

高盐度卤水对 CO₂ 地质封存的影响： 以江汉盆地潜江凹陷为例

李义连, 房琦*, 柯怡兵, 董建兴, 杨国栋, 马鑫

中国地质大学环境学院, 湖北武汉 430074

摘要: 江汉盆地潜江凹陷卤水资源十分丰富, 潜江组泥膏岩、泥岩和砂岩交替沉积, 构成 CO₂ 地质储存的潜在场所。但是潜江组卤水层矿化度非常高, 平均值高达 283.25 g/L。以高盐度卤水为对象, 探讨了高盐度卤水对 CO₂ 封存过程中产生的物理化学影响。结果表明, 往高盐度卤水层中单纯地注入 CO₂ 会造成 CO₂ 溶解量和矿物捕集量的显著降低, 不利于 CO₂ 的储存安全。高盐度会造成注入井附近发生盐岩大量沉淀, 不利于 CO₂ 的持续注入, 同时造成近井周围压力严重积累, 降低了封闭安全系数。采用 CO₂ 与卤水联合注采模式, 可有效缓解 CO₂ 单纯地注入过程中的压力严重积累和盐岩沉淀问题, 实现资源和地下空间最大化利用, 收获经济和环保的双重效益。

关键词: CO₂ 地质储存; 卤水; 高盐度; CO₂ 与卤水联合注采; 污染控制; 水文地质。

中图分类号: X143; X52

文章编号: 1000-2383(2012)02-0283-06

收稿日期: 2012-01-09

Effect of High Salinity on CO₂ Geological Storage: A Case Study of Qianjiang Depression in Jiangnan Basin

LI Yi-lian, FANG Qi*, KE Yi-bing, DONG Jian-xing, YANG Guo-dong, MA Xin

School of Environmental Studies, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: The brine resource in the Qianjiang depression in Jiangnan basin is rich in the brine resource because alternating deposits of gypsum mudstone, mudstone as well as sandstone of Qianjiang Formation form the potential sites for CO₂ geological storage. However, the salinity in Qianjiang Formation is very high with the average value up to 283.25 g/L. The purpose of this study is to investigate the physical and chemical responses under the condition of high salinity. The results show that the CO₂ dissolved in brine and sequestered in minerals decline significantly as a result of directly injecting CO₂ into the brine with high salinity, which may affect the storage safety. Moreover, high salinity will lead to serious salt precipitation around the injection well which may reduce the injectivity. High salinity can also cause the high pressure build up around the injection well. The method of CO₂ injection combined with brine production can effectively mitigate the severe pressure build up and salt precipitation. In this way, we can maximize the utilization of brine resource and the underground space and achieve both the economic benefits and the environmental benefits.

Key words: CO₂ geological storage; brine; high salinity; CO₂ injection with brine production; pollution control; hydrogeology.

随着社会经济的的发展和人类活动的增加, 大气中以 CO₂ 为主的温室气体的浓度持续增长, 导致全球气候变化和海洋酸化, 对生态系统和人类活动产生严重的影响(Mert *et al.*, 2005; Zhang *et al.*, 2010)。近年来, 应对气候变化、减少温室气体排放引

起了世界各国的高度重视, 围绕这一主题开展的国际峰会达十余次, 研发碳减排技术、发展低碳经济已成为今后相当长一个时期社会经济发展的主旋律(Bachu, 2002; Holloway, 2005; 王焰新等, 2011)。

在多种碳减排技术中, CO₂ 地质储存被认为是

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 41072180)。

作者简介: 李义连(1965—), 男, 教授, 主要从事二氧化碳地质储存技术以及地下水污染控制与修复的研究。E-mail: yl.li@cug.edu.cn

* 通讯作者: 房琦, E-mail: qifang.cug@foxmail.com

目前较短时期内可有效缓解大气中 CO_2 含量持续升高的有效方式 (Bacci *et al.*, 2011a, 2011b; Pooladi-Darvish *et al.*, 2011). 然而要真正实现工业化的 CO_2 地质储存, 需要解决许多科学技术问题, 如 CO_2 地质储存介质与环境适宜性; CO_2 地质储存过程中流体—储存介质的地球物理和地球化学变化; CO_2 地质储存或资源化方式及过程优化; CO_2 地质储存效率和效果等 (王焰新等, 2011).

江汉盆地是在扬子准地台上发育起来的中新生代大陆裂谷盐湖盆地 (袁道先, 1997; 方志雄, 2002; 卢国明等, 2007). 潜江凹陷是江汉盆地中的次一级继承性凹陷, 凹陷内的潜江组地层沉降中心厚度超过 3 500 m, 是由一套含泥膏岩、盐岩、砂岩互层组成的内陆盐湖相沉积, CO_2 储存的地质条件优越. 然而, 该凹陷卤水总矿化度非常高, 平均值可达 283.25 g/L, 在如此高盐度的卤水层中开展 CO_2 地质储存将会产生怎样的地球物理和地球化学问题, 以及可否实现卤水资源开发与 CO_2 地质储存过程优化的有效结合, 是本文关注的重点. 笔者针对上述问题进行了初步探索, 以期对 CO_2 地质储存与当地资源优化利用提供理论借鉴.

1 卤水水文地质与水化学

1.1 卤水水文地质

潜江凹陷面积为 2 400 km^2 , 沉积了一套白垩系—第三系以河流湖泊相为主的含盐地层, 不整合覆盖于前白垩系地层之上. 潜江组岩系主要由泥膏岩、盐岩、砂岩互层组成. 卤水主要储存在砂岩的孔隙中, 泥膏岩和盐岩层相对地形形成区域性隔水层. 潜江组砂岩层中, 卤水普遍发育, 地下卤水层集中分布在潜四上段顶、底部, 潜三上段及潜一段中下部, 而潜四上段中部、潜三下段、潜二及潜一段上部的泥岩、泥膏岩、盐岩层则起着区域性隔水层的作用. 据此, 将潜一段至潜四上段的砂岩段, 自上而下相应地分为 6 个含卤水层组 (表 1). 其中, 第 1 和第 4 卤水层组最发育, 分布广、厚度大. 第 5 和第 6 卤水层组发育中等, 第 2、3 卤水层组发育最差, 仅分布在局部地区. 卤水层在空间上的分布面积广, 沉积厚度大, 厚度普遍大于 40 m, 靠近北部物源区最大累计厚度可达 400 m (于升松, 1994).

1.2 卤水水文地球化学

潜江凹陷卤水的总矿化度最高值 349.00 g/L, 最低值 147.00 g/L, 平均值 283.25 g/L, 属饱和浓卤水 (于升松, 1994). 在凹陷中部占卤水层分布面积

表 1 江汉盆地潜江凹陷潜江组沉积地层及卤水层组划分 (据于升松 (1994)、王庆胜 (2011) 修改)

Table 1 Sedimentary stratigraphy and brine formation division of Qianjiang depression, Jiangnan basin

组	段	油组	韵律数	卤水层组划分	储层	盖层	岩性描述
潜江组	潜一段 E_{q_1}	$E_{q_1}^1$	10	第1卤水层组			上部为灰深色泥岩、泥膏岩、油页岩； 中部为灰色泥岩与粉砂岩互层； 下部为膏岩和砂泥岩互层夹鲕状泥灰岩
		$E_{q_1}^2$	0				
		$E_{q_1}^3$	8				
	潜二段 E_{q_2}	$E_{q_2}^1$	7	第2、3卤水层组			由24个盐韵律组成,每个韵律层有盐岩、泥岩、碳酸盐岩,有时在韵律底部发育粉细砂岩
		$E_{q_2}^2$	4				
		$E_{q_2}^{2下}$	4				
		$E_{q_2}^3$	9				
	潜三上段 $E_{q_3}^{上}$	$E_{q_3}^1$	0	第4卤水层组			上段为灰至深灰色泥岩、粉砂岩及鲕状泥灰岩,夹3个盐韵律及2个砂组
		$E_{q_3}^{1下}$	3				
		$E_{q_3}^2$	0				
	潜三下段 $E_{q_3}^{下}$	$E_{q_3}^1$	3	第4卤水层组			下段由深灰色泥岩、碳酸盐岩、盐岩等组成的14个韵律层,并夹有粉细砂岩
		$E_{q_3}^{3下}$	5				
		$E_{q_3}^4$	6				
	潜四上段 $E_{q_4}^{上}$	$E_{q_4}^{1下}$	0	第5卤水层组			主要岩性为泥岩、碳酸盐岩、盐岩,粉细砂岩
		$E_{q_4}^0$	2				
		$E_{q_4}^{0(下)}$	0				
		$E_{q_4}^{0下}$	6	第6卤水层组			
		$E_{q_4}^2$	4				
$E_{q_4}^{2下}$		0					
$E_{q_4}^3$		4					
$E_{q_4}^4$		0					
潜四下段 $E_{q_4}^{下}$						潜四下段埋深大,未见底,以灰深色泥岩、泥膏岩及盐岩为主	

表 2 潜北地区深层地下卤水化学成分(mg/L)(据于升松,1994)
Table 2 Chemical composition of deep saline in Qianbei area

含量	Na	Ca	Mg	K	B	Li	Cl	SO ₄	HCO ₃	CO ₃	Br	I	Rb
最大值	134 500	2 830	898	6 830	448	108	198 000	36 700	5 764	1 680	913	25	19.3
最小值	50 900	123	15	120	5	12	44 800	1 750	99	0	55	3.5	0.9
平均值	110 473	899.4	173.8	1 457.5	145.5	58.9	160 000	9 665.8	1 018.4	1 482	364.7	11.9	3.68
水样数	105	95	95	88	82	75	105	105	95	95	95	92	19

含量	Cs	Sr	Mn	Fe	Cu	Ag	Pb	Cr	Ni	Zn	Mo	Ga	NO ₂	NO ₃	NH ₄
最大值	10.1	63	1.2	1.8	1.2	0.006	0.06	0.012	0.12	1.2	0.02				1 100
最小值	0.1	14	0.06	1.2	0.006	0.002	0.006	0	0	0.6	0				194
平均值	1.22	34.3	0.64	1.5	0.23	0.003 6	0.038	0.006	0.036	0.84	0.003	0	0	30	734.5
水样数	19	4	6	2	6	5	6	5	4	5	6	4	1	1	5

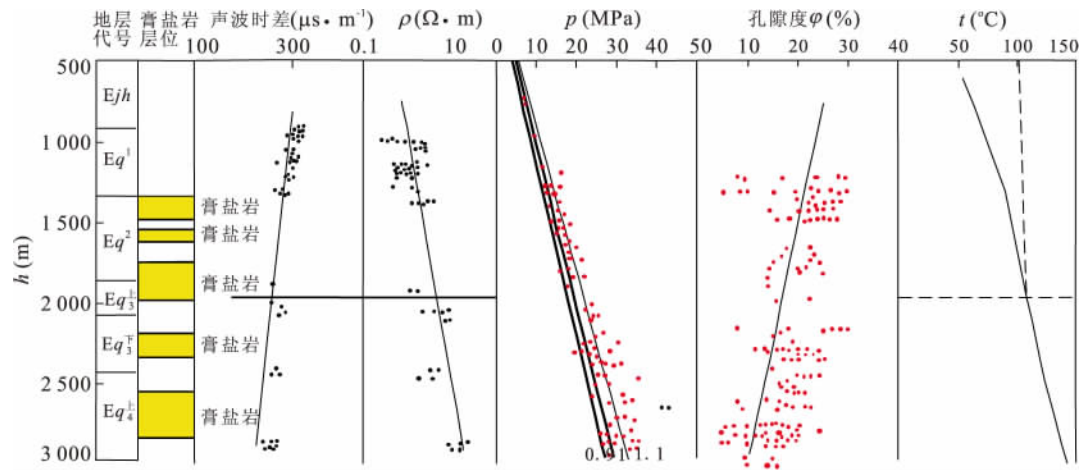


图 1 潜江凹陷蚌湖向斜带王 83 井膏岩层与地层压力、孔隙度、温度随深度分布(据贾颖等(2011)修改)

Fig. 1 Distribution with depth of gypsum bed and formation pressure, porosity, temperure of the well Wang 83 of the Banghu synclines of Qianjiang depression, Jiangnan basin

凹陷中部 75% 的广大地区, 卤水的总矿化度均大于 300 g/L; 卤水中的主要成分 NaCl 基本上决定了卤水的矿化度, 氯离子含量大于 180 g/L 的地区, 总矿化度大于 300 g/L; 氯离子含量为 120~180 g/L 的地区, 总矿化度为 200~300 g/L; 氯离子含量小于 120 g/L 的地区, 总矿化度小于 200 g/L.

潜江组卤水为硫酸钠型, 卤水中含近 28 种化学成分(表 2), 卤水相对富含 SO₄²⁻, 贫 Ca²⁺ 和 Mg²⁺. SO₄²⁻ 的平均含量达 9 665.8 mg/L, Ca²⁺、Mg²⁺ 平均含量仅为 899.4 mg/L 和 173.8 mg/L, K⁺ 的平均含量达 1 457.5 mg/L. 卤水中绝大多数离子的含量在沉积盆地浓缩中心区大, 在埋深较大的第 4~6 卤水层高.

1.3 CO₂ 封存潜力分析

潜江凹陷潜江组的埋深普遍低于地表以下 1 000 m(图 1), 满足 CO₂ 封存的超临界态, 交替沉积的泥膏岩、泥岩和砂岩互层构成多套良好的适合 CO₂ 储存的储盖组合, 而且潜江组各段沉积的横向分布连续性良好, 有利于 CO₂ 的横向迁移, 减小泄露风险, 各段沉积的巨厚膏盐岩更是增加了储存的

安全系数. 潜江组卤水层累计厚度普遍大于 40 m, 最大可达 400 m. 孔隙度位于 10%~30% 之间, 提供了足够的储存空间, 具备良好的 CO₂ 封存潜力. 但由于潜江凹陷盐度非常高, 这可能会对 CO₂ 的注入和储存产生不利影响.

2 卤水盐度对 CO₂ 地质封存的影响

2.1 卤水盐度对 CO₂ 溶解度的影响

注入到咸水层中的 CO₂ 以超临界气相、溶解相和矿物封存相 3 种形态存在, 矿物封存是一个缓慢的过程, 需要上千年的时间, 因此, 咸水中 CO₂ 的溶解量在很大意义上决定了储存的安全性问题. CO₂ 在水中的溶解度会随温度的升高而降低, 随压力升高而升高. 随着水中盐度的增加, CO₂ 溶解度会下降一个数量级. Enick and Klara(1990)研究了卤水与纯水中 CO₂ 溶解度随总溶解固体的变化情况. 从图 2 可以看出, 若盐度范围在 10% 以上, CO₂ 在水中的溶解度下降较为明显. 以江汉盆地潜江凹陷卤

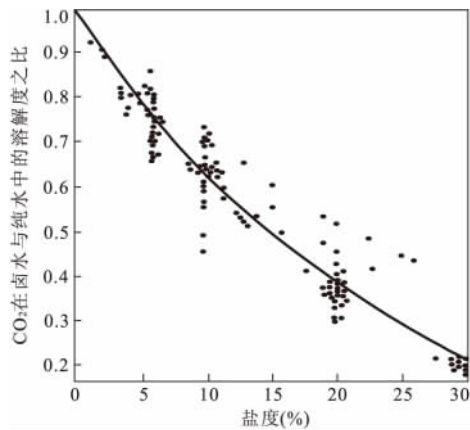


图 2 CO_2 在卤水与纯水中溶解度比值随盐度变化(据 Enick and Klara(1990)修改)

Fig. 2 CO_2 solubility relative to pure water varies with salinity

水的平均盐度 28% 计算, 卤水中 CO_2 的溶解度比在纯水中的值下降了 70%~80%。可见, 江汉盆地高盐度的卤水对 CO_2 的溶解至长期封存是不利的。在 CO_2 注入深部卤水层中时, 应该采取相应措施减弱这种不利的影响。

2.2 卤水盐度对矿物捕集量的影响

卤水盐度的升高会大大地降低 CO_2 在咸水中的溶解度, CO_2 溶解量的减少自然会影响到卤水层中 CO_2 —水—岩相互作用, 从而影响到 CO_2 的矿物捕集量。这里笔者选取砂岩储层和泥岩盖层作为对象, 利用 TOUGHREACT 溶质运移软件模拟研究了不同卤水盐度对矿物封存的影响程度。结果表明盐度为 5%~15% 的砂岩储层中的矿化捕集 CO_2 的量几乎相当, 而盐度为 20% 的储层水的储层矿化捕集 CO_2 明显有所降低(图 3a)。可见, 在砂岩储层中, 卤水盐度不是很高(5%~15%) 时, 盐度对储层矿化捕集 CO_2 的影响较小, 而盐度较高(20%) 时, 会使得储层中 CO_2 矿化捕集量减小(图 3a), 说明高盐度的储层水不利于砂岩储层矿化捕集 CO_2 。对于泥岩盖层, 随着盐度的升高, 泥岩盖层中 CO_2 矿化捕集量逐渐减小(图 3b), 说明对于泥岩盖层, 盖层水的盐度越高, 越不利于矿化捕集 CO_2 。

2.3 盐沉淀问题

将 CO_2 注入到咸水层中, 会在注入井附近发生盐析作用, 这主要是由于注入过程中 CO_2 驱替咸水, 将咸水推移至注入的反方向区域产生盐沉淀现象。而盐沉淀的直接结果就是造成储层压力严重积累, 甚至会危及到注入的可持续进行 (Giorgis *et al.*, 2007; Alkan *et al.*, 2011; Kim *et al.*, 2011)。笔者以江汉盆地的高盐度为背景, 利用

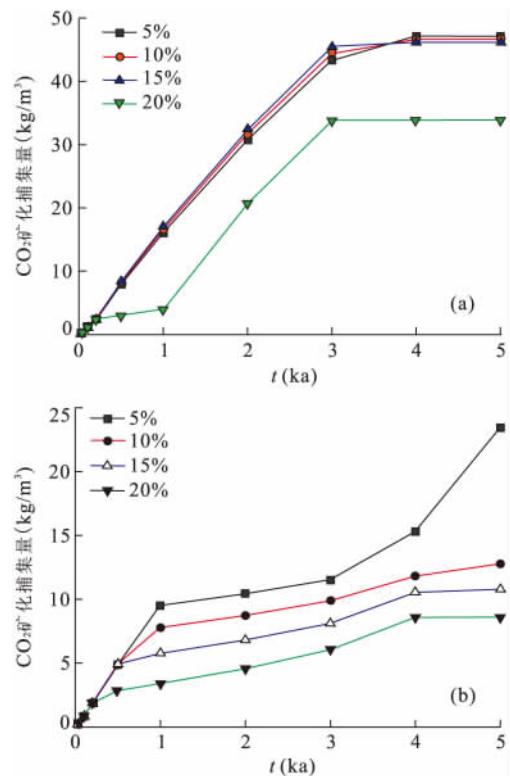


图 3 不同盐度条件下储层中(a)和盖层中(b) CO_2 矿化捕集量

Fig. 3 Total CO_2 sequestered in mineral phases in the reservoir (a) and caprock (b) at different salinities

TOUGH2 数值模拟软件针对岩盐沉淀对 CO_2 注入过程的影响进行了研究, 结果表明咸水盐度越高, 固体饱和度越大(图 4a), 也就是说岩盐沉淀量越大, 井孔附近储层的孔隙度和渗透率降低受损越严重, 导致可注入性降低。另外盐度增加导致 CO_2 溶解度以及孔隙度和渗透率的相应降低会造成注入井周围压力严重积累(图 4b), 这种情况下会引起地层的变形, 从而导致潜在裂隙的开裂和断层中泄漏问题。江汉盆地潜江凹陷咸水的矿化度非常高, 可达 150~340 g/L, 如果直接将 CO_2 注入到如此高盐度的卤水层中, 必将造成注入井附近大量盐岩沉淀, 不利于注入的持续进行。

3 CO_2 与卤水联合注采方式

潜江凹陷卤水资源十分丰富, 具有相当高的开发价值, 而且潜江凹陷地层温度较高, 王平 1 井潜 3⁴-10 韵律井深 1 450 m, 地层温度为 69.32℃, 王云 2 井潜三下段井深 1 300 m, 地层温度为 64℃, 王云 10-6 井井深 1 450 m, 地层温度为 70℃ (王庆胜,

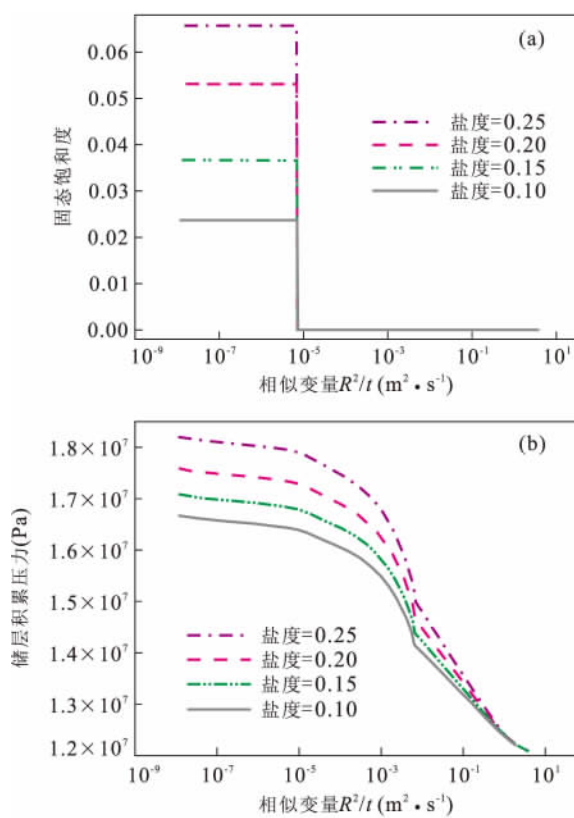


图4 不同盐度下固态饱和度(a)与流体压力(b)的变化曲线
Fig. 4 Solid saturation (a) and fluid pressure (b) at different salinities as function of the similarity variable

2011), 具有很好的深层地热资源开发潜力。

在高盐度卤水层对 CO₂ 储存的物理和化学过程的影响研究中发现, 高盐度卤水既不利于卤水中 CO₂ 的溶解, 也不利于长期的矿物封存, 而且在注入过程中注入井附近发生大量盐岩沉淀, 会造成井周围压力严重积累。这里为了更好地综合利用潜江凹陷卤水资源的优势, 同时缓解高盐度卤水层中 CO₂ 注入过程中的压力积累, 笔者尝试采用边注 CO₂ 边抽卤水的模式, 以求收到环境和经济的双重效益。以潜江凹陷潜江组高盐度卤水为研究背景, 利用 TOUGH2 数值模拟软件模拟不同抽注场景, 对比研究了 3 种不同抽注模式的效果: 第 1 种模式是不抽卤水只单井注入 CO₂; 第 2 种模式是在距注入井 10 km 左侧布置一抽水井, 采用单井抽水单井注入 CO₂; 第 3 种模式是在距注入井 10 km 两侧各布置一抽水井, 采用双井抽水单井注入 CO₂。结果表明采用边抽边注的模式可有效地降低注入过程中的储层压力积累, 抽水井抽水量越大, 压力积累降幅越大(图 5a)。注入结束后持续抽取卤水对 CO₂ 在卤水层中的运移溶解也起着一定的作用, 但受到抽水模式的影响。单侧井持续抽取卤水可

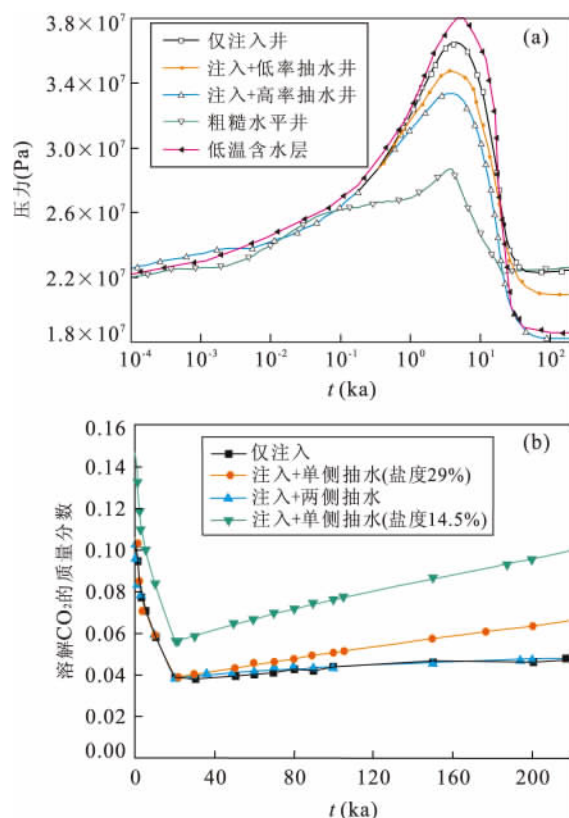


图5 不同模式下压力(a)、溶解 CO₂ 质量分数(b)随时间变化
Fig. 5 Pressure evolution (a) and CO₂ dissolved fractions varies (b) with time considering different parameters

有效提高 CO₂ 在卤水层中的溶解量, 双侧井同时抽取卤水效果则不明显(图 5b)。

4 结论

本文以潜江凹陷潜江组高盐度卤水层为对象, 研究了高盐度卤水层中 CO₂ 封存过程产生的物理化学影响, 探讨了 CO₂ 与高盐卤水的联合注采模式的可行性, 得到结论如下: (1) 卤水盐度的升高会大大降低 CO₂ 在咸水中的溶解度; CO₂ 溶解量的减少会影响卤水层中 CO₂—水—岩相互作用, 从而影响到矿物捕集 CO₂ 的量; 高盐度的砂岩储层水不利于砂岩储层矿化捕集 CO₂; 而对于泥岩盖层, 盐度越高, 越不利于矿化捕集 CO₂。由此可见, 江汉盆地高盐度的卤水对 CO₂ 的溶解捕集和矿物捕集是不利的。 (2) 卤水盐度越高, 岩盐沉淀量越大, 井孔附近储层的孔隙度和渗透率降低受损越严重, 导致可注入性降低。另外盐度增加导致的 CO₂ 溶解度以及孔隙度和渗透率的相应降低会造成注入井周围压力严重积累。当把 CO₂ 注入到深部卤水层中时, 应该采取

相应措施降低这种不利的影响。(3)采用边抽卤水边注 CO₂ 的模式可有效地降低注入过程中的储层压力积累;抽水并抽水量越大,压力积累降幅越大.采用 CO₂ 与高盐卤水的联合注采技术,向地下深部咸水层注入 CO₂ 过程中,同时抽采咸水层中的卤水,改变单纯性注入模式,既可实现地下空间最大化利用,又可获取卤水和地热资源,应用前景广阔.

References

- Alkan, H., Cinar, Y., Ulker, E., 2011. Impact of capillary pressure, salinity and in situ condition on CO₂ injection into saline aquifers. *Transport in Porous Media*, 84(3): 799–819. doi:10.1007/s11242-010-9541-8
- Bacci, G., Korre, A., Durucan, S., 2011a. Experimental investigation into salt precipitation during CO₂ injection in saline aquifers. *Energy Procedia*, 4: 4450–4456. doi: 10.1016/j.egypro.2011.02.399
- Bacci, G., Korre, A., Durucan, S., 2011b. An experimental and numerical investigation into the impact of dissolution/precipitation mechanisms on CO₂ injectivity in the wellbore and far field regions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(3):579–588, doi:10.1016/j.ijggc.2011.05.007
- Bachu, S., 2002. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO₂ phase space. *Energy Conversion Management*, 43(1): 87–102. doi:10.1016/S0196-8904(01)00009-7
- Enick, R. M., Klara, S. M., 1990. CO₂ solubility in water and brine under reservoir conditions. *Chem. Eng. Comm.*, 90:23–33. doi:10.1080/00986449008940574
- Fang, Z. X., 2002. Hydrocarbon exploration signification of intersalt sediments in Qianjiang saline lake basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 20(4):608–613 (in Chinese with English abstract).
- Giorgis, T., Carpita, M., Battistelli, A., 2007. 2D modelling of salt precipitation during the injection of dry CO₂ in a depleted gas reservoir. *Energy Conversion and Management*, 48(6):1816–1826. doi:/10.1016/j.enconman.2007.01.012
- Holloway, S., 2005. Underground sequestration of carbon dioxide—a viable greenhouse gas migration option. *Energy*, 30(11–12):2318–2333. doi:10.1016/j.energy.2003.10.23
- Jia, Y., Li, P. J., Fu, X., et al., 2011. Characteristics of gyp-solyte-salt rock and its influence on formation pressure of Qianjiang Formation in Qianjiang depression. *Geological Science and Technology Information*, 30(4): 50–54 (in Chinese with English abstract).
- Kim, K. Y., Han, W. S., Oh, J., et al., 2011. Characteristics of salt precipitation and the associated pressure build-up during CO₂ storage in saline aquifers. *Transport in Porous Media*, 84(2), online first. doi:10.1007/s11242-011-9909-4
- Lu, M. G., Chen, F. L., Liu, J., 2007. Characteristics of the Jiangnan salt lake. *China Mining Magazine*, 16(4): 102–104 (in Chinese with English abstract).
- Mert, M., Davidson, O., de Coninck H., et al., 2005. IPCC report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge University Press, London.
- Pooladi-Darvish, M., Moghdam, S., Xu, D., 2011. Multiwell injectivity for storage of CO₂ in aquifers. *Energy Procedia*, 4:4252–4259. doi:10.1016/j.egypro.2011.02.374
- Wang, Y. X., Mao, X. M., DePaolo, D., 2011. Nanoscale fluid-rock interaction in CO₂ geological storage. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 36(1):163–171 (in Chinese with English abstract). doi:10.3799/dqkx.2011.017
- Wang, Q. S., 2011. The reservoir evaluation and development technology of nonsandstone reservoirs between salