www.scichina.com

tech.scichina.com



# 二氧化碳埋存对地层岩石影响的室内研究

赵仁保<sup>®</sup><sup>®</sup>, 孙海涛<sup>®</sup>, 吴亚生<sup>®</sup>, 赵传峰<sup>®</sup>, 岳湘安<sup>®</sup>

- ① 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;
- ② 中国石油大学提高采收率研究中心, 北京 102249;
- ③ 中国石油大学资信学院, 北京 102249
- \* E-mail: zhaorenbao@vip.sina.com

收稿日期: 2009-04-11; 接受日期: 2009-07-08

国家重点基础研究发展计划("973"计划)(批准号: 2006CB705800)和国家科技支撑计划(批准号: 2007BAB17B05, 2006BAB03B06)资助项目

摘要 利用 XRD, SEM, 三轴岩石实验系统及岩心驱替实验装置研究了二氧化碳溶蚀对储层岩石矿物组分、孔隙结构及力学性能的影响. 结果表明, 在一定条件下, 二氧化碳对岩石的溶蚀主要受岩石的结构和构造、流体组成及外部动力条件的影响, 即具有层理构造的岩心, 其层理面是优先溶蚀区域, 应力变化时这些部位微裂纹的产生及扩展的几率最大, 主应力也有一定的控制作用; 在稳定水体环境控制的块状构造的岩心中, CO<sub>2</sub> 的溶蚀导致岩心孔隙变大, 并产生次生孔隙; 裂缝的形成受溶蚀、流动方向及应力的共同控制. 在二氧化碳水溶液注入过程中, 出口端气体流速有一个突然大幅度增加的过程, 表明流动过程中发生的溶蚀作用产生了 2 种变化: (1) 岩石微裂缝的产生及闭合; (2) 岩石颗粒的运移. 静态溶蚀实验表明, 随着溶蚀时间的增加, 岩石的抗拉强度及抗压强度均下降, 证实了胶结强度的明显下降. 渗透率的增加及微裂纹(或裂缝)的产生造成封存的效果变差, 从而影响了封存的效果.

关键词 二氧化碳 地质埋存 矿化反应 提高原油采收 率 溶蚀

目前,国际社会普遍认同的温室气体减排方法主要是地质封存<sup>[1-3]</sup>和海洋深水埋存及矿化.地质埋存包括废弃油气藏、深盐水层<sup>[4,5]</sup>及煤层<sup>[6,7]</sup>;海洋埋存主要为深水及海底浅层<sup>[8~10]</sup>等.加拿大、挪威已经成功进行了现场试验,成为国际上 CO<sub>2</sub>减排的示范工程.目前,我国的吉林油田正在实施具有减排和提高石油采收率双重目的的 CO<sub>2</sub>地质埋存.如表 1 所示.

Shafeen等人<sup>[11]</sup>认为,地质埋存的能力与地层的 孔隙度、渗透率、注入过程中的波及效率、二氧化碳 的溶解性及饱和度等因素密切相关.在埋存过程中, 注入的二氧化碳将会与环境(主体)发生反应而被消 耗一部分,或由于溶解扩散及水体的流动等原因而 散逸,甚至直接沿裂缝渗漏到大气中.因此,要实现 安全、有效的埋存,必须对埋存地点的地质构造、水文地质、化学反应环境、物理及力学特征有全面而充分的认识.目前基于不同学科理论得出的对埋存条件的认识存在着争议,House等人认为<sup>[9]</sup>深海埋存要比陆上埋存好;有人认为,深海埋存过程中存在的溶解扩散及水体的流动,会造成散逸而使得封存效果变差.也有人从地球化学的角度评价了埋存的风险性<sup>[12,13]</sup>,二氧化碳注入地层中,一方面与地层水反应生成碳酸及其碳酸盐沉淀物;另一方面,碳酸与岩石发生反应,也生成碳酸盐.不同矿物组成的岩石与二氧化碳水溶液反应时的速度具有明显的差别,碳酸盐与二氧化碳水溶液反应最快,生成可溶于水的碳酸氢盐;一些看似不反应矿物(如硅酸盐),在长期的高

