口密集区的距离)。

(4) 制定不同储层条件下 CO₂ 的注入和监测技术标准 and 规范。

(5) 建立正确、合理的风险评价方法对 CO₂ 地质封存可能对环境尤其是人类产生的影响进行风险评估。

参考文献(References):

- [1] Holloway S. Storage of fossil fuel-derived carbon dioxide beneath the surface of the earth[J]. *Annual Review of Energy and the Environment*, 2001, 26: 145-166.
- [2] Zhou Di. Geological storage of CO₂—The new subject in geology [J]. *Progress in Natural Science*, 2005, 15(7): 782-787. [周蒂. CO₂ 的地质存储——地质学的新课题 [J]. *自然科学进展*, 2005, 15(7): 782-787.]
- [3] Jean-Baptiste P, Ducroux R. Energy policy and climate change [J]. *Energy Policy*, 2003, 31: 155-166.
- [4] IPCC-Intergovernmental Panel on Climate Change [C] // Metz B, Davidson O, de Coninck H C, et al, eds. *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge: Cambridge University Press, UK and New York, 2005: 195-276.
- [5] Bruant R G, Guswa A J, Celia M A, et al. Safe storage of CO₂ in deep saline aquifers [J]. *Environmental Science & Technology*, 2002, 36(11): 240-245.
- [6] Bachu S, Gunter W D, Perkins E P. Aquifer disposal of CO₂: Hydrodynamic and mineral trapping [J]. *Energy Conversion and Management*, 1994, 35: 269-279.
- [7] Hitchon B, Gunter W D, Gentzis T, et al. Sedimentary basins and greenhouse gases: A serendipitous association [J]. *Energy Conversion and Management*, 1999, 40: 825-843.
- [8] Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, et al. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1: 430-443.
- [9] Holloway S. Underground sequestration of carbon dioxide—A viable greenhouse gas mitigation option [J]. *Energy*, 2005, 30: 2 318-2 333.
- [10] Bradshaw J, Bachu S, Bonijoly D, et al. CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1: 62-68.
- [11] Bachu S. Sequestration of CO₂ in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change [J]. *Energy Conversion and Management*, 2000, 41: 953-970.
- [12] Suekane T, Nobuso T, Hirai S, et al. Geological storage of carbon dioxide by residual gas and solubility trapping [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2: 58-64.
- [13] Gentzis T. Subsurface sequestration of carbon dioxide—An overview from an Alberta (Canada) perspective [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2000, 43: 287-305.
- [14] Li Xiaochun, Liu Yanfeng, Bai Bing, et al. Ranking and screening of CO₂ saline aquifer storage zones in China [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2006, 25(5): 963-968. [李小春, 刘延锋, 白冰, 等. 中国深部咸水含水层 CO₂ 储存优先区域选择 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2006, 25(5): 963-968.]

- [15] White C M, Smith D H, Jones K L, *et al.* Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery—A review[J]. *Energy Fuels*, 2005, 19(3): 659-724.
- [16] Doughty C, Pruess K. Modeling supercritical carbon dioxide injection in heterogeneous porous media [J]. *Vadose Zone Journal*, 2004, 3(3): 837-847.
- [17] Juanes R, Spiteri E J, Orr Jr F M, *et al.* Impact of relative permeability hysteresis on geological CO₂ storage [J]. *Water Resources Research*, 2006, 42, W12418, doi: 10.1029/2005WR004806.
- [18] Xu X, Chen S, Zhang D. Convective stability analysis of the long-term storage of carbon dioxide in deep saline aquifers[J]. *Advances in Water Resources*, 2006, 29: 397-407.
- [19] Audigane P A, Gaus I, Czernichowki-Lauriol I, *et al.* Two-dimensional reactive transport modeling of CO₂ injection in a saline aquifer at the Sleipner site, North Sea [J]. *American Journal of Science*, 2007, 307: 974-1 008.
- [20] 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 Conversion and Management*, 2003, 44: 3 151-3 175.
- [21] Xu T, Apps J A, Pruess K. Reactive geochemical transport simulation to study mineral trapping for CO₂ disposal in deep arenaceous formations[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2003, 108 (B2): 2 071-2 084.
- [22] Xu T, Apps J A, Pruess K. Mineral sequestration of carbon dioxide in a sandstone shale system [J]. *Chemical Geology*, 2005, 217: 295-318.
- [23] Gaus I, Azaroual M, Czernichowski-Lauriol I. Reactive transport modelling of the impact of CO₂ injection on the clayey cap rock at Sleipner (North Sea) [J]. *Chemical Geology*, 2005, 217: 319-337.
- [24] Meng K C, Williams R H, Celia M A. Opportunities for low-cost CO₂ storage demonstration projects in China [J]. *Energy Policy*, 2007, 35: 2 368-2 378.
- [25] Klara S M, Srivastava R D, McIlvried H G. Integrated collaborative technology development program for CO₂ sequestration in geologic formations—United States Department of Energy R&D [J]. *Energy Conversion and Management*, 2003, 44: 2 699-2 712.
- [26] Litynski J T, Klara S M, McIlvried H G, *et al.* The United States Department of Energy's Regional Carbon Sequestration Partnerships program: A collaborative approach to carbon management [J]. *Environment International*, 2006, 32: 128-144.
- [27] Holloway S. An overview of the underground disposal of carbon dioxide [J]. *Energy Conversion and Management*, 1997, 38 (suppl.): S193-S198.
- [28] Li Xiaochun, Koide H, Ohsumi T. CO₂ aquifer storage and the related rock mechanics issues [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2003, 22(6): 989-994. [李小春, 小出仁, 大隅多加志. 二氧化碳地中隔离技术及其岩石力学问题 [J]. 岩石力学与工程学报, 2003, 22(6): 989-994.]
- [29] Liu Yanfeng, Li Xiaochun, Bai Bing. Preliminary estimation of CO₂ storage capacity of coalbeds in China [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2005, 24(16): 2 947-2 952. [刘延锋, 李小春, 白冰. 中国 CO₂ 煤层储存容量初步评价 [J]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24(16): 2 947-2 952.]
- [30] Yu H, Zhou G, Fan W, *et al.* Predicted CO₂ enhanced coalbed methane recovery and CO₂ sequestration in China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2007, 71: 345-357.
- [31] Liu Yanfeng, Li Xiaochun, Fang Zhiming, *et al.* Preliminary estimation of CO₂ storage capacity in gas fields in China [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2006, 27(12): 2 277-2 281. [刘延锋, 李小春, 方志明, 等. 中国天然气田 CO₂ 储存容量初步评估 [J]. 岩土力学, 2006, 27(12): 2 277-2 281.]
- [32] Sun Shu. Geological problems of CO₂ underground storage and its significance on mitigation climate change [J]. *China Basic Science*, 2006, 3: 17-22. [孙枢. CO₂ 地下封存的地质学问题及其对减缓气候变化的意义 [J]. 中国基础科学, 2006, 3: 17-22.]

CO₂ Storage Capacity Estimation in Geological Sequestration: Issus and Research Progress

ZHANG Wei, LI Yilian, ZHENG Yan, JIANG Ling, QIU Gengbiao
(School of Environmental Studies, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

Abstract: CO₂ geological sequestration is one of the most promising methods for reducing anthropogenic CO₂ emissions into the atmosphere. Therefore an assessment should be performed to determine whether there is sufficient CO₂ storage capacity in a country, a region or a specific storage unit. Current study results indicate that CO₂ storage estimation is not a simple and direct process. This paper introduced the method of CO₂ storage capacity estimation in oil and gas reservoirs, deep saline aquifers, and coal seams presented by the CSFL Task Force. The main factors which may affect the estimation of CO₂ geological storage capacity were presented, and some suggestions about the national collaborative program on the research of CO₂ geological sequestration technology in China were put forward, which will be useful to the reduction of CO₂ emissions in China.

Key words: Geological sequestration of CO₂; Storage capacity; Estimation.