

二氧化碳地质封存研究进展综述

李光, 刘建军, 刘强, 纪佑军

(西南石油大学 地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

摘要:二氧化碳地质封存技术(简称 CCS)被视为是一种直接、有效的减排手段,该技术是将原本排放到大气中的 CO_2 进行捕集,经过处理后注入封闭的地下储层,从而减少 CO_2 向大气中的排放,减缓大气污染和温室效应。目前,CCS 技术已经受到国内外研究学者的广泛关注。中国的 CO_2 减排形势非常严峻,因此对二氧化碳地质封存的研究尤为迫切。国内对 CCS 的研究刚刚起步,为了更好的进行深入研究,拟从咸水层封存、深部不可开采煤层封存和废弃油气藏封存三个方面对国内外的研究现状进行综述,并提出了当前研究中的不足和需要进一步研究的问题。图 2,表 1,参 51。

关键词:地质工程;二氧化碳;地质封存;研究现状;发展趋势

中图分类号:P66 **文献标识码:**A

随着人类社会的不断进步,日益增加的工业生产需求与人类生活使二氧化碳的排放量急剧增加,然而二氧化碳是有吸热和隔热的特性,是温室气体的一种,这就导致全球温室效应更加严峻,使人类赖以生存的地球环境遭到严重威胁。如:全球变暖、海平面上升、极端气象事件频发等。减少温室气体的排放量已成为人类共同关注的热点问题^[1]。目前,国际社会对石油、煤炭、天然气等化石燃料的依赖性短期内不会减弱,因此,亟需寻求新的途径减少温室气体的排放,使之能在减少环境污染的同时也能兼顾经济,保障社会的可持续发展。

1 CCS 技术应用现状

CCS 技术(Carbon Capture and Storage)被视为是一种直接、有效的减排手段,该技术是将原本排放到大气中的 CO_2 进行捕集,经过处理后注入封闭

的地下储层,从而减少 CO_2 向大气中的排放^[2-4],如图 1 所示。该技术已经引起了各国政府和学者们的广泛关注,多个国家也已经相继开展了 CO_2 封存试验项目。目前,公认的适合 CO_2 地质埋存的场址主要包括废弃油气藏、深咸水层和深部不可开采煤层^[5-9], (见图 2)。

在地下岩层中,分布着非常多的含地下水盐溶液的储层,有些储层封闭性非常好,可以将 CO_2 气体封存起来,此种方法称之为地下咸水层封存 CO_2 。其基本原理就是在地面井口对 CO_2 气体进行加压注入,将地下岩层孔隙中原有的地下咸水驱替出来,通常情况下选择注入超临界 CO_2 ^[11]。在此过程中, CO_2 气体在地下岩层中会发生状态的改变,一部分溶解于地下咸水中,另一部分当遇到地下咸水中的矿物成分或构成岩石骨架的矿石颗粒时,与其发生化学反应,两种方式都可以达到长期封存 CO_2 的目的。

收稿日期:2016-10-27

基金项目:国家十二五科技支撑计划资助(编号:2012BAC26B05)

作者简介:李光(1986-),男,河北唐山人,博士研究生,研究方向:二氧化碳地质封存。

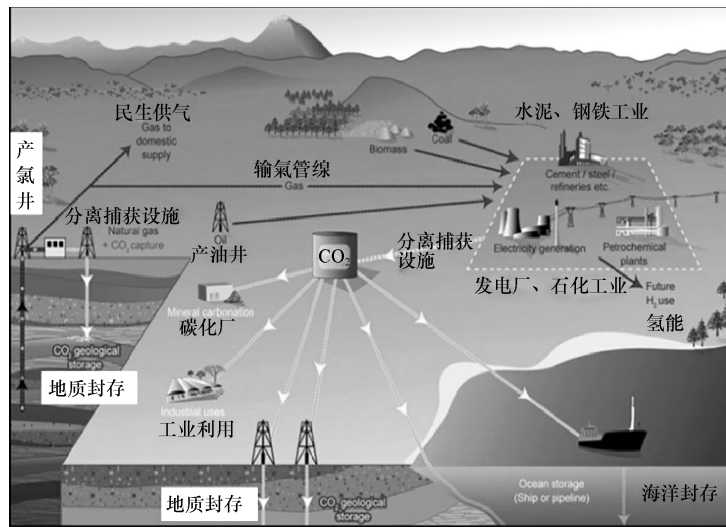


图1 CO₂ 捕获与封存的整体概念模型(取自文献[10])

Fig.1 The overall concept model of CO₂ capture and storage

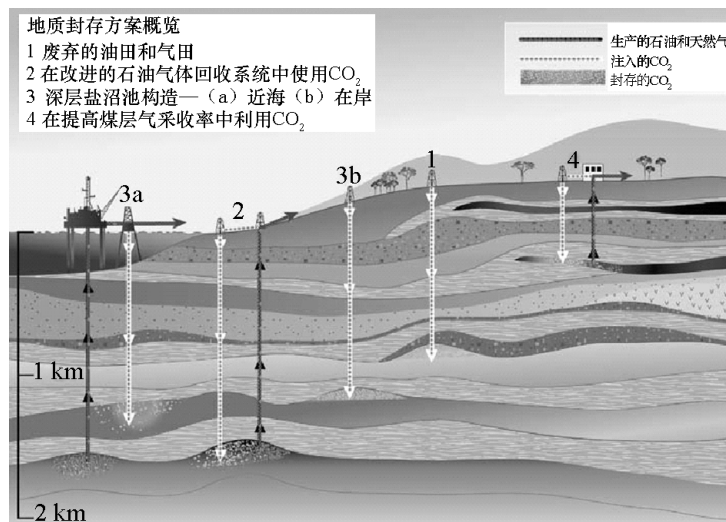


图2 CO₂ 地质封存概览(取自文献[10])

Fig.2 Overview of geological storage of Carbon dioxide

在煤矿开采的过程中,普遍存在着不可采的煤层,如薄煤层、深部煤层等,可用于 CO₂ 地质封存.由于煤岩对 CO₂ 的吸附能力高于甲烷,当 CO₂ 注入到此类煤层后,可以将煤层中的甲烷置换出来,提升煤层气的采收率,称之为 CO₂ 强化煤层气开采技术 (CO₂-Enhanced Coal Bed Methane Recovery),简称 CO₂-ECBM.注入煤层的孔隙中的 CO₂ 会经过扩散、渗流、吸附,当未达到临界状态时,在煤层中以吸附和游离态存在,当达到超临界条件时,煤层中以超临界流体存在.

油藏具有良好的圈闭条件,因此,利用废弃油气藏封存 CO₂ 是国内外普遍采用的封存方法之一.CO₂ 可作为原油的溶剂,注入油藏可形成混相驱,提高原油的采收率.因此,国内外相关项目大多是在油田开发后期注入 CO₂,在驱油的同时,将 CO₂ 封存在油藏中.

2 二氧化碳地质封存研究概况

2.1 咸水层封存 CO₂ 的研究现状

咸水层封存 CO₂ 的主要作用机理包括 4 种:构

造封存、矿物封存、溶解封存及残余气封存^[12]见表1.构造封存是将CO₂封存在稳定的地质构造中,如背斜、断层、褶皱或是地层尖灭等,上部则是由低渗透性的盖层阻挡CO₂的运移,当注入储层的CO₂在浮力的作用下运移至盖层底部时,低渗透的盖层将阻挡CO₂在垂直方向的运移,此时被阻挡的CO₂会在盖层下面横向流动,并最终在超临界状态储层在咸水层中^[13].在CO₂运移的过程中,随着CO₂的浓度和压差的不断下降,少量的CO₂在岩石的微孔隙中不发生运移,遇地层水溶解以溶解态存在,CO₂溶于地下水后会形成碳酸,使地下水呈弱酸性,原有

的盐水-岩石之间的化学平衡被打破.在长时间的封存过程中,碳酸根离子会与钙离子或是金属阳离子发生反应,产生沉淀,实现CO₂的矿物封存,同时,周围的矿物岩石也会与碳酸盐水发生化学反应,溶解在水中,两种反应的速度和程度取决于盐水和岩石的性质^[14].在咸水层封存CO₂的过程中,初期埋存以水力圈闭为主,注入结束后的长时期内,残余气埋存、溶解埋存以及矿物埋存为主要形式,其中溶解封存和矿化封存作用缓慢,通常需要经历几百甚至上千年^[15].

表1 咸水层二氧化碳封存机理类型与特征

Tab.1 Carbon dioxide storage mechanism type and characteristics in saline formations

埋存机理		特征描述	
		封存特征	限制条件及有利条件
地质圈闭封存	构造封存	浮力驱动,封存于背斜、褶皱、断层和底层尖灭区域内.	无水动力驱动时,受流体压缩系数的限制.有水动力系统时,驱替底层流体
	残余气封存	CO ₂ 充填与岩石骨架的孔隙中	可占储层空间的 15%~20%
地化封存	溶解封存	CO ₂ 溶于底层水	受 CO ₂ 与水的接触关系限制
	矿物封存	CO ₂ 与周围岩石反应生成新矿物	反应速度慢,矿物沉淀析出会降低注入能力
水动力封存	运移封存	CO ₂ 随区域流体系统在储层中运移,各种封存机理同时作用.	无物理封存存在时,主要是慢速运移和化学作用.

根据表1咸水层二氧化碳封存机理类型与特征描述(封存特征、限制条件及有利条件)下的地质圈闭封存构造、封存浮力驱动,二氧化碳主要封存于背斜、褶皱、断层和底层尖灭区域内.无水动力驱动时,受流体压缩系数的限制.有水动力系统时,驱替底层流体地化封存残余气封存CO₂充填与岩石骨架的孔隙中可占储层空间的15%~20%.溶解封存CO₂溶于底层水受CO₂与水的接触关系限制矿物封存CO₂与周围岩石反应生成新矿物反应速度慢,矿物沉淀析出会降低注入能力水动力封存运移封存CO₂随区域流体系统在储层中运移,各种封存机理同时作用.无物理封存存在时,主要是慢速运移和化学作用.目前,国内外专家学者已经对咸水层封存CO₂做了很多研究,主要集中在3个方面:(1)CO₂在地层中的运移机理,(2)CO₂与地层中流体及岩石的物理化学反应,(3)CO₂与其作用时对岩石物理力学性质的影响.

研究人员选择室内试验,研究了CO₂-地下水-

岩石系统互相之间发生的化学反应,得出:CO₂遇地下水溶解,生成的碳酸根离子遇到地下水中的金属阳离子或者岩石中的硅酸盐矿物时,与其发生化学反应生成碳酸盐矿物,并在岩石孔隙中沉淀聚集,致使岩石的孔隙率降低,进而CO₂在岩层中的渗透性也随之降低.文献[16]通过实验室模拟井下CO₂发生的化学反应,发现注气井周围岩石的孔隙度随着岩石中矿物的溶解增多而增大,而远离注气井区域岩石的孔隙度随着碳酸盐矿物的沉淀增多而变小.一些学者以实验为基础,推导了CO₂在水中的溶解度方程.文献[17]建立了包含多参数气体状态方程和考虑离子相互作用的溶解度模型;文献[18]给出了适用于计算复杂咸水中CO₂溶解度的模型,在模型的计算中实现了CO₂溶解度与多组分水化反应的耦合.文献[19]用含有Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、Fe²⁺和K⁺离子的溶液代替地下盐水,在温度为40℃,压力为60 bar的条件下,让CO₂、矿物水溶液和白云岩试验接触反应91 d,发现水溶液中Mg²⁺和Ca²⁺的浓度

增大,并且试样的孔隙度和渗透率也有所升高,之后测量了试样的矿物组分,发现并没有次生矿物,说明溶解封存是咸水层封存 CO_2 的主要作用机理.文献[20]进行了 N_2 驱替岩心试样的试验,研究了含水饱和度对驱替过程的影响,发现注入干气会导致矿物沉淀,造成岩石孔隙度和渗透率降低.文献[21]通过实验研究发现当采用干燥的 CO_2 驱替岩心试样时,试样的孔隙度降低 3%~5%,渗透率降低 13%~75%.

在研究 CO_2 在咸水层中的运移规律时主要采用理论分析和数值模拟的方法.文献[22]通过数值模拟分析了地层不均匀性对 CO_2 流动过程的影响;文献[23]在 CO_2 流动模拟过程中考虑了断层的影响;文献[24]在基于数值模拟研究,揭示了在 CO_2 注入地下岩层过程中,压力和温度对岩石渗透率的影响.文献[25]模拟分析了封闭和半封闭系统对 CO_2 封存的影响,指出储层的封闭性对压力场及存储容量能够产生重要影响,不可忽视.文献[26]分析了水文地质参数对深部咸水层封存 CO_2 过程的影响,指出相对渗透率和残余水饱和度对封存过程具有重要的作用.文献[27]采用数值模拟的方法研究了 CO_2 相态特征对注气后咸水层内 CO_2 饱和度分布的影响.文献[13]在分析了低渗透咸水层封存 CO_2 过程中,启动压力梯度对封存容量的影响,并通过数值模拟计算出考虑启动压力时 CO_2 的存储能力比不考虑气动压力时降低了 10%.文献[28]改进了 Boltzmann 模型,并采用改进的模型对咸水层封存 CO_2 进行了计算,分析了接触角、粘度系数、孔隙度等参数对封存过程的影响.文献[29]推导了考虑温度变化、多相流流动、化学反应、应力变化的 THMC 耦合模型,模型可以反映咸水层封存 CO_2 过程中构造封存、残余气封存、溶解封存以及矿物封存的机理.目前所涉及数值模拟研究中,传统的多相流体在多孔介质中的渗流理论和控制方程应用比较多,而超临界状态 CO_2 流动表现出来的特殊性质的研究还非常罕见.

2.2 深部不可开采煤层封存 CO_2 的研究现状

目前对深部不可开采煤层封存 CO_2 的研究主要集中在煤岩对 CO_2 的吸附的特征、气水两相在储层中的流动规律及煤层流固耦合等方面.早在 1963 年,文献[30]以无烟煤为实验材料,通过简单实验研究

CO_2 吸附特性,20 世纪 70 年代,各种气体不同条件下的吸附试验随即展开.直到 80 年代,文献[31]创造性设计了 CO_2 置换 CH_4 的试验,开创了含气煤层封存 CO_2 模拟实验的先河.进入 90 年代后,多元混合组分的吸附特征成为人们研究的热点,国内外学者先后对 CH_4 、 CO_2 、 N_2 及其二元和三元混合气体的吸附特性进行了研究,其中,文献[32]发现了解吸是可逆的,文献[33]发现了吸附解吸的滞后效应,一些学者还进行了 CO_2 、 CH_4 、 N_2 及其二元、三元混合气体在高温、高压条件下的吸附试验^[34-36].文献[37-39]报道了国内通过实验手段研究多元气体的吸附与解吸特性.研究表明,煤岩中的水分会对煤岩的吸附特性产生影响,降低煤岩对甲烷的吸附能力^[40].文献[41]通过研究发现水分含量对煤岩吸附能力的影响存在临界值,超过这一临界值后,即使水分含量升高,煤岩的吸附能力也不再降低.煤层封存试验研究已在多个国家展开,而与这些实验研究成果相关的数值模拟研究也开始实施.文献[42]的研究将二氧化碳煤层封存问题推向多尺度层次,考虑流固耦合效应,最终得出 CO_2 -ECBM 过程固-气耦合的完整数学模型,在此基础上,兼顾煤岩体的吸附膨胀效应,提出了煤岩孔隙率、渗透率的动态演化方程.但 CO_2 煤层封存过程耦合了复杂的物理、力学和化学作用.尽管气体吸附作用造成的煤体变形对孔隙度和渗透的影响已经被大量研究,但都是基于总应力不变的理想状态下进行的实验,并且煤具有双重孔隙介质的特点,这些因素都没有被考虑.而且将 CO_2 注入煤层中长期封存是一个煤包括体变形、气体流动、气体吸附等多场耦合的复杂过程,其中涉及到的很多关键问题急需解决.

2.3 废弃油气藏封存 CO_2 的研究现状

利用 CO_2 驱提高采收率的历史可以追溯到 20 世纪 40 年代,当时 CO_2 是用作原油的溶剂,或形成碳酸水驱.到上世纪 50 年代,美国就提出向地层注高压气体提高原油采收率的混相驱法,但由于该技术对原油的组成、油藏条件、地面设备的要求较高而未得到推广.大约到 70 年代烃类气体混相驱的兴趣达到了高潮,大量的室内研究和矿场实验相继展开,以液化石油气等其他烃类气体为混相剂的混相驱得到发展.美国 CO_2 驱的技术理论最为发达,自 1980 年以来,美国的 CO_2 驱现场应用不断发展,成

为了第二大提高采收率的技术,仅次于蒸汽驱技术。根据2014年统计数据,美国CO₂非混相驱生产井数已达到993口,年产量达106.89万吨。自20世纪60年代以来,中国相继开展了二氧化碳驱油实验,并在大庆、胜利、任丘、江苏等油田进行应用,对CO₂驱油方法形成了初步的认识。进入21世纪以来的10年间,中国围绕CO₂驱油与埋存技术系统研究及大规模先导性试验为核心的工作不断展开,逐步形成了以CO₂捕集-埋存-利用一体化的技术思路,CO₂-EOR技术已逐渐成为提高中国提高石油采收率的一项有力的技术手段。

目前对二氧化碳封存强化采油(CO₂-EOR)的研究主要集中在二氧化碳与原油的混相和驱替过程中的二氧化碳、水、油多相流动两个方面。文献[43]在对腰英台油田裂缝岩心进CO₂泡沫封堵实验研究,发现随着泡沫质量的增大,其在裂缝中流动产生阻力越大,并且能有效的降低CO₂泡沫在裂缝中的流动,以达到控制窜流的效果。文献[44]在考虑地层之间的相互影响,建立了井筒温度压力耦合数学模型,根据注气时段,建立了地层吸气模型,并耦合气嘴嘴损建立了考虑多个注气层的注入井数学模型,提出了相应的数值求解方法,为实现多层注CO₂提供理论依据。文献[45]以马来西亚废弃油气田为例,考虑相应有效的参数,对废弃油气田作为CO₂地质封存的可靠性和有利性进行评估。文献[46]在对单组分模型研究的基础上,提出了CO₂驱的三相多组分数值计算模型,给出公式及相应解法。文献[47]为对比地下CO₂驱渗流机理及混相、非混相驱替特征,利用SF₆对CO₂进行实时跟踪,为地下CO₂动态渗流状态提出指导。文献[48]在基于非线性弹性力学理论、达西定律,提出地质力学-流体耦合模型,对CO₂不同的注入地点储层的地质响应、CO₂注入过程中储层潜在的风险进行评估研究。文献[49]对稠油油藏难开采、蒸汽吞吐效果差等一系列问题,提出了一种热自生CO₂吞吐技术,实现了提高采收率的目标。文献[50]对大庆油田外围岩层岩心进行驱油微观机理实验研究,发现注水转注气时机对采收率有很大影响。文献[51]考虑到注CO₂工作实施成功率及经济效益问题,建立了用于多油藏筛选综合评价方法,称之为加权灰色关联理想模型(GC-TOPSIS)。实际上,油藏封存CO₂和CO₂-EOR并不完全相同。CO₂驱油的目的主要是采

用向油藏注入CO₂的方式提高原油采收率,主要目的是以最小的注入量提升最多的原油产量,实现最大的经济收益,此时封存CO₂的目的并不明显。而油藏封存CO₂所关心的重点是封存能力和封存的安全性,因此,储层中单位体积的岩石所能储存的CO₂的能力是衡量一个油藏能否成为潜在的CO₂封存地址的重要标准。封存能力受储层中岩石的孔隙度、渗透率等参数的影响,过量的注入CO₂会破坏储层和盖层的完整性。目前一个普遍认可的保守观点是储层压力不超过储层的初始压力,过高的孔隙压力会导致盖层破坏或是断层滑移,并最终导致CO₂泄漏。

3 总 结

通过以上研究成果可以发现,目前对CO₂地质埋存的研究主要集中于煤层气开采和深部咸水层埋存。对于油藏埋存CO₂的研究主要集中在注CO₂提高采收率(CO₂-EOR),驱替过程中的多相流以及MMP的确定是研究的重点,对于注气过程中的岩体损伤演变机理以及流体窜流对整个储层流场的研究较少,同时缺乏地质参数(孔隙度、渗透率)空间非均匀分布对储层地质力学响应影响的研究。虽然近年来CO₂地质埋存的实施方法和安全性评价方面有了很大的发展,CO₂埋存机理、岩体试验和相关安全性评价的流-固耦合理论模型等方面取得了很丰富的成果,但有关CO₂注入后与储层的物理化学作用造成储层岩体损伤及物性演化机理方面的研究还很少见,也缺少关于考虑CO₂溶蚀影响的多场耦合模型研究成果,在埋存体安全性和有效性评价方面,也鲜有考虑CO₂与储层及盖层岩体相互作用机理的影响。

参考文献:

- [1] 王 众,张哨楠,匡建超.碳捕捉与封存技术国内外研究现状评述及发展趋势[J].能源技术经济,2011,23(5):42-47.
Wang Zhong, Zhang Shao-nan, Kuang Jian-chao. Review on status quo and research trend of carbon dioxide capture and storage technology in china and the world[J]. Electric Power Technologic Economics, 2011,23(5):42-47.
- [2] 孙 枢.CO₂地下储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. Geological problems of CO₂ underground storage and its significance on mitigating climate change[J]. *China Basic Science*, 2006, 8(3): 17-22.
- [3] Holloway S. underground sequestration of carbon dioxide-a viable greenhouse gas mitigation option[J]. *Energy*, 2005, 30(11): 2 318-2 333.
- [4] 张晓宇, 成建梅, 刘 军, 等. CO₂ 地质处置研究进展[J]. *水文地质工程地质*, 2006, 4(33): 86-89.
Zhang Xiao-yu, Cheng Jian-mei, Liu Jun et al. An overview of underground sequestration of carbon dioxide [J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2006, 4 (33): 86-89.
- [5] Derakhshanfar M, Nasehi M, Ahmadi F, et al. Potential sinks for geological storage of CO₂ in saskatchewan [C]// Canadian Unconventional Resources Conference. Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [6] 俞宏伟, 李 实, 陈兴隆. 咸水层二氧化碳封存主控因素数值模拟研究[J]. *科学技术与工程*, 2012, 12(28): 1 671-1 815.
Yu Hong-wei, Li Shi, Chen Xing-long. Numerical simulation study of CO₂ sequestration main control factors in deep saline aquifer[J]. *Science Technology and Engineering*, 2012, 12 (28): 1 671-1 815.
- [7] Heap A D, Nichol S L, Brooke B P. Seabed mapping to support geological storage of carbon dioxide in offshore Australia [J]. *Continental Shelf Research*, 2014, (83): 108-115.
- [8] zeinali Hasanvand M, Ahmadi M A, Shadizadeh S R, et al. Geological storage of carbon dioxide by injection of carbonated water in an Iranian oil reservoir: A case study[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, (111): 170-177.
- [9] 罗金玲, 高 冉, 黄文辉, 等. 中国 CO₂ 减排及利用技术发展趋势[J]. *资源与产业*, 2011, 13(1): 132-136.
Luo Jin-ling, Gao Ran, Huang Wen-hui et al. Carbon dioxide emission reduction and utilization technology in China [J]. *Resources & Industries*, 2011, 13(1): 132-136.
- [10] IPCC. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage [R]. London: Imperial College London, 2007.
- [11] Victor Vilarrasa, Sebastia Olivella, Jesus Carrera. Geomechanical stability of the caprock during CO₂ sequestration in deep saline aquifers [J]. *Energy Procedia*, 2011, 21 (4): 5306-5313.
- [12] Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, et al. CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1 (4): 430-443.
- [13] Song Z Y, Song H, Cao Y, et al. Numerical research on CO₂ storage efficiency in saline aquifer with low-velocity non-darcy flow [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, (23): 338-345.
- [14] 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.
Li Xiao-chun, Koide Hitoshi, Ohsumi Tkashi. CO₂ aquifer storage and the related rock mechanics issues [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2003, 22(6): 989-994.
- [15] Fleury M, Pironon J, Le Nindre Y M, et al. Evaluating sealing efficiency of caprocks for CO₂ storage: An overview of the Geocarbone Integrity program and results [J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 5227-5234.
- [16] Xue Z Q, Ohsumi T. Seismic wave monitoring of CO₂ migration in water-saturated porous sandstone [J]. *Exploration Geophysics*, 2004, 35(1): 25-32 .
- [17] Duan Z, Sun R, Zhu C, et al. An improved model for the calculation of CO₂ solubility in aqueous solutions containing Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻, and SO₄²⁻ [J]. *Marine Chemistry*, 2006, 98(2): 131-139.
- [18] Xu T, Apps J A, Pruess K. Numerical simulation of CO₂ disposal by mineral trapping in deep aquifers [J]. *Applied Geochemistry*, 2004, 19(6): 917-936.
- [19] Azin R, Mehrabi N, Osfouri S, et al. Experimental study of CO₂-saline aquifer-carbonate rock interaction during CO₂ sequestration [J]. *Procedia Earth and Planetary Science*, 2015, (15): 413-420.
- [20] Peysson Y, Andre L, Azaroual M. Well injectivity during CO₂ storage operations in deep saline aquifers—part 1: Experimental investigation of drying effects, salt precipitation and capillary forces [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, (22): 291-300.
- [21] Bacci G, Durucan S, Korre A. Experimental and numerical study of the effects of halite scaling on injectivity and seal performance during CO₂ injection in saline aquifers [J]. *Energy Procedia*, 2013, (37): 3 275-3 282.
- [22] Law D H S, Van der Meer L G H, Mavor M J, et al. Modelling of carbon dioxide sequestration in coalbeds: a numerical challenge [C]//The International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), Cairns, Australia, August. 2000: 13-16.
- [23] Bergmo P E S, Grimstad A A, Lindeberg E. Simultaneous CO₂ injection and water production to optimise aquifer storage capacity [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 555-564.
- [24] Kenta Sasaki, Takashi Fujii, Yuichi Niibori, et al. Nu-

- merical simulation of supercritical CO₂ injection into subsurface rock masses[J]. *Energy Conversion and Management*. 2008, 49(1): 54-61.
- [25] Quanlin Zhou, Jens T, Jonny Rutqvist. A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formation[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2008(2): 626-639.
- [26] Kopp A, Hclass, Helmig R. Investigation on CO₂ storage capacity in saline aquifers. Part 1, Dimensional analysis of flow processes and reservoir characteristics[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2009, 8(3): 263-276.
- [27] 刘永忠,黄必武,王乐.非均质多孔咸水层中超临界CO₂的注入压力与饱和度分布特性[J].*化工学报*, 2010,61(1):32-42.
Liu Yong-zhong, Huang Bi-wu, Wang Le. Characteristics of injection pressure and saturation distributions of supercritical CO₂ injecting into heterogeneous saline aquifers [J]. *CIESC Journal*, 2010, 61(1): 32-42.
- [28] Zu Y Q. Modelling of migration of CO₂ in porous media under condition of saline aquifers using lattice boltzmann method [J]. *Procedia Engineering*. 2015, 45 (126): 471-475.
- [29] Ronglei Zhang, Philip H, Winterfeld, et al. Sequentially coupled THMC model for CO₂ geological sequestration into a 2D heterogeneous saline aquifer[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.2015, 6(27): 579-615.
- [30] Geller P L, Walker J R. Comparison of properties of carbon and graphite bodies produced from anthracite and petroleum coke[J]. *Proceedings of the Fifth Conference on Carbon*. 1963, 2: 471-482.
- [31] Reznik A A, Aingh P K, Foi Y W I. An analysis of the effect of CO₂ injection on the recovery of insitu methane from Bituminous coal: an experimental simulation [J]. *SPE Journal*. 1984, 24(5): 521-528.
- [32] Harpalani S, Pariti U M. Study of coal sorption isotherms using a multicomponent gas mixture [C]//*Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium*. University of Birmingham, Alabama, 1993, (1):151 - 160.
- [33] Greaves K H, Owen L B, McLennan J D, et al. Multi-component gas adsorption - desorption behavior of coal [C]//*Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium*. University of Alabama Tuscaloosa, 1993: 17-21.
- [34] Nikolai S, Andreas B. Measurement and interpretation of supercritical CO₂ sorption on various coals [J]. *International Journal of Coal Geology*. 2007, 69: 229-242.
- [35] Humayun R, Tomasko D. High-resolution adsorption isotherms of supercritical carbon dioxide on activated carbon. [J]. *AIChE Journal*, 2000, 10: 2056-2075.
- [36] Herbst A, Beutekamp S, Harting P, et al. Non-isothermal multiphase flow of brine and gas through saline media[J]. *Transport in Porous Media*. 1994, (15): 271-293.
- [37] 唐书恒,汤达祯,杨起.二元气体等温吸附-解吸中气分变化规律[J].*中国矿业大学学报*,2004,33(4): 448-452.
Tang Shu-heng, Tang Da-zhen, Yang Qi, Variation regularity of gas component concentration in binary-component gas adsorption-desorption isotherm experiments [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2004,33(4):448-452.
- [38] 吴世越.煤层气与煤层耦合运动理论及其应用的研究—具有吸附作用的气固耦合理论[D].沈阳:东北大学,2005.
Wu Shi-yue. Research of methane-coalbed coupling movement theory and its application-gas-solid coupling movement theory with adsorption [D]. Shenyang: North-eastern University, 2005.
- [39] 傅海雪.多相介质煤岩体物性的物理模拟与数值模拟[D].徐州:中国矿业大学,2008.
Fu Xue-hai. Research of multiphase medium physical simulation and numerical simulation of coal and rock physical properties [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2008.
- [40] Xiaojun Cui, Rmarc Bustin, Gregory Dipple. Selective transport of CO₂, CH₄ and N₂ in coals: insights from modeling of experiment gas adsorption data [J]. *Fuel*, 2004(83): 293-303.
- [41] Joubert J I, Grein C T, Biebstock D. Effect of moisture on the methane capacity of American coals[J]. *Fuel*. 1974, (53): 54-67.
- [42] 白冰,李小春,刘延峰,等.CO₂-ECBM中气固作用对煤体应力和强度的影响分析[J].*岩土力学*,2007,28(4):823-826.
Bai Bing, Li Xiao-chun, Liu Yan-feng, et al. Preliminary theoretical study on impact on coal caused by interactions between CO₂ and coal [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2007, 28(4): 823-826.
- [43] 刘祖鹏,李兆敏.CO₂驱油泡沫防气窜技术实验研究[J].*西南石油大学学报(自然科学版)*,2015,37(5): 117-122.
Liu Zhu-peng, Li Zhao-min. An experimental study on anti-channeling technology with foam in CO₂ flooding [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2015,37(5):117-122.
- [44] 刘永辉,罗程程,张烈辉,等.分层注CO₂井系统模型研

- 究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(5):123-127.
- Liu Yong-hui, Luo Cheng-cheng, Zhang Lie-hui, et al. Research on the model of separate layer CO₂ injection well system[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(5):123-127.
- [45] Raza A, Gholami R, Rezaee R, et al. Well selection in depleted oil and gas fields for a safe CO₂ storage practice: a case study from Malaysia[J]. Petroleum, 2016, (89):2145-2154.
- [46] 邸元,吴玉树,鞠斌山.裂缝性油藏二氧化碳驱的多组分数值计算模型[J].西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(2):93-100.
- Di Yuan, Wu Yu-shu, Ju Bin-shan. Model formulation for compositional numerical simulation of CO₂ flooding in fractured reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015, 37(2):93-100.
- [47] 郭文敏,李治平,吕爱华,等.气体示踪表征 CO₂ 驱渗流特征实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(1):111-115.
- Guo Wen-min, Li Zhi-ping, Lu Aihua, et al. The experiment study of using gas tracer on analysis the mechanism of CO₂ flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(1):111-115.
- [48] Li G. Numerical investigation of CO₂ storage in hydrocarbon field using a geomechanical-fluid coupling model[J]. Petroleum, 2016, 2(3):252-257.
- [49] 郭日鑫.热自生 CO₂ 吞吐中技术研究及其应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(5):139-144.
- Guo Ri-xin. Application and research of hot self-generated CO₂ technology in steam soaking[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(5):139-144.
- [50] 肖朴夫,杨正明,王学武,等.室内注二氧化碳微观驱油机理研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(4):161-165.
- Xiao Pu-fu, Yang Zheng-ming, Wang Xue-wu, et al. A laboratory study on the micro mechanism of oil displacement with CO₂ flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(4):161-165.
- [51] 张艳玉,李延杰,孙晓飞,等.注 CO₂ 混相驱候选油藏筛选评价新方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(4):141-146.
- Zhang Yan-yui, Li Yan-jie, Sun Xiao-fei, et al. A new screening evaluation method for candidate reservoirs by CO₂ injection miscible flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(4):141-146.

Review on Geological Storage of Carbon Dioxide

LI Guang, LIU Jian-jun, LIU Qiang, JI You-jun

(School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: Carbon Capture and Storage (CCS) is considered as a direct and effective method of reducing emission. This technology is to capture CO₂ originally supposed to be discharged in atmosphere and inject CO₂ into the closed underground reservoir after processing, so as to reduce emission of CO₂ to the atmosphere and relieve the air pollution and greenhouse effect. At present, the CCS technology has received extensive attention of researchers both at home and abroad. The situation of CO₂ emission reduction in China is very serious, so the study of CCS is particularly urgent. Domestic research on CCS has just started. In order to study CCS better and deeply, the research status at home and abroad were summarized from the perspectives of saline water layer storage, deep unworkable coal seam storage and depleted oil and gas fields storage, and the shortages in the current study and the problems to be further studied were proposed as well. 2figs., 1tab., 51refs.

Keywords: Geological Engineering; CO₂; geological storage; study status; research trend

Biography: LI Guang, male, born in 1986, PhD, research direction on CCS.