引用格式: Zhao R B, Sun H T, Wu Y S, et al. Influence of CO<sub>2</sub> corrosion on rock structure and its mechanical characteristics. Sci China Tech Sci, 2010, 53: 822–828, doi: 10.1007/s11431-009-0322-v

项目	投资方	国家	日期(年)	埋存方法	埋存目的	平均注入速度(t/d)
吉林	中石油(CNPC)	中国	2007	地质埋存	EOR	
Sleipner	Statoil	挪威	1996	海洋埋存	含水层	3000
Weyburn	EnCana	加拿大	2000	陆地埋存	EOR	3000~5000
In Salah	BP	阿尔及利亚	2004	陆地埋存	含水层	3000~4000
Snøhvit	Statoil	挪威	2007	海洋埋存	含水层	2000
Gorgon	Chevron	澳大利亚	2009	陆地埋存	含水层	10000
DFI (Peterhead)	BP	英国	2009	海洋埋存	EOR	

表 1 正在实施及将要实施的 CO<sub>2</sub>埋存项目(部分)

注: 部分数据见参考文献[5,10].

温高压环境下也能发生反应,只是反应的活化能及解离速度常数不同<sup>[12]</sup>,从而对埋存效果产生影响. 李小春等人<sup>[13]</sup>指出,隔离地层的长期力学稳定性是地下隔离安全性评价的关键. 总之,要实现长期、安全的埋存目的,地质埋存过程中的安全性<sup>[14-16]</sup>的研究极为重要,即必须考虑以下因素: 1) 地质构造条件; 2) 盖层的完整性、渗透性及厚度; 3) 岩石矿物组分及地层水的组成.

岩石的矿物组成及沉积条件对封存效果影响的室内研究鲜有报道,我国不少油田其储层岩石中含有一定量的碳酸盐,长石存在的范围更广,而这些岩石在与 CO<sub>2</sub> 接触时一般都发生溶蚀反应.尤其是碳酸盐,高压下短时间内就会被溶解,从而产生大量的次生孔隙甚至微裂缝,使得二氧化碳的封存效果明显变差.大量的现场实验表明,二氧化碳注入油藏过程中,一般很快突进到对应油井,也造成其埋存及驱油的效果变差.目前,一般用常规的堵水方法(如凝胶、泡沫等)用于CO<sub>2</sub>的封窜,但由于溶蚀产生的孔隙结构的二次改变,使得常规堵剂很难达到理想的效果.因此,研究二氧化碳在注入过程中对储层岩石力学性质及孔隙结构的影响,对于更好地实现二氧化

碳的埋存具有十分重要的意义.本文研究了中原油田砂岩岩心、长庆油田含碳酸盐岩心与二氧化碳作用过程中对其矿物组成、孔隙结构及力学性能的影响.

# 1 实验装置与方法

## 1.1 实验设备及材料

- (i) 岩心流动实验装置:包括平流泵(北京卫星制造厂)、手动高压泵、哈斯合金中间容器、大型烘箱(江苏海安石油仪器厂).
- (ii) ICP-OES(美国 PerkinElmer); SEM(英国 OxfordS-360); X射线衍射仪(日本D/max-2500); 三轴岩石实验系统(美国 MTS-816).
- (iii) 实验材料: 天然岩心(取自长庆油田、中原油田)、1% KCl+1% NH<sub>4</sub>Cl 溶液.

# 1.2 岩心基本参数

把天然岩心进行脱油、干燥后抽真空饱和标准盐水(1% KCl+1% NH<sub>4</sub>Cl),测岩心的渗透率.实验中所用岩心的基本参数如表 2 所示.

表 2	岩心基本参数表
<b>⊼</b> ₹ 4	石心奉必多数衣

种类	长庆中富>	«×井天然岩心	、深度: 713.3	8~1071.34 m	中原油田文××块天然岩心, 埋深: 2743.0~3130.0 m			
项目	8-5	8-1	6-5	6-3	2	5	13	17
样品长度(cm)	4.997	5.139	5.016	5.257	5.06	4.98	5.01	5.07
样品直径(cm)	2.50	2.50	2.50	2.50	2.51	2.50	2.51	2.51
横截面积(cm²)	4.91	4.91	4.91	4.91	4.94	4.94	4.91	4.91
样品体积(cm³)	24.54	25.23	24.628	25.812	24.996	24.601	24.599	24.894
孔隙体积(cm³)	0.68	1.27	2.175	1.864	2.627	2.893	2.315	3.530
孔隙度(%)	2.77	5.03	8.83	7.22	10.51	11.76	9.41	14.18
克式渗透率(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	0.022	0.065	0.0286	0.0142	0.048	0.22	0.027	1.55

## 1.3 CO<sub>2</sub>饱和溶液的准备

先向 500 mL 哈斯合金中间容器中注入  $CO_2$ 气体至 2 MPa, 然后转入标准盐水. 当压力升至 4 MPa 时, 检查是否漏气, 静置 24 h, 让气体充分饱和在盐水中, 排掉容器上部多余的气体, 保证进入岩心中的二氧化碳浓度恒定.

在60℃及不同压力下,用上述溶液进行岩心驱替实验,模拟不同驱替时间对岩心孔隙结构及矿物组分的影响;把经处理过的岩心放入上述溶液中,在60℃下静置反应,研究不同溶蚀时间对岩心力学强度的影响.

# 2 结果

# 2.1 岩石矿物组分及孔隙的变化

二氧化碳的地质埋存首先是 CO<sub>2</sub> 的注入及其在地层中的流动及扩散过程,在盐水层的埋存及油藏后期二氧化碳提高采收率过程中,气体与地层水接触并溶解到地层水中.为了模拟该过程,用上述配制好的 CO<sub>2</sub> 饱和溶液进行岩心流动实验,分别用 2 种岩心定压驱替,出口加背压,保持驱替压差恒定0.5 MPa,其溶蚀反应前后的岩石矿物组分变化如表 3 所示.

由结果可知,经过 10 天的驱替,长庆中富××井岩心中的方解石组分大大降低.方解石含量由实验前的 23.7%降为驱替后的 1.2%.石英、斜长石及粘土含量增加是由于它们与 CO<sub>2</sub> 基本不反应,而岩样溶蚀后总质量降低,导致含量增大.

把8-1岩心溶蚀前后进行电镜扫描, 从图1(a)~(d)中看出,溶蚀后岩心的内部结构发生了明显的变化:首先,二氧化碳溶液注入后岩心孔隙及次生孔隙的平均半径都增大了,岩心的粒间孔隙由驱替前的10~30 μm增加为30~100 μm;次生孔隙由驱替前的1~10 μm增加为10~40 μm. 即产生了不同程度的溶蚀扩孔作用,提高了岩心的渗透能力.其次,由于矿物组分

的溶解导致了岩石中石英晶体加大,溶蚀后没有观测到片状云母,粒间的方解石胶结物可能转化为蜂窝状 I/S 混层(图 1(e)~(f)).

# 2.2 溶蚀后岩心裂纹扩张或断裂特征

# 2.2.1 结果描述

#### (1) 压力及流速变化

当标准盐水被二氧化碳充分饱和后,先给岩心加围压 2 MPa,开泵开始注入,待出口端见气后开始读数.

从13号岩心围压、注入压力以及它们之间的差值的波动规律来看(图2),当围压基本保持恒定时(10~35 min,36~50 min,55~71 min,84~101 min),注入压力逐渐降低,造成围压与孔隙内流体压力之间的差值(即岩心所受的应力差)增大,为了防止因应力差过大导致岩心中裂缝的形成,必须不断降低围压,保持岩心所受应力的相对稳定.从溶液的视渗透率曲线可以看出,二氧化碳水溶液驱替过程中,由于其与岩石的反应,导致其孔隙结构不断变化,视渗透率逐渐增大,流体流动阻力不断减小.

岩心出口端气体流速刚开始急剧增大(这是气体突破的一般特征),从 5~12 ml/min(常压下测定,下同)迅速增大到最大值 66 ml/min,然后在 6~12 min 内下降到原来的水平.据此可以推断,岩心的结构(或孔隙结构)发生了明显的变化,该阶段表明孔隙连通性的提高及其在应力作用下形变的过程(裂缝可能产生).在其他 2 个时间段内(50~60 min, 90~100 min),出口气体流速出现了同样的变化,表明岩心结构发生了同样的变化.当注入速度稳定时,出口气体流速出现波动,表明岩心内部流体流速不稳定,这是由于二氧化碳水溶液在流动过程中由于压力降低导致气体从溶液中分离出来产生气液两相流动;但剧烈的波动应该与岩心内部结构的变化有关.由于围压始终高于注

表 3	8-1 样品	aX射线衍射分析结果

矿物种类和含量(%)								粘土矿物总量(%)	
·	石英	钾长石	斜长石	方解石	黄铁矿	菱铁矿	怕上47 初总里(%)		
溶蚀前	62.8	9.0	16.1	4.32			7.	.68	
溶蚀后	70.6	5.9	18.0	1.3			4	.85	
粘土矿物相对含量(%)									
			粘土矿物	相对含量(%)			混层!	比(%S)	
	S	I/S	粘土矿物 I	相对含量(%) K	С	C/S	混层 l/S	比(%S) C/S	
溶蚀前	S	I/S 83	粘土矿物 I 1	相对含量(%)   K	C 16	C/S		. ,	

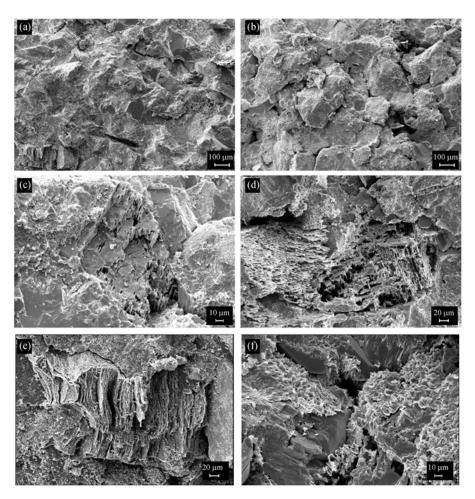


图 1 (a) 岩心全貌, 样品致密, 粒间孔隙; (b) 岩全貌, 样品较疏松, 粒间孔隙 10~30 mm, 连通差, 放大 300 倍(溶蚀前) 30~100 mm, 连通较好, 放大 300 倍(溶蚀后); (c) 岩心长石淋滤, 次生孔隙 1~10 μm 放大 1580 倍(溶蚀前); (d) 岩心长石淋滤, 次生孔隙 10~40 μm 放大 907 倍(溶蚀后); (e) CO<sub>2</sub>溶液驱替前天然岩心扫描电镜图(粒间片状云母, 放大 1360 倍); (f) CO<sub>2</sub>溶液 驱替后天然岩心扫描电镜图(石英加大 III 级, 粒表蜂窝状 I/S 混层、叶片状绿泥石, 放大 2980 倍)

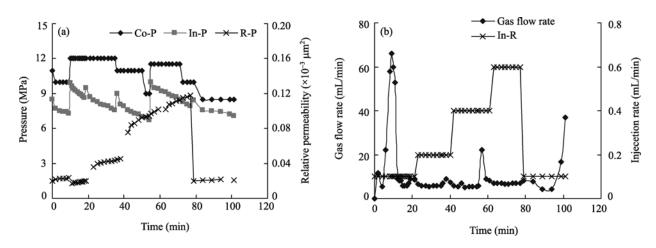


图 2 (a) 13 号岩心围压、入口压力、压差及渗透率随时间的变化; (b) 13 号岩心注入速度及出口气体流速随时间的变化

入压力,因此岩心结构的变化只能通过溶蚀反应产生.同时,由于溶蚀(导致酸敏矿物溶解及微小颗粒运移等)的原因,也可能导致岩心孔隙或微小裂缝的堵塞,从而造成气体流速的波动.从实验后的岩心观察发现,岩心沿流动方向形成了一个主裂缝(径向裂缝).

从注入速度及压差得出的岩心视渗透率变化可以把岩心的变化过程分为2个阶段,在0~77 min之间为第 1 阶段,岩心的视渗透率一直随时间增大;该阶段由于溶蚀作用导致孔隙增大、连通性增强,甚至产生了裂缝.至 77 min 时,渗透率急剧降低,由 0.117×10<sup>-3</sup> μm²降至0.02×10<sup>-3</sup> μm²,并一直保持稳定,该过程为第 2 阶段;表明溶蚀虽然增强了连通性,但胶结物破坏后导致其应力敏感性增强,孔隙及裂缝在应力作用下发生变形及闭合,或由于颗粒运移、堵塞的作用.

17号岩心(图 3)的流动过程也明显分为 2个阶段:第 1 阶段为注入压力上升及稳定阶段(0~71.7 min),在 2 min≤t≤38.3 min,注入压力逐渐增大(驱替速度恒定),视渗透率逐渐降低,在 0.2×10<sup>-3</sup> μm²(图 3(a))处稳定了一段时间(38.3 min≤t≤68.2 min),然后迅速下降,至最小值 0.12×10<sup>-3</sup> μm²(69.2 min)时开始上升,注入压力达到最大为 7.1 MPa;在该阶段气体的流速呈现较小的波动.在第 2 阶段(t≥71.7 min),注入压力开始下降,最后趋于一稳定值(6.5 MPa),表明岩心溶蚀造成孔隙连通性增加、流动阻力减小;在69.7 min时岩心出口气体流速由1 ml/min急剧增大到80 ml/min,然后又降到 1.5~3 ml/min 的水平,整个过程中围压始终比注入压力高 2 MPa 以上,因此,可以断定岩心的结构发生了变化.

2号岩心在注入过程中的动态特征如下:岩心出口气体流速开始很大,2 min 后流速迅速降为0,由于围压及注入压力保持恒定,因此,认为是颗粒运移造成的堵塞.

#### (2) 裂缝分布特征

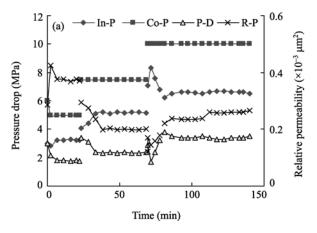
缓慢释放围压,把实验后的岩心从夹持器中取出观察,发现它们均有不同程度的破坏,其微裂纹的分布及岩心的断裂特征描述如下(如图 4).

13号岩心为灰白色粉砂岩、块状结构、无层理;溶蚀后发育4条裂缝,但强度都不大,仅在表面发育;其中3条与流体流动方向平行,1条垂直于流动方向的短程裂缝与上述3条裂缝的一条相交.2号岩心为细砂岩、夹砂岩透镜体,隐约有平行层理;反应后垂直于流动力方向发育一组裂缝,共5条;从岩心注入端向出口方向,裂缝强度加大,长度、宽度和深度逐渐变大;最大的一条位于距出口2cm处,贯穿岩心;近平行于流动方向也发育一组裂缝,呈X形,交角20°左右;强度较弱,深度和宽度都不大.

溶蚀前 17 号岩心为灰白色泥质粉砂岩、粉砂岩呈平行层理;泥质粉砂岩钙质含量高,且内含碳屑,碳屑分布具有定向性,与粉砂岩交界附近发育有平行纹层和槽状纹层.溶蚀后沿流体流动方向上发育一组裂缝,共2条,其中一条强度大,贯穿整个岩心,斜交流动方向,交角20°;另外一条强度弱,位于泥质粉砂岩和粉砂岩层理界面处,从出口向入口方向延伸了2 cm 消失.

# 2.2.2 应力分析

对于驱替中的岩心, 围压对岩心骨架施加的作



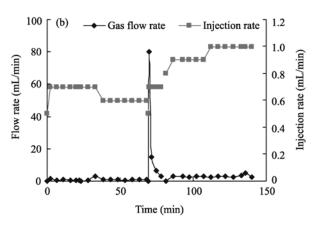
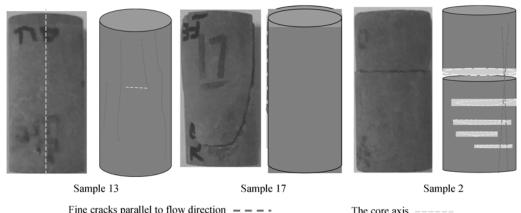


图 3 (a) 17 号岩心围压、入口压力、压差及渗透率随时间的变化; (b) 17 号岩心注入速度及出口流速的变化



Fine cracks parallel to flow direction ---Perpendicular to the fluid flow direction - - - -

The core axis

#### 图 4 不同结构岩心的溶蚀形貌

用力大小相等; 由于流体在驱替方向(径向或轴向)上 存在压力梯度,液体压力沿该方向逐渐降低,造成岩 心不同位置处孔隙骨架所受的应力不同(图 5). 由于 围压始终大于注入压力, 因此, 在垂直于流动方向上 岩心所受的应力方向与围压的相同, 在平行于流动 方向上所受的应力为该方向上骨架单元厚度所承受 的压差.

由此可知, 2号岩心产生的裂缝方向与应力方向 相同, 主要为应力控制; 13 号岩心中有 3 条裂缝其方 向与流动方向基本平行, 1条与应力方向平行, 其裂 缝的产生主要为溶蚀控制,应力也起一定的作用;17 号岩心的裂缝主要由溶蚀作用产生.

与 17 号岩心相比, 13 岩心的注入压力、围压、 出口气体流速出现多次波动,根据岩心观察,13号岩 心形成了多条细小裂缝,而 17 号岩心上述参数波动 次数少,实际只形成了一条主裂缝和一条细小裂缝.

在岩心溶蚀过程中, 由于层理、颗粒间的充填物 及胶结物最先发生反应, 不溶颗粒沿流动方向发生运

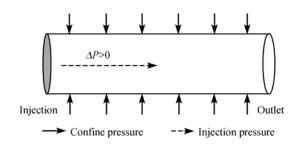


图 5 岩心受力分析示意图

移并堵塞孔隙,从而造成出口端气体流速发生波动; 围压导致裂缝闭合, 使得岩心出口气体流速降低.

## 2.3 岩心力学强度的变化

把岩心置于二氧化碳饱和溶液中, 每隔一定时 间取出, 在三轴岩石实验装置上进行力学实验, 围压 为 30 MPa, 实验温度 60℃.

表 4 为长庆中富××井岩心静态溶蚀实验结果, 随着浸泡(溶蚀)时间的增加, 岩石的抗拉强度及抗压 强度均明显降低: 抗拉强度随溶蚀时间变化较快. 其 中 8-1 岩心不仅进行了溶蚀前后的 X 衍射实验, 而且 进行了力学强度测定,这一结果清楚地表明,岩心中 胶结物的溶蚀虽然增加了孔隙半径, 但由于岩心抗 拉强度主要取决于胶结强度, 而抗压强度不仅与胶 结强度有关, 还决定于颗粒堆积情况. 因此, 抗拉强 度变化速度较快,证明了胶结物优先被溶蚀.弹性模 量的变化较为复杂, 反应4天后岩样的弹性略有增加, 但总体上呈下降趋势.

二氧化碳水溶液驱替过的岩心, 在取出后一般变 得松散,有时会发生断裂甚至破碎的现象,说明溶蚀的 影响非常明显. 由于实际的油藏温度及二氧化碳压力 均较高,因此,二氧化碳对岩石的溶蚀反应会更严重.

表 4 不同反应时间对岩石力学性能的影响

编号	时间(a)	抗拉强度 (MPa)	抗压强度 (MPa)	弹性模量 (GPa)	泊松比
6-5	0	5.5	110	45	0.24
8-1	4	3.75	108.75	48	0.23
6-3	15	2.53	68.31	38	0.25

# 3 结论

(1) 岩石矿物组分及结构的变化

二氧化碳水溶液对岩心的溶蚀作用非常明显, 方解石、长石及粘土矿物均发生不同程度的反应. 从岩心观察看, 二氧化碳对岩石的溶蚀主要受岩石的结构、流体组成及外部动力条件的影响, 在二氧化碳溶液波及到的区域内, 岩石的层理面或微裂缝一般是溶蚀反应较快的部位, 压力释放时这些部位微裂纹的产生及扩展的几率最大, 从而导致裂纹的扩展甚至断裂, 主应力也有一定的控制作用; 而在稳定水体环境控制的块状构造的岩心中, 在所研究的时间范围内, 只观察到 CO<sub>2</sub> 的溶蚀导致岩心孔隙变大、并产生次生孔隙的现象.

从电镜扫描结果看,  $CO_2$  的溶蚀效应导致岩心视渗透率增大.

因此,对于具有较好密封性能的泥岩盖层或隔层,由于二氧化碳有可能沿着层间隔层或微裂缝窜至盖层,或由于上浮力及溶解扩散作用等因素与盖

层接触,并发生溶蚀反应可能使盖层变成可渗透层, 导致盖层的密封效果变差.

## (2) 岩石力学性能的变化

由于胶结物、充填物及组成岩石颗粒矿物组分的溶 蚀,造成岩石孔隙变大、胶结物破坏,使得岩心变疏松, 甚至产生微裂缝,从而导致岩心力学强度均明显下降.

目前我国许多油藏都是油水同存、甚至同层,当 二氧化碳被注入到油层中时,其与水生成的碳酸对 储层的溶蚀所造成的储层环境的改变是必须充分考 虑的.因此,二氧化碳的地质封存仅仅考虑其地质密 封条件、矿化反应的消耗是不完善的.

在针对由于二氧化碳注入所伴随的其在地层中 窜流而开展的抑制窜流方法研究中,若只考虑封窜剂 对高渗透层及裂缝的封堵,而不考虑其溶蚀作用对储 层渗透率的改变,则堵剂将很难发挥其封堵效果.

另外值得注意的是,二氧化碳水溶液与岩石的 反应是一个漫长的过程,但溶蚀造成岩石力学性能 的降低所需的时间却短得多.

# 参考文献。

- 1 White D J, Burrowes G, Davis T, et al. Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs: The international energy agency weyburn pilot project. Geological Soc Am, 2004, 14(7): 4-10
- 2 Oldenburg C M, Stevens S H, Benson S M. Economic feasibility of carbon sequestration with enhanced gas recovery (CSEGR). Energy, 2004, 29(9-10): 1413-1422
- 3 Koide H, Tazaki Y, Noguchi Y, et al. Subterranean containment and long term storage of carbon dioxide in unused aquifers and in depleted natural gas reservoirs. Energy Convers Manage, 1992, 33(5-8): 619—626
- 4 Sylvester M. Carbon capture and sequestration in china: An overview. OnLine J Earth Sci, 2008, 2(3): 86-89
- 5 Herzog H J. What future for carbon capture and sequestration? Env Sci Technol, 2001, 35(7): 148-153
- 6 White C M, Smith D H, Jones K L. Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery: A review. Energy Fuels, 2005, 19(3): 659-724
- 7 Yu H G, Yuan J, Guo W J, et al. A preliminary laboratory experiment on coalbed methane displacement with carbon dioxide injection. Int J Coal Geology, 2008, 73(2): 156–166
- 8 Gunter W D, Wiwchar B, Perkins E H. Aquifer disposal of CO<sub>2</sub>-rich greenhouse gases: Extension of the time scale of experiment for CO<sub>2</sub>-sequestering reactions by geochemical modeling. Mineral Petrol, 1997, 59: 121–140
- 9 House K Z, Schrag D P, Harvey C F, et al. Permanent carbon dioxide storage in deep-sea sediments. Proc National Academy Sci, 2006, 103(33): 12291-12295
- 10 De Figueiredo M A. The Liability of Carbon Dioxide Storage. Dissertation of Doctoral Degree. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, 2007
- 11 Shafeen A, Croiset E, Douglas P L, et al. CO<sub>2</sub> sequestration in Ontario, Canada. Part I: Storage evaluation of potential reservoirs. Energy Convers Manage, 2004, 45(17): 2645–2659
- 12 Xu T F, Apps J A, Pruess K. Numerical simulation of CO<sub>2</sub> disposal by mineral trapping in deep aquifers. Appl Geochem, 2004, 19(6): 1–20
- 13 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. 岩石力学与工程学报, 2003, 22(6): 989-994
- 14 Stefan B. Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change. Energy Convers Manage, 2000, 41(9): 953-970
- 15 Klusman R W. Evaluation of leakage potential from a carbon dioxide EOR/sequestration project. Energy Convers Manage, 2003, 44(12): 1921—1940
- Pruess K, Garcia J, Kovscek T, et al. Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO<sub>2</sub>. Energy, 2004, 29(9-10): 1434-1444