

# 二氧化碳咸水层封存和利用

李义曼<sup>1,2</sup>, 庞忠和<sup>1</sup>, 李捷<sup>1,2</sup>, 孔彦龙<sup>1,2</sup>

1. 中国科学院地质与地球物理研究所工程地质力学重点实验室, 北京 100029
2. 中国科学院研究生院, 北京 100049

**摘要** CO<sub>2</sub> 咸水层封存是减少人为 CO<sub>2</sub> 排放最有效的选择之一, 是人工制造巨量碳汇的新型地质工程。全球商业化规模 CO<sub>2</sub> 封存项目和中试尺度的现场试验 10 年以上的平稳运行表明, CO<sub>2</sub> 咸水层封存在技术上是可行的。本文从 CO<sub>2</sub> 咸水层的封存机制、储量评价、监测和预测、安全评价和利用方面作了系统评述。水热实验和数值模拟是目前水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用过程和 CO<sub>2</sub> 封存机制研究的重要方法, 但需要现场试验数据的验证。储量评价主要基于 CO<sub>2</sub> 溶解捕获原理, 参数的确定方法及不同尺度上方法的选择仍需进一步研究。以地震法为代表的地球物理方法能够有效监测储层中 CO<sub>2</sub> 晕的形态, 但价格昂贵不宜广泛应用, 新方法的试验很有必要; 地球化学方法能够及时反映 CO<sub>2</sub> 注入后的运移及储层的响应, 简单易行, 成本较低, 但需要监测孔; 数值模拟方法能为 CO<sub>2</sub> 晕的运移形态和方向提供依据; 需要依托一套适用性强的多种方法联用监测技术。安全评价技术包括数值模拟、岩石力学参数测定及各种模型建立, 还需从公众认可度及加入大规模项目数据角度提高和完善。考虑到成本问题, CO<sub>2</sub> 咸水层利用值得重视, 特别是实现地热可持续开发利用的 CO<sub>2</sub>-EATER 技术的发展。国外在 CO<sub>2</sub> 海相咸水层封存的技术发展较快, 国内沉积盆地可用于 CO<sub>2</sub> 封存的咸水层多以陆相沉积为主, 储层水化学、水文地质和矿物岩性特征与海相咸水层有很大差异, 非均质性也较突出, 需要在借鉴和学习国外经验的同时突出自己的特色和重点。

**关键词** CO<sub>2</sub> 地质封存; 咸水层; 水-岩相互作用; 储量评价; 监测方法

**中图分类号** P641

**文献标识码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.19.011

## CO<sub>2</sub> Sequestration and Utilization in Deep Saline Aquifers

LI Yiman<sup>1,2</sup>, PANG Zhonghe<sup>1</sup>, LI Jie<sup>1,2</sup>, KONG Yanlong<sup>1,2</sup>

1. Key Laboratory of Engineering Geomechanics, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China
2. Graduate University, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

**Abstract** CO<sub>2</sub> sequestration in deep saline aquifers is one of the most effective and promising choices to mitigate anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions. Commercial scale CO<sub>2</sub> injection projects and pilot scale field tests have demonstrated that it is technologically feasible. The state of the art and future challenges including CO<sub>2</sub> trapping mechanism, capacity assessment technology, monitoring technology, safety assessment technology, and utilization technology are discussed based on the review of existing literatures. Hydrothermal experiment and numerical simulation in particular have proven to be very important methods to study the water-rock-CO<sub>2</sub> interaction process and mechanism supported by field tests. Geophysical methods, seismic monitoring methods, in particular 4D, cross well and vertical seismic, could effectively detect the CO<sub>2</sub> plume in reservoirs. However, they are unable to be widely applied due to the high cost, meanwhile geochemical methods (e.g. water chemistry and isotopes) could reflect reservoir responses in time after CO<sub>2</sub> injection which is simple with low cost, and numerical simulation could provide the basis for CO<sub>2</sub> plume migration. It is suggested that a set of multi-methods monitoring technology with easy operations should be established. Safe assessment technology includes numerical simulation, mechanical parameters testing, and establishment of various models; and further consideration of public acceptance and practical experience from large-scale CO<sub>2</sub> storage projects need to be integrated for the improvement. Considering the high cost of CCS implementation, CO<sub>2</sub> utilization should be encouraged and in particular, the CO<sub>2</sub>-EATER technology needs to be further discussed in order to improve waste

收稿日期: 2011-07-04; 修回日期: 2012-06-16

基金项目: 国家高技术研究发展计划(863计划)项目(2008AA062303, 2011AA050604)

作者简介: 李义曼, 博士研究生, 研究方向为水-岩相互作用, 电子邮箱: yimanli2011@gmail.com; 庞忠和(通信作者), 研究员, 研究方向为水循环和水-岩相互作用, 电子邮箱: z.pang@mailiggcas.ac.cn

geothermal water injectivity and sustainable development of geothermal resources. Technologies and methods of CO<sub>2</sub> sequestration in marine saline formations develop very fast abroad, in the meantime most of the sedimentary basins in China that are suitable for CO<sub>2</sub> sequestration are continental deposition with great differences in formation water and reservoir rock compositions and in this way, it is important and necessary to emphasize our specialty and focus when learning from experiences abroad.

**Keywords** CO<sub>2</sub> sequestration; saline aquifer; water-rock interaction; capacity assessment; monitoring method

## 0 引言

在全球气候变化背景下, 温室气体特别是 CO<sub>2</sub> 的减排已经成为人们关注的焦点, 而大规模的 CO<sub>2</sub> 捕集和封存也成了世界范围内很多政府机构和工业部门慎重考虑的选择之一<sup>[1]</sup>。CO<sub>2</sub> 的地质封存特别是咸水层作为其天然储库是最有效及最具发展潜力的选择之一, 据国际能源署(IEA)和政府间气候变化专门委员会(IPCC)评估报告, 全球咸水层 CO<sub>2</sub> 储量可达 400—10000Gt<sup>[1-3]</sup>。CO<sub>2</sub> 咸水层封存是一项新兴的地质工程, 其基础地质学问题包括 CO<sub>2</sub> 地质封存的基本原理, 封存场所选择的基本原则, 储层和盖层的基本地质和水文地质学问题, 地质体的构造稳定性以及 CO<sub>2</sub> 运移的动态监测<sup>[4]</sup>。

CO<sub>2</sub> 咸水层封存的研究始于 20 世纪 90 年代初的加拿大酸性气体(H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub>)处置项目, 其中 CO<sub>2</sub> 气体是作为一种副产物和 H<sub>2</sub>S 一起被注入到咸水层中<sup>[5]</sup>。第一个商业规模的 CO<sub>2</sub> 咸水层封存是 1996 年的挪威北海的 Sleipner 项目, 即将天然气中分离的 CO<sub>2</sub> 以 1Mt/a 的速率注入到北海的 Utsira 砂岩储层中<sup>[6]</sup>。阿尔及利亚的 In Salah 项目和挪威的 Snøhvit 项目也分别于 2004 年和 2008 年投入商业运行<sup>[7]</sup>。随着碳捕集

和封存(Carbon Capture and Storage, CCS)技术发展需要和咸水层成为最具潜力和最理想的 CO<sub>2</sub> 储库的广泛认识, 世界范围内更多的 CO<sub>2</sub> 咸水层封存项目也进入计划阶段, 如计划于 2014 年开始注入的澳大利亚 Gorgon 项目以及 2010 年开始的中国神华 Ordos 项目。以科学研究为目的的中试尺度注入项目也在广泛开展, 如日本的 Nagaoka 项目(2003 年)、美国的 Frio 项目(2004 年)、德国的 Ketzin 项目(2008 年)和澳大利亚的 Otway 一期项目(2008 年)以及中国的 BBB-Nm 项目(2011 年), 如图 1、表 1<sup>[7-8]</sup>所示。

CO<sub>2</sub> 在咸水层中的捕获机制主要有结构捕获、残余气捕获、溶解捕获和矿物捕获, 在不同时间尺度上, 起主导作用的捕获机制是不断变化的<sup>[3,7,9]</sup>。目前关于 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的研究方法包括中试尺度的现场试验、水热实验和数值模拟, 且数值模拟成为研究较长时间尺度上(千年—万年)CO<sub>2</sub> 在储层中运移规律、储层地球化学响应以及泄露等发生后可能对浅部淡水含水层的威胁的主要手段, 主要的模拟软件包括 TOUGH2, TOUGHREACT, PHREEQC, GEOCHEMIST'S WORK BENCH, SOLVEQ 和 SOMINEQ 等。



图 1 世界范围内进行中的或已经进行的 CO<sub>2</sub> 咸水层地质封存项目分布

Fig. 1 Worldwide map of project distribution involving CO<sub>2</sub> injecting or having injected into deep saline aquifer

表 1 国内外 CO<sub>2</sub> 咸水层封存与利用项目统计表

Table 1 Statistical table of CO<sub>2</sub> sequestration in deep saline aquifers and utilization in and abroad

项目名称	规模	储层	岩性	孔隙度/%	渗透率 /10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	深度/m	厚度/m	盐度/(g·L <sup>-1</sup> )	温度/°C	压力 /MPa
Sleipner	商业	Utsira	砂岩	37	5000	1000	250	35	37	10.3
Snøhvit	商业	Tubåsen	砂岩	13	450	2550	60	—	—	28.5
Weyburn	商业	Marly&Vuggy	灰岩	26	—	1300—1500	11—33	38—60	62	15
Albert 盆地	商业	多个	多种	4—26	1—413	950—2814	15—243	24—340	26—103	6—27
In Salah	商业	Krechba	砂岩	17	5	1850	29	—	90	18
Gorgon	中试	Dupuy	砂岩	20	25	2300	—	7	100	22
Frio	中试	Upper Frio C	砂岩	30	1500	1546	24	92.6	56	15.2
Nakaoga	中试	Haizume	砂岩	22.5	6	1100	60	7.1	46	12
Ketzin	中试	Stuttgart	砂岩	23	750	650	80	250	34	7.3
渤海湾盆地	中试	明化镇三段	砂岩	19.7—33.5	117—2208	1600—1650	300—400	3—4	50—60	15—17
鄂尔多斯盆地	中试	石千峰	砂岩	5—12.9	0.1—658	1700—2000	2.8—54.6	31.2	56—64	17—19
Michigan 盆地		Bass Islands	白云岩	13	22	1061	22	—	28	10.2

IPCC 关于 CO<sub>2</sub> 捕获和封存的报告指出,由于深部储层空间非均质性和各向异性较大,水-岩相互作用过程复杂,在大量商业化规模项目实施之前,CO<sub>2</sub> 的咸水层封存还有很多知识空白需要填补<sup>[3]</sup>。本文主要从 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的封存机制、储量评价技术、监测技术、安全评价技术和利用技术等方面评述国内外 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的现状,结合已有的现场试验经验和数值模拟结果探讨存在的关键科学问题和发展方向。

### 1 CO<sub>2</sub> 封存机制

咸水层封存中水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用研究方法包括数值模拟、水热实验及现场试验数据分析。研究表明大量 CO<sub>2</sub> 注入会促进储层水-岩相互作用过程演化,改变储层流体化学平衡,铝硅酸盐矿物、碳酸盐矿物及黏土矿物(伊利石,蒙脱石)等的溶解沉淀作用会影响储层的孔隙度和渗透性<sup>[10-13]</sup>。Bachu 等<sup>[14]</sup>通过模拟得出 CO<sub>2</sub> 注入到咸水层后约 29% 的注入量溶解到地层水中(溶解捕获),Audigane 和 Xu 等<sup>[10,12]</sup>通过反应运移

模拟得出在万年时间尺度上,约有 3%—25% 的 CO<sub>2</sub> 将会以次生碳酸盐矿物沉淀形式被封存。

根据 IPCC 报告<sup>[9]</sup>,注入后的早期阶段 CO<sub>2</sub> 的捕获形式主要为物理机制,在千年—万年尺度上化学捕获机制(溶解捕获和矿物捕获)逐渐占主导地位(≥50%),且时间尺度越大矿物捕获比例越大(时间尺度  $t=10000a$ ,所占比例约 40%)(图 2(a))。Gilfillan 等<sup>[15]</sup>利用惰性气体(<sup>3</sup>He, <sup>20</sup>Ne)和碳同位素(<sup>13</sup>C)研究天然 CO<sub>2</sub> 气田,结果表明千年时间尺度上地层水中 CO<sub>2</sub> 主要以溶解态存在,矿物态最多占 18%。Audigane 等<sup>[10]</sup>通过建立 CO<sub>2</sub> 反应运移模型,得出 CO<sub>2</sub> 注入后储层中 CO<sub>2</sub> 捕获机制随时间的变化如图 2(b)所示。在百年尺度上超临界 CO<sub>2</sub> 封存量达到最大,即结构捕获和残余气捕获量与 IPCC 概念模型一致,溶解捕获量随时间增大在万年尺度上几乎成为唯一的捕获机制,矿物捕获量所占比例约 5%,与 IPCC 报告中 CO<sub>2</sub> 咸水层捕获机制模型存在一定差异,这可能与咸水层水化学组分以及储层岩石的矿物组分等有关。Zhang 等<sup>[16]</sup>通过建立松

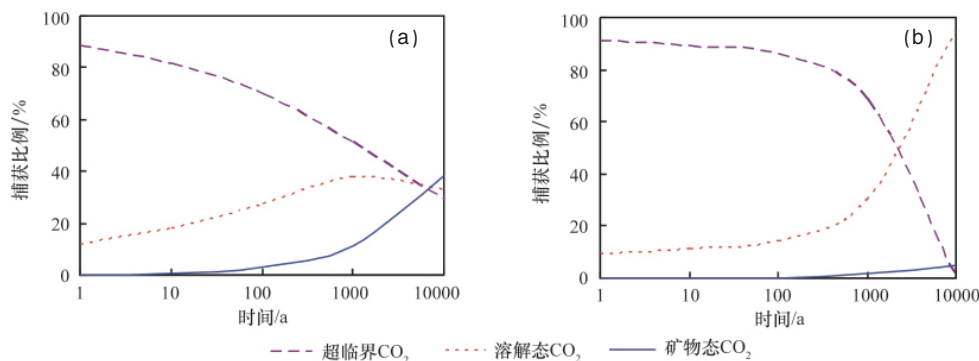


图 2 不同捕获机制 CO<sub>2</sub> 封存量所占比例随时间的变化图,(a)修改自 IPCC 报告;  
(b)修改自 Audigane 等 2007

Fig. 2 Diagram of CO<sub>2</sub> storage capacity changing with time for different trapping mechanisms (a), modified from IPCC report; (b) modified from Audigane *et al.*, 2007

辽盆地咸水层 2D 反应运移模型, 讨论了 CO<sub>2</sub> 注入后储层地球化学变化以及 CO<sub>2</sub> 的不同封存机制, 并且指出松辽盆地 CO<sub>2</sub> 的矿物封存量能达到 10kg/m<sup>3</sup> 或者更多, 取决于铝硅酸盐的组分特别是其中 Ca、Mg 和 Fe 的含量。

储层水化学和矿物组分会影响不同时间尺度上咸水层中 CO<sub>2</sub> 捕获机制, 国外以海相沉积储层研究为主。为了更清楚认识普遍意义上 CO<sub>2</sub> 咸水层地质封存捕获机制, 建议开展其他海相沉积储层以及陆相沉积储层中 CO<sub>2</sub> 咸水层的捕获机制研究。

## 2 储量评价方法

CO<sub>2</sub> 注入到咸水层后, 会以物理捕获和化学捕获机制被封存。基于这些捕获机制, 研究者建立了不同的评价方法, 但由于捕获机制的复杂性以及 CO<sub>2</sub> 溶解和运移过程导致的不同捕获形式间的相互变化使储量评价存在很大的不确定性。目前 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的储量评价还没有统一的方法, 已发表文献中的评价方法如表 2 所示。

Bachu 等<sup>[17-18]</sup>基于碳封存领导人论坛(CSLF)的金字塔模型, 讨论了 CO<sub>2</sub> 咸水层封存量在不同尺度条件下的计算方法

表 2 CO<sub>2</sub> 咸水层地质封存储量评价方法简表

Table 2 Storage capacity assessment methods of CO<sub>2</sub> sequestration in deep saline aquifers

方法来源	计算方法
Tanaka 等, 1995	$M_{CO_2} = E_f \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot \rho \cdot [S_g/B_g(CO_2) + (1-S_g) \cdot R_s(CO_2)]$ (1)
	$M_{CO_2} = E_f \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot \rho \cdot R_s(CO_2)$ (2)
式(1)用于油气储及其邻近咸水层和背斜构造咸水层式, 式(2)用于单斜构造咸水层。	
Bachu 等, 2007	$M_{CO_2} = C_c \cdot \rho_{CO_2} \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1-S_{wir})$ (1)
	$M_{CO_2} = \Delta V_{trap} \cdot \phi \cdot S_{CO_2} \cdot \rho_{CO_2}$ (2)
	$M_{CO_2} = C \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (\rho_s \cdot X_s^{CO_2} - \rho_0 \cdot X_0^{CO_2})$ (3)
(1)用于结构捕获储量计算, 式(2)用于残余气捕获储量计算, 式(3)用于溶解捕获储量计算, 还有矿物捕获和水动力捕获, 以上各捕获机制所占比例随时间发生变	
USDOE, 2008	$M_{CO_2} = A \cdot h \cdot \phi \cdot \rho_{CO_2} \cdot C_c$
Zhou 等, 2008	基于 CO <sub>2</sub> 注入后储层压力增大原理的评价方法
USGS, 2010	基于蒙特卡洛法的概率评价方法
备注	$M_{CO_2}$ —CO <sub>2</sub> 储量; $E_f$ —波及系数; $A$ —封存区面积 (m <sup>2</sup> ); $h$ —储层厚度 (m); $\phi$ —储层孔隙度; $\rho$ —标态下 CO <sub>2</sub> 的密度 (kg/m <sup>3</sup> ); $\rho_{CO_2}$ —储层条件下 CO <sub>2</sub> 密度 (kg/m <sup>3</sup> ); $S_g$ —超临界 CO <sub>2</sub> 饱和度; $B_g(CO_2)$ —CO <sub>2</sub> 地层体积因子; $R_s(CO_2)$ —地层水中 CO <sub>2</sub> 溶解度 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ); $C_c$ —储量系数; $S_{wir}$ —地层水不可压缩系数; $\Delta V_{trap}$ —CO <sub>2</sub> 饱和而不含水的岩石体积; $S_{CO_2}$ —捕获的 CO <sub>2</sub> 的溶解度; $\rho$ —储层条件下 CO <sub>2</sub> 密度 (kg/m <sup>3</sup> ); $C$ —综合因子; $\rho_{0s}$ —初始条件和 CO <sub>2</sub> 饱和条件下地层水的密度; $X_0^{CO_2}$ —初始条件和 CO <sub>2</sub> 饱和条件下地层水中 CO <sub>2</sub> 的质量

及影响因素, 指出空白区为数据少、储存系数不确定性大以及复杂的 CO<sub>2</sub> 封存机制, 该方法被广泛应用<sup>[19]</sup>。其中有效储存因子的确定必须基于实际的地质条件, 对于半闭合且条件较差的咸水层—开放且条件较好的咸水层, 建议值为 3%—40%, 对评价结果影响大。Tanaka 等<sup>[20]</sup>将地质结构分为 4 类(油气储及其周围咸水层、背斜构造咸水层、海相和陆相单斜构造咸水层), 并提出相应的 CO<sub>2</sub> 储量计算公式, 得出日本 CO<sub>2</sub> 咸水层储量为 91.5Gt, Takahashi 等<sup>[21]</sup>在 Tanaka 方法基础上, 采用修正的算法重新计算得出日本 CO<sub>2</sub> 咸水层储量为 146.1Gt。该方法中波及因子及 CO<sub>2</sub> 地层体积因子等参数的确定难度大, 导致储量评价结果不确定性大, 与其他方法结果相比甚至能产生数量级差别。李小春等<sup>[22]</sup>将中国大陆地区 24 个主要沉积盆地分为 70 个储存分区, 利用溶解度法计算出各储存分区地下 1—3km 深度内咸水层的 CO<sub>2</sub> 总储量为 143.5Gt。该方法以溶解度法为基础, 但有效储层厚度和面积等参数的确定难度大, 仅对于评价理论储量有一定适用性。美国能源部针对开放的 CO<sub>2</sub> 咸水层提出的评价方法也是以 CO<sub>2</sub> 有效溶解量

为基础, 考虑了有效储存因子, Bachu 等<sup>[23-24]</sup>认为该方法与 CLSF 提出的方法给出的结果应该是一致的。Zhou 等<sup>[25]</sup>根据 CO<sub>2</sub> 注入后储层压力增大原理提出了适于封闭和半封闭储层 CO<sub>2</sub> 的地质储量评价方法, 但其假设条件较多, 应用起来不方便。此外, 美国地质调查局将用于资源评价的概率方法(蒙特卡洛法)用于评价可注入及储存 CO<sub>2</sub> 且能成像的地下岩体(称为储存评价单元)中 CO<sub>2</sub> 的储量, 该储量是当前技术条件下能实现的储量, 但仅考虑了残余气捕获和结构捕获机制<sup>[26]</sup>。中国地质调查局水文地质环境地质调查中心于 2010 年开始对全国主要沉积盆地的 CO<sub>2</sub> 地质封存储量进行评价和图集编制工作, 评价方法基于 CSLF 提出的方法, 并根据中国特殊的地质条件有修改<sup>[27]</sup>。其中, 中国东部的渤海湾盆地(BBB)的理论 CO<sub>2</sub> 地质储量为 151.47Gt, 咸水层的 CO<sub>2</sub> 储量占 98%<sup>[28]</sup>。

目前世界范围内还没有统一的 CO<sub>2</sub> 咸水层储量评价方法。国际能源署和 CSLF 提出的 CCS 技术路线图(2011 年)指出, 当前储量评价需要确定出区域和场地尺度上长期有效封存估算需要的储存系数, 特别是对于咸水层, 这要求大量试



验数据;需要开发方法标准来确定场地尺度实际的和与场地匹配的封存量;建议修改石油部门用的概率方法评价 CO<sub>2</sub> 地质储量<sup>[29-30]</sup>。不同时间尺度条件下各种捕获机制的主导作用以及不同空间尺度上评价方法的选择(如国家尺度,盆地尺度,区域尺度,局部尺度甚至研究区尺度)也值得探讨。储层非均一性的刻画对评价 CO<sub>2</sub> 储量也非常关键。此外,还应考虑到资源利用冲突(如石油和天然气的开发以及地热资源的利用与 CO<sub>2</sub> 封存的冲突)对 CO<sub>2</sub> 咸水层储量的影响。

### 3 CO<sub>2</sub> 运移的预测与监测技术

为了保证 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的安全性和有效性,对 CO<sub>2</sub> 注入后的运移、预测和监测是十分必要的。对 CO<sub>2</sub> 运移的预测能够指导监测,为安全性和风险评价提供依据。目前主要的预测技术是基于多相流的数值模拟方法,包括 TOUGH2、FEHM、PFLORAN、GEM-GHG 等。Hovorka 等<sup>[31]</sup>用 TOUGH2 模拟了 CO<sub>2</sub> 注入到 Frio 砂岩储层后的运移,得到的穿透时间(2.5—6d)与现场试验的结果一致,为监测方案提供了依据。本节着重探讨监测技术,通过监测可以确定 CO<sub>2</sub> 晕的位置,确定注入井和周边废弃井或断层处是否发生泄漏以及评价 CO<sub>2</sub> 实际储量<sup>[32]</sup>。长期的监测能为数值模型提供校正数据,增加模型预测的可靠性,这对于千年—万年时间尺度 CO<sub>2</sub> 咸水层封存研究是非常必要的。目前应用于 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的监测手段主要是地球物理、地球化学以及数值模拟方法。其中地球物理方法以地震法为主,包括时移地震、井间地震,3D/4D 地表地震、微地震、垂向地震剖面,其他的方法如卫星遥感、时移电磁图像法、重力法和测井<sup>[33-36]</sup>;地球化学方法主要包括储层流体水化学组分、稳定同位素( $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$  和  $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$  等)、pH、碱度的分析研究,示踪剂方法(如 SF<sub>6</sub>, 多氟化碳 PFTs 以及惰性气体),土壤气体及大气中 CO<sub>2</sub> 含量的监测<sup>[13,37]</sup>。

挪威北海 Sleipner 项目的监测始于 1999 年,据 Arts 等文献<sup>[33]</sup>,时移地震、4D 地震和 4D 重力法等应用在 Sleipner 的应用都成功地监测到砂岩层中 CO<sub>2</sub> 晕的形态,表明到目前为止还没有发生 CO<sub>2</sub> 泄漏问题。但 4D 地震缺点是价格昂贵且易受天气变化、土壤湿度等影响重现性不好,应用于陆相储层存在风险;4D 重力法对于量化评价地下 CO<sub>2</sub> 饱和度成本低且效果好,但要求地质模型描述精确。井间地震和垂向地震剖面在 Nagaoka 项目和 Frio 项目中准确捕捉到 CO<sub>2</sub> 晕的运移,但这两种方法要求注入井附近必须有监测井,而对于商业规模的 CO<sub>2</sub> 注入,注入井和监测井的距离一般较大,为了保证储层中 CO<sub>2</sub> 晕的分辨率需要考虑多个监测井的布置,这会增加成本<sup>[34-35]</sup>。In Salah 项目中卫星获取的遥感(In SAR)数据表明,CO<sub>2</sub> 注入后,注入井附近的地表面以 5mm/a 的速率抬升,Rutqvist<sup>[38]</sup>等通过现场数据和耦合的储层地质力学数值模型分析了 CO<sub>2</sub> 注入后的储层响应,结果表明注入区及其邻近储层由于压力变化发生体积膨胀,造成地表变形,与卫星观测结果一致。但 InSAR 方法的分辨率易受地表植被覆盖等影响,其推广值得

探讨<sup>[39]</sup>。基于微动技术在探测隐伏断裂等方面的应用<sup>[40]</sup>,在渤海湾盆地中试尺度 CO<sub>2</sub> 注入试验(BBB-Nm)中,探索了微动探测技术监测 CO<sub>2</sub> 运移的可行性,目前已取得 CO<sub>2</sub> 注入前后试验场地的相关数据,正在解译。

大量水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用水热实验和数值模拟表明<sup>[9,14,41-44]</sup>,CO<sub>2</sub> 注入后,会导致储层的 pH 值降低 1—2 个单位,促进水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用过程的发生;储层流体的 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>,Fe,Si,Al 和 Ca 等元素的含量表现为增加趋势,特别是 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>;储层水和 CO<sub>2</sub> 的碳、氧同位素会发生交换,同位素特征成为有效的监测指标。Frio 项目监测结果表明 CO<sub>2</sub> 注入后,储层流体的 pH 值由 6.5 降为 5.7,HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>,Fe 和 CO<sub>2</sub> 含量分别由注入前的 100mg/L、30mg/L 和 0.3%增加到注入后的 3000mg/L、1100mg/L 和 97%,这与 CO<sub>2</sub> 的溶解和水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用导致的储层矿物的溶解有关<sup>[13]</sup>。储层流体和 CO<sub>2</sub> 气体的  $\delta^{18}\text{O}$  分别由初始的 -0.8‰,9‰变为 -11.1‰,43‰,是由储层流体和注入 CO<sub>2</sub> 之间发生的氧同位素交换作用导致的,这也被实验室尺度水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用研究证实<sup>[45]</sup>(表 2)。Nagaoka 试验监测结果表明<sup>[9]</sup>,储层流体的 pH 值降低了 1.5—2 个单位,离子组分如 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>,Ca,Mg 和 Fe 等都表现出增加趋势(表 3),而 Cl,Na,Al 和 Sr 等元素的含量基本上没有变化,与实验室模拟结果一致。Ketzin 项目和 Weyburn 项目的试验结果也表明<sup>[46-47]</sup>,CO<sub>2</sub> 注入到咸水层后,储层流体的水化学组分等发生了显著变化,如表 3 所示,这是水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用的结果。此外,Pang 等<sup>[48-49]</sup>利用 PHREEQC 软件模拟了渤海湾盆地北塘凹陷新近系馆陶组储层 CO<sub>2</sub> 注入后不同 CO<sub>2</sub> 分压条件下水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用,结果表明,CO<sub>2</sub> 注入后储层流体的 pH 值降低,Al,Si,Ca<sup>2+</sup>,Mg<sup>2+</sup>,HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 和 K<sup>+</sup>等组分的含量增加,其中 pH、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、Al 及 Fe 等变化较大,可作为长期的监测指标。这类监测方法成本低,易被广泛使用,且能给出 CO<sub>2</sub> 注入后各组分随时间变化的特征,但目前还没有提出一套系统的监测指标和相应的监测技术。

示踪方法在 Frio 的运用证实了 CO<sub>2</sub> 在监测井中的穿透,有利于我们理解储层流场特征以及确定 CO<sub>2</sub> 在地层水中的饱和度。Wells 等<sup>[50]</sup>利用 PFTs 在墨西哥的 West Pearl Queen CO<sub>2</sub> 封存点进行示踪实验,结合毛细吸附管监测 CO<sub>2</sub> 的泄露情况,并观测到每年约有 0.0085%的泄露量。该方法成本较低适合广泛应用,但在非均质及各向异性强的储层中效果容易受影响。为了防止 CO<sub>2</sub> 泄露,对浅部地下水含水层、土壤气和大气中 CO<sub>2</sub> 的监测技术也非常重要,但其受自然环境中 CO<sub>2</sub> 浓度的波动影响较大,使 CO<sub>2</sub> 泄露的监测复杂化和模糊化。

CO<sub>2</sub> 咸水层地质封存的监测技术发展较快且相对成熟,地球物理方法中地震法(4D 地震、井间地震等)能够很好地刻画地下储层中 CO<sub>2</sub> 晕的形态和位置,但成本较高且其在分辨率易受气候条件、土壤湿度等影响的陆相咸水层中的应用不确定性大,不宜广泛应用;微动技术在 CO<sub>2</sub> 晕运移监测方面的应用值得进一步探索,若能有效反演 CO<sub>2</sub> 晕的状态,将成

表 3 不同 CO<sub>2</sub> 注入项目储层流体水化学特征在 CO<sub>2</sub> 注入前和穿透后的变化Table 3 Geochemical characters change of reservoir fluid before CO<sub>2</sub> injection and after CO<sub>2</sub> breakthrough

项目	pH 值	含量/(mg·L <sup>-1</sup> )			δ <sup>18</sup> O <sub>H<sub>2</sub>O</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>DIC</sub> /‰
		HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Fe	Mn		
Frio	6.7—5.9	100—3000	30—1100	3—18	0.8—11.1	-0.3—3.3
Ketzin	6.7—5.5	—	6—200	—	—	—
Nakaoga	7.9—6.4	374—2380	0.1—1.3	0.5—1.1	—	—
Weyburn	6—5.9	274—598	1.3—5.1	0.4—0.1	—	—

为新兴的 CO<sub>2</sub> 运移地球物理监测技术。地球化学和示踪剂监测方法简单易行,成本较低,具有时效性,在研究储层对 CO<sub>2</sub> 注入响应方面有绝对优势,能为数值模型提供校正数据,容易广泛应用,但需要进一步完善和系统化。

#### 4 安全评价技术

CO<sub>2</sub> 地质封存的安全性是世界范围内 CCS 技术开展的一个关键因素,任何一个 CO<sub>2</sub> 项目的开展都需要先进行安全和风险评价,目前还没有建立被一致认可的安全标准和评价方法<sup>[51]</sup>。关于安全和风险的评价主要集中在健康、安全和环境 3 个方面,评价技术包括数值模拟、盖层力学参数试验测定及各种安全和风险评价模型。

数值模拟方法是进行 CO<sub>2</sub> 晕运移规律及地下水中重金属及有毒有机物是否被释放研究的重要手段,它能够给出 CO<sub>2</sub> 在储层中的运移形态及水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用的结果,为安全和风险评价提供依据,较成熟的软件有 TOUGH2、GEM-GHG、GEMBOCHS、TOUGHREACT、GEOCHEMIST'S WORK BENCH、PHREEQC 等。对于大规模和较长时间尺度的 CO<sub>2</sub> 地质封存研究,数值模拟预测方法是必要的,但由于其时间尺度较大,模型的校正存在问题。通过试验方法可以测定目标盖层的力学参数如突破压和致裂压,指导现场 CO<sub>2</sub> 注入压力和速率,为 CO<sub>2</sub> 现场试验提供参考,避免因盖层被突破发生泄漏,实验数据的代表性以及尺度效应对其在场地上的应用的影响还没有系统分析。安全和风险评价模型包括情景分析,即基于 CO<sub>2</sub> 地质封存有关的特征、事件和过程(FEPs)提出的系统分析方法,断层或者事件树分析方法,专家打分法,筛选及排序法及概率风险评价法等<sup>[52-56]</sup>。各模型的不确定性因素多,包括评价指标的不确定性、参数的不确定性、概念模型的不确定性、模拟过程和情景假设等的不确定性等,对评价结果有影响。此外,为了提高公众对 CCS 技术的支持和认可度,需要提出一套统一的基于不同时间尺度的评价方法。

#### 5 CO<sub>2</sub> 咸水层利用技术

考虑到 CO<sub>2</sub> 封存成本问题,基于 CSLF 第四次部长级会议利益攸关方论坛的讨论,目前已形成了 CO<sub>2</sub> 咸水层封存和利用的共识。CO<sub>2</sub> 咸水层利用技术主要包括 CO<sub>2</sub> 驱油 (CO<sub>2</sub>-

EOR)、CO<sub>2</sub> 驱煤层气 (CO<sub>2</sub>-ECBM) 和 CO<sub>2</sub> 驱热 (CO<sub>2</sub>-EGS) 以及用 CO<sub>2</sub> 提高地热水回灌率 (CO<sub>2</sub>-EATER) 等。这些技术可以在提高石油、煤层气、地热能的采收率的同时,实现一部分 CO<sub>2</sub> 永久地封存于地下,达到减排和效益双赢,是进行 CO<sub>2</sub> 减排的现实选择之一。

CO<sub>2</sub>-EOR 始于 20 世纪 70 年代,技术已经非常成熟,现在世界上油藏中封存 CO<sub>2</sub> 的 EOR 项目已达约 90 个,如 Weyburn 油田<sup>[57]</sup>。中国的大庆油田、胜利油田及吉林油田等也开展了 CO<sub>2</sub>-EOR 工作,已在注入工艺、CO<sub>2</sub> 在油水中的溶解度、CO<sub>2</sub> 与油黏度降低的关系等方面都取得了一些初步成果<sup>[58]</sup>。CO<sub>2</sub>-ECBM 在国外已进行了若干试验研究,如美国 San Juan 盆地自 1996 年以来,已向 Fruitland 煤层注入了大于 10<sup>6</sup>t CO<sub>2</sub><sup>[59]</sup>。中国于 2003 年在沁水盆地开展了 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术研究的微型先导性试验。多井模拟结果表明,在 CO<sub>2</sub> 注入期内,单井 CH<sub>4</sub> 平均产量为注入前产量的 2.8—15 倍<sup>[60]</sup>。目前这项技术还处于不断探索中。Brown<sup>[61]</sup>提出利用 CO<sub>2</sub> 代替水作为循环工质的新型 EGS(增强型地热系统),Pruess<sup>[62]</sup>在此基础上通过数值模拟方法探讨这种工程地热储中的流体动力学和热传递问题,在水-岩相互作用方面不确定大。目前还没有关于 EGS 中 CO<sub>2</sub> 质量流量因各种机制损失进入储层中比例的报告,损失比例应与具体 EGS 储层的渗透率、孔隙率、水化学和矿物组成有关,相关的研究还在继续。CO<sub>2</sub>-EATER 是在沉积盆地砂岩热储尾水回灌率较低使地热开采不可持续基础上提出的,即 CO<sub>2</sub>-Enhanced Aquifer Thermal Energy Recovery,指以 CO<sub>2</sub> 作为化学激发剂,注入到砂岩热储层中,通过与储层的碳酸盐矿物反应而提高储层的渗透率和孔隙度,达到提高储层回灌率的目的<sup>[48]</sup>。通过对新近系馆陶组储层水的数值模拟和水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用实验研究,确定出在理论上该模式是可行的,这对国内沉积盆地中低温砂岩热储的可持续开发利用具有重要指导意义<sup>[63]</sup>。

#### 6 讨论

在现场试验,水热实验和数值模拟方面,国外的研究已经取得了很多成果和经验,值得学习和借鉴。但国外大部分咸水层封存项目是把 CO<sub>2</sub> 注入到海相沉积的碎屑岩(如 Sleipner 的 Utsira 砂岩储层、In Salah 的 Krechba 砂岩储层、



Frio 砂岩储层等)或碳酸盐岩储层(Weyburn 项目的 Marly 和 Vuggy 灰岩储层等)中,国内沉积盆地中可用于 CO<sub>2</sub> 封存的咸水层主要是陆相沉积,二者在储层流体水化学以及矿物岩性特征上存在差异,导致 CO<sub>2</sub> 注入后储层的地球化学响应和物性特征的变化(孔隙度和渗透性)不同,特别是水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用过程及机制,需要深入研究。

CO<sub>2</sub> 运移的预测基于数值模拟,CO<sub>2</sub> 注入到咸水层后,储层的非均一性,CO<sub>2</sub> 相态的变化,地球化学过程对储层孔隙度,渗透率,断裂封闭性的作用使多相流运移模拟复杂化,导致预测存在不确定性。CO<sub>2</sub> 注入后储层的水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用过程还存在很多问题值得探讨。在注入井附近,对超临界 CO<sub>2</sub> 或溶解了少量水的超临界 CO<sub>2</sub> 与储层的相互作用研究较少;由于矿物动力学数据缺乏、反应表面积的不确定性、实验室反应速率和野外条件下速率的尺度效应差异以及生物过程的引入,水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用过程的动力学模拟还存在很多不确定性<sup>[2,14,64,68]</sup>。矿物的溶解沉淀作用会影响储层的渗透率和孔隙度的变化,如何准确评价也值得讨论。水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用导致的泄露通道以及泄露对浅部含水层环境构成威胁的研究还处于起步阶段。CO<sub>2</sub> 封存机制会随时间变化能达到百年—千年甚至更长的时间尺度,实验室研究和现场试验均不能实现,所以对天然类似体(天然 CO<sub>2</sub> 气田)的研究非常重要,能为研究 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的长期安全提供科学依据。

CO<sub>2</sub> 注入咸水层后,为了跟踪 CO<sub>2</sub> 晕以评估其安全性、防止 CO<sub>2</sub> 泄漏导致的危害,相应的监测工作(包括储层流体、储层中 CO<sub>2</sub> 晕、土壤 CO<sub>2</sub> 气体、大气中 CO<sub>2</sub> 含量,浅部含水层水质等)是非常重要的,考虑到监测方法的经济有效性及广泛适用性,需要在已有研究的基础上建立一套能准确、有效地反应储层特征变化的多方法联用技术。CO<sub>2</sub> 咸水层封存的储量评价对商业化规模 CO<sub>2</sub> 注入的选址具有指导意义,也是评价一个国家 CO<sub>2</sub> 咸水层封存能力的基础。现有的储量计算模型大部分基于溶解度模型,储层不均一性和各向异性会直接影响评价结果的可靠性,还应考虑扣除具有经济利用价值的储层的封存能力,如地热储和油气储等。CO<sub>2</sub> 咸水层封存的运行成本和经济问题对该工程的推广也值得深入探讨,本文不作详细论述。2011 年在北京召开的碳封存领导人论坛部长级会议表明,考虑到成本问题以及 CO<sub>2</sub> 与地下资源利用的冲突和互利,CO<sub>2</sub> 咸水层封存研究应着重于封存和利用两个方面<sup>[9]</sup>。

2011 年国际能源署和碳封存领导人论坛<sup>[30,69]</sup>都编制了新的 CCS 技术路线图,指出到 2020 年应该基于统一的评价方法,完成世界范围 CO<sub>2</sub> 地质封储量评价和图集编制,建立大规模现场试验及监测,并给出政策、风险评价、泄露处理措施等方面的指南;2020 年后则开展商业化规模的 CO<sub>2</sub> 地质封存。中国 CCS 发展技术路线图<sup>[30]</sup>指出针对地质封存技术,应该加强地质封存机制研究,开展全国范围的地质封存潜力评价,开发场址选择、安全性评价技术与标准,突破监测与补救技术,建立以封存选址与工程实施指南及安全环境评价标准

为核心的封存安全保障体系。

## 7 结论与展望

国内外 CO<sub>2</sub> 咸水层封存商业化规模项目(Sleipner、In Salah、Snøhvit、Weyburn 等)和中试尺度试验项目(Frio、Nakaoga、Ketzin 等)的研究表明,CO<sub>2</sub> 咸水层封存在技术上是可行的。已有研究从水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用机制及储层响应、储量评价及 CO<sub>2</sub> 晕运移和泄漏的监测等方面为 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的实施提供了具有实践意义的指导,但还存在很多亟待解决和深入探讨的问题。

(1) 由于储层水化学和矿物组分会影响不同时间尺度上咸水层中 CO<sub>2</sub> 捕获机制和水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用结果,应针对不同类型沉积储层开展研究,探讨普遍意义上的 CO<sub>2</sub> 咸水层封存机制。CO<sub>2</sub> 注入到咸水层后注入井附近的超临界 CO<sub>2</sub> 环境中,CO<sub>2</sub> 与储层相互作用的研究较少;在断层存在情况下,沿着断层分布区的水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用对 CO<sub>2</sub> 泄露通道的影响以及可能造成的浅部淡水含水层的污染的研究还处于起步阶段;水-岩-CO<sub>2</sub> 相互作用过程中各种矿物溶解沉淀动力学问题及其对储层物性(孔隙度和渗透率)的影响也还不清楚。

(2) 不同学者根据地质结构特征和溶解度原理建立了多种储量评价方法,储层的非均一性和各向异性特征使各种参数,如储层因子、波及系数等具有很大的不确定性,导致评价结果存在差异。如何根据不同时间尺度上的 CO<sub>2</sub> 封存机制,扣除具有经济价值的储层封存能力,确定一套全球统一的标准评价体系也是需要探讨的。

(3) 地球物理和地球化学监测是 CO<sub>2</sub> 咸水层封存的有效监测方法,前者能够较好地刻画储层中 CO<sub>2</sub> 晕的形态和位置,但成本较高,且其在分辨率易受气候条件、土壤湿度等条件影响的陆相咸水层中的应用不确定性大;后者简单易行,成本较低,具有时效性,在研究储层对 CO<sub>2</sub> 注入的响应方面有绝对优势,能为数值模型提供校正数据。建议提出一套易操作且适应性强的多种方法联用的监测技术。

(4) 安全和风险评价技术对于 CO<sub>2</sub> 地质封存项目非常重要,主要包括数值模拟、盖层力学参数试验测定以及各种安全和风险评价模型 3 类。其中数值模拟的模型校正存在问题,盖层力学参数的代表性和尺度效应值得探讨,各种模型的不确定性会导致评价结果的极大不确定。模型建立还需考虑公众支持度及时间尺度因素等。

(5) CO<sub>2</sub> 咸水层利用技术可以从经济效益的角度促进 CCS 技术的发展,目前主要有 CO<sub>2</sub>-EOR、CO<sub>2</sub>-ECBM、CO<sub>2</sub>-EGS 和 CO<sub>2</sub>-EATER。其中 CO<sub>2</sub>-EATER 以 CO<sub>2</sub> 作为储层的化学激活剂,从水-岩相互作用的角度改善储层孔隙度和渗透性,达到提高地热尾水回灌率的目的,对于国内沉积盆地中低温地热的可持续开采利用具有重要意义。

国内沉积盆地中可用于 CO<sub>2</sub> 地质封存的咸水层以陆相

沉积多见,与国外海相沉积地层相比在水化学和储层岩性特征上存在差异,所以在开展现场试验等研究时应突出我国储层的重点和特色。目前国内 CO<sub>2</sub> 咸水层封存研究还处于起步阶段,应该加强大规模的现场试验研究,做好相应的知识和技术储备;考虑到成本和经济效益问题,同时还应鼓励 CO<sub>2</sub> 咸水层利用技术。

### 参考文献 (References)

- [1] Benson S M. Monitoring CO<sub>2</sub> sequestration in deep geological formations for inventory and carbon credits [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 24–27 September 2006. 102833-MS.
- [2] Tsang C F, Birkholzer J, Rutqvist J. A comparative review of hydrologic issues involved in geologic storage of CO<sub>2</sub> and injection disposal of liquid waste [J]. *Environmental Geology*, 2008, 54(8): 1723–1737.
- [3] IPCC. Carbon dioxide capture and storage[R/OL]. [2011-06-30]. <http://www.ipcc-wg3.de/publications/special-reports/files-images/SRCCS-WholeReport.pdf>.
- [4] 孙枢. CO<sub>2</sub> 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, 8(3): 17–22.  
Sun Shu. *China Basic Science*, 2006, 8(3): 17–22.
- [5] Gunter W D, Perkins E H, Hutcheon I. Aquifer disposal of acid gases: Modelling of water-rock reactions for trapping of acid wastes [J]. *Applied Geochemistry*, 2000, 15(8): 1085–1095.
- [6] Audigane P, Gaus I, Czernichowski-Lauriol I, et al. Two-dimensional reactive transport modeling of CO<sub>2</sub> injection in a saline aquifer at the Sleipner site, North Sea [J]. *Am J Sci*, 2007, 307(7): 974–1008.
- [7] Michael K, Golab A, Shulakova V, et al. Geological storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 5: 659–667.
- [8] 万玉玉. 鄂尔多斯盆地石千峰组咸水层 CO<sub>2</sub> 地质储存中 CO<sub>2</sub> 的迁移转化特征[D]. 长春: 吉林大学, 2012: 19–25.  
Wan Yuyu. Migration and transformation of CO<sub>2</sub> in CO<sub>2</sub> geological sequestration process of Shiqianfeng saline aquifers in Ords Basin [D]. Changchun: Jinlin University, 2012: 19–25.
- [9] Mito S, Xue Z Q, Ohsumi T. Case study of geochemical reactions at the Nagaoka CO<sub>2</sub> injection site, Japan [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2(3): 309–318.
- [10] Audigane P, Gaus I, Czernichowski-Lauriol I, et al. Two-dimensional reactive transport modeling of CO<sub>2</sub> injection in a saline aquifer at the Sleipner site, North Sea [J]. *Am J Sci*, 2007, 307(7): 974–1008.
- [11] Assayag N, Matter J, Ader M, et al. Water-rock interactions during a CO<sub>2</sub> injection field-test: Implications on host rock dissolution and alteration effects [J]. *Chemical Geology*, 2009, 265(1–2): 227–235.
- [12] Xu T F, Apps J A, Pruess K. Reactive geochemical transport simulation to study mineral trapping for CO<sub>2</sub> disposal in deep arenaceous formations [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2003, 108 (B2): 2071, doi: 10.1029/2002JB001979.
- [13] Kharaka Y K, Cole D R, Hovorka S D, et al. Gas-water-rock interactions in Frio Formation following CO<sub>2</sub> injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins [J]. *Geology*, 2006, 34(7): 577–580.
- [14] Bachu S, Gunter W D, Perkins E H. Aquifer disposal of CO<sub>2</sub>: Hydrodynamic and mineral trapping [J]. *Energy Conversion and Management*, 1994, 35(4): 269–279.
- [15] Gilfillan S M V, Lollar B S, Holland G, et al. Solubility trapping in formation water as dominant CO<sub>2</sub> sink in natural gas fields [J]. *Nature*, 2009, 458: 614–618.
- [16] Zhang W, Li Y L, Xu T F, et al. Long-term variations of CO<sub>2</sub> trapped in different mechanisms in deep saline formations: A case study of the Songliao Basin, China [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2009, 3(2): 161–180.
- [17] Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, et al. CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Methodology and gaps [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(4): 430–443.
- [18] Bradshaw J, Bachu S, Bonijoly D, et al. CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Issues and development of standards [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(1): 62–68.
- [19] Donda F, Volpi V, Persoglia S, et al. CO<sub>2</sub> storage potential of deep saline aquifers: The case of Italy [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(2): 327–335.
- [20] Tanaka S, Kiode H, Sasagawa A. Possibility of underground CO<sub>2</sub> Storage in Japan [J]. *Energy Convers Mgmt*, 1995, 36(6–9): 527–530.
- [21] Takahashi T, Ohsumi T, Nakayama K, et al. Estimation of CO<sub>2</sub> Aquifer Storage Potential in Japan [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2631–2638.
- [22] 李小春, 刘延锋, 白冰, 等. 中国深部咸水含水层 CO<sub>2</sub> 储存优先区域选择 [J]. 岩石力学与工程学报, 2006, 25(5): 963–968.  
Li Xiaochun, Liu Yanfeng, Bai Bing, et al. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2006, 25(5): 963–968.
- [23] USDOE. Methodology for development of geologic storage estimates for Carbon Dioxide [EB/OL]. [2011-06-30]. [http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon\\_seq/refshef/methodology2008.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshef/methodology2008.pdf).
- [24] Bachu S. Comparison between methodologies recommended for estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity in geological media—phase 3 CSLF task force on CO<sub>2</sub> storage capacity estimation and the USDOE capacity and fairways subgroup of the regional carbon sequestration partnerships program [R/OL]. [2011-06-30]. <http://www.cslforum.org/publications/documents/PhaseIIIReportStorageCapacityEstimationTaskForce0408.pdf>
- [25] Zhou Q L, Birkholzer J T, Tsang C F, et al. A method for quick assessment of CO<sub>2</sub> storage capacity in closed and semi-closed saline formations [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2(4): 626–639.
- [26] Sean T B, Robert C, Matthew D M, et al. A Probabilistic Assessment Methodology for the Evaluation of Geologic Carbon Dioxide Storage [R/OL]. [2011-06-30]. <http://pubs.usgs.gov/of/2010/1127/ofr2010-1127.pdf>.
- [27] 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心. 全国二氧化碳地质储存潜力评价与示范工程实施技术要求(征求意见稿) [M]. 保定, 2011. Center for Hydrogeology and Environmental Geology, Chinese Geological Survey. National CO<sub>2</sub> storage capacity assessment and demonstration



- project implementation technology (Draft) [M]. Baoding, 2011.
- [28] Li Y M, Pang Z H, Yang F T, *et al.* Assessment of CO<sub>2</sub> geological storage capacity in deep saline aquifer in the Bohai Bay Basin, NE China [J]. Under Review.
- [29] CSLF. CSLF Technology Roadmap [R/OL].[2011-06-30]. [http://www.cslforum.org/publications/documents/CSLF\\_Technology\\_Roadmap\\_2011.pdf](http://www.cslforum.org/publications/documents/CSLF_Technology_Roadmap_2011.pdf).
- [30] 中华人民共和国科技部. 中国碳捕集、利用与封存(CCUS)技术发展路线图研究[R]. 北京: 碳收集领导人论坛第四届部队及会议, 2011. Ministry of Science and Technology of the People's Republic of China. Technology and development roadmap study of China's carbon capture, utilization and sequestration (CCUS)[R]. Beijing: Carbon Capture Leaders BBS Fourth Ministerial Conference, 2011.
- [31] Hovorka S D, Benson S M, Doughty C, *et al.* Measuring permanence of CO<sub>2</sub> storage in saline formations: The Frio experiment[J]. *Environmental Geosciences*, 2006, 13(2): 105-121.
- [32] Benson S M, Myer L. Monitoring to ensure safe and effective geologic sequestration of carbon dioxide. Intergovernment panel on Climate Change [C]. IPCC workshop on carbon capture and storage proceedings, Netherlands: Energy Research Centre, 2002.
- [33] Arts R, Eiken O, Chadwick A, *et al.* Seismic monitoring at the Sleipner underground CO<sub>2</sub> storage site (North Sea)[J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 2004, 233(1): 181-191.
- [34] Sato K, Mito S, Horie T, *et al.* Monitoring and simulation studies for assessing macro- and meso-scale migration of CO<sub>2</sub> sequestered in an onshore aquifer: Experiences from the Nagaoka pilot site, Japan [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(1): 125-137.
- [35] Daley T, Myer L, Peterson J, *et al.* Time-lapse cross well seismic and VSP monitoring of injected CO<sub>2</sub> in a brine aquifer [J]. *Environmental Geology*, 2008, 54(8): 1657-1665.
- [36] Jonathan P. Third meeting of the International monitoring network for geological CO<sub>2</sub>[R]. IEA Greenhouse Gas R & D programme & CO<sub>2</sub> CRC, Australia, 2006.
- [37] Oelkers E H, Schott J. Geochemical aspects of CO<sub>2</sub> sequestration [J]. *Chemical Geology*, 2005, 217(3-4): 183-186.
- [38] Rutqvist J, Vasco D W, Myer L. Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO<sub>2</sub> injection at In Salah, Algeria [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1):1847-1854.
- [39] Mathieson A, Wright I, Roberts D, *et al.* Satellite imaging to monitor CO<sub>2</sub> movement at Krechba, Algeria [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2201-2209.
- [40] Xu P F, Ling S Q, Li J C, *et al.* Mapping deeply-buried geothermal faults using microtremor array analysis [J]. *Geophys J Int*, 2012, 188(1): 115-122.
- [41] Liu L H, Suto Y, Greg Bignall, *et al.* CO<sub>2</sub> injection to granite and sandstone in experimental rock/hot water systems[J]. *Energy Conversion and Management*, 2003, 44(9): 1399-1410.
- [42] Ketzer J M, Iglesias R, Einloft S, *et al.* Water-rock-CO<sub>2</sub> interactions in saline aquifers aimed for carbon dioxide storage: Experimental and numerical modeling studies of the Rio Bonito Formation (Permian), southern Brazil[J]. *Applied Geochemistry*, 2009, 24(5): 760-767.
- [43] Orlando A, Conte A M, Borrini D, *et al.* Experimental investigation of CO<sub>2</sub>-rich fluids production in a geothermal area: The Mt Amiata (Tuscany, Italy) case study[J]. *Chemical Geology*, 2010, 274: 177-186.
- [44] Suto Y, Liu L H, Yamasaki N, *et al.* Initial behavior of granite in response to injection of CO<sub>2</sub>-saturated fluid [J]. *Applied Geochemistry*, 2007, 22(1): 202-218.
- [45] Johnson G, Mayer B. Oxygen isotope exchange between H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub> at elevated CO<sub>2</sub> pressures: Implications for monitoring of geological CO<sub>2</sub> storage[J]. *Applied Geochemistry*, 2011, 26(7): 1184-1191.
- [46] Schilling F, Borm G, Würdemann H, *et al.* Status report on the first european on-shore CO<sub>2</sub> storage site at Ketzin (Germany)[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2029-2035.
- [47] Raistrick M, Hutcheon I, Shevalier M, *et al.* Carbon dioxide-water-silicate mineral reactions enhance CO<sub>2</sub> storage; evidence from produced fluid measurements and geochemical modeling at the IEA Weyburn-Midale Project [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 3149-3155.
- [48] Pang Z H, Yang F T, Li Y M, *et al.* Integrated CO<sub>2</sub> sequestration and geothermal development: Saline aquifers in Beitang depression, Tianjin, North China Basin[C]. Proceedings of the 13th international water-rock interaction conference, Guanajuato, Mexico, 2010.
- [49] Pang Z H, Li Y M, Yang F T, *et al.* Geochemical characterization of a continental saline aquifer for CO<sub>2</sub> sequestration: The Guantao formation in the Bohai Bay Basin, North China [J]. *Applied Geochemistry*, In Press, doi:10.1016/j.apgeochem.2012.02.017.
- [50] Wells A W, Diehl J R, Bromhal G, *et al.* The use of tracers to assess leakage from the sequestration of CO<sub>2</sub> in a depleted oil reservoir, New Mexico, USA [J]. *Applied Geochemistry*, 2007, 22(5): 996-1016.
- [51] IEA Greenhouse Gas R&D Program. Role of risk assessment in regulatory framework for geological storage of CO<sub>2</sub>: Feedback from regulators and implementers [R/OL]. <http://www.ieaghg.org/docs/overviews/2007-2.pdf>, 2007.
- [52] Wildenborg T, Leijnse T, Kreft E, *et al.* Long-Term Safety Assessment of CO<sub>2</sub> Storage: The Scenario Approach[M]//Wilson M, Morris T, Gale T, *et al.* Greenhouse Gas Control Technologies. Vol II. Elsevier Ltd, 2005: 1283-1287.
- [53] Michael J S, John Galeb, Zhou W. Current status of risk assessment and regulatory frameworks for geological CO<sub>2</sub> storage [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1: 2455-2462, GHG-9.
- [54] Ian J D, Jean-Philippe N, Jong-Won Choi. Risk assessment for future CO<sub>2</sub> Sequestration Projects Based CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery in the U.S. [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1: 2037-2042, GHG-9.
- [55] Oldenburg, C M. Screening and ranking framework for geologic CO<sub>2</sub> storage site selection on the basis of health, safety, and environmental risk[J]. *Environmental Geology*, 2008, 54(8): 1687-1694.
- [56] Sollie O K, Bemstone C, Carpenter M E, *et al.* An early phase risk and uncertainty assessment method for CO<sub>2</sub> geological storage sites [J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 4132-4139, GHG-10.
- [57] Preston C, Monea M, Jazrawi W, *et al.* IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> monitoring and storage project [J]. *Fuel Processing Technology*, 2005, 86(14-15): 1547-1568.
- [58] 马涛, 汤达祯, 蒋平, 等. 注 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术现状 [J]. 油田化学,

- 2007, 24(4): 379–383.
- Ma Tao, Tang Dazhen, Jiang Ping, *et al.* *Oilfield Chemistry*, 2007, 24(4): 379–383.
- [59] Stevens S H, Kuuskraa V A, Taber J J. Sequestration of CO<sub>2</sub> in depleted oil and gas fields: Barriers to overcome in implementation of CO<sub>2</sub> capture and storage (disused oil and gas fields)[C]. IEA Greenhouse Gas Research and Development Programme (PH3/22), Arlington: Advanced Recourses International, 1999.
- [60] 叶建平, 冯三利, 范志强, 等. 沁水盆地南部注二氧化碳提高煤层气采收率微型先导性试验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 77–80.
- Ye Jianping, Feng Sanli, Fan Zhiqiang, *et al.* *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 77–80.
- [61] Brown D. A Hot Dry Rock geothermal energy concept utilizing supercritical CO<sub>2</sub> instead of water [C]//Proceedings of the Twenty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, 2000, 233–238.
- [62] Pruess K. Enhanced geothermal systems (EGS) using CO<sub>2</sub> as working fluid—A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon[J]. *Geothermics*, 2006, 35(4): 351–367.
- [63] 李义曼, 庞忠和, 杨峰田, 等. 北塘凹陷馆陶组地热水同位素与 CO<sub>2</sub>-EATER 的可行性[C]. 中国地球物理学会第二十七届学术年会, 长沙, 2011.
- Li Yiman, Pang Zhonghe, Yang Fengtian, *et al.* Feasibility analysis of CO<sub>2</sub>-EATER and isotopes of geothermal water in Guantao formation in Beitang sag [C]. Chinese Geophysical Society twenty-seventh Annual Symposium, Changsha, 2011.
- [64] Gaus I. Role and impact of CO<sub>2</sub>-rock interactions during CO<sub>2</sub> storage in sedimentary rocks [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2009, 4(1): 73–89.
- [65] Gaus I, Audigane P, Andr L, *et al.* Geochemical and solute transport modelling for CO<sub>2</sub> storage, what to expect from it? [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2(4): 605–625.
- [66] 庞忠和, 杨峰田, 段忠丰. 二氧化碳地质封存技术发展现状与展望[C]//第二届废物地下处置学术研讨会论文集. 北京: 中国岩石力学与工程学会, 2008: 479–482.
- Pang Zhonghe, Yang Fengtian, Duan Zhongfeng. Present status and prospects of CO<sub>2</sub> sequestration technology [C]//The second waste underground disposal symposium. Beijing: Chinese Society of Rock Mechanics and Engineering, 2008: 479–482.
- [67] Zhu C. In situ feldspar dissolution rates in an aquifer [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2005, 69(6): 1435–1453.
- [68] Pokrovsky O S, Golubev S V, Schott J, *et al.* Calcite, dolomite and magnesite dissolution kinetics in aqueous solutions at acid to circumneutral pH, 25 to 150°C and 1 to 55atm pCO<sub>2</sub>: New constraints on CO<sub>2</sub> sequestration in sedimentary basins[J]. *Chemical Geology*, 2009, 265(1–2): 20–32.
- [69] International Energy Agency. Technology Roadmap—Carbon capture and storage [R/OL]. [http://www.iea.org/papers/2010/ccs\\_roadmap\\_Chinese.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/ccs_roadmap_Chinese.pdf), 2011.

(责任编辑 刘志远)

· 学术动态 ·

## “2012 全国能源动力与新材料博士后 学术论坛”征稿

“2012 全国能源动力与新材料博士后学术论坛”由全国博士后管理委员会办公室、中国博士后科学基金会与江苏省人力资源和社会保障厅主办,大会定于 2012 年 11 月 3—4 日在上海市召开。

征稿范围:(1)能源动力学科分论坛:① 流体机械现代设计方法及流体工程节能技术;② 动力机械工作过程优化与控制;③ 多相流动和传热;④ 燃烧理论及污染物排放控制;⑤ 化工过程装备的优化设计与自动控制;⑥ 制冷、空调与低温技术;⑦ 新能源与可再生能源;⑧ 节水灌溉与泵站工程;⑨ 其他议题。(2)新材料学科分论坛:① 功能与低维材料;② 光子材料物理与微纳加工;③ 先进复合材料制备与加工技术;④ 高性能金属材料成形技术;⑤ 摩擦材料与表面技术;⑥ 冶金工程及应用;⑦ 其他议题。

全文截稿日期:2012 年 7 月 31 日。

联系电话:0511-88791698、13852906560。

电子信箱:jsdxbhlt1@163.com,jsdxbhlt2@163.com。

大会网站:<http://www.chinapostdoctor.org.cn>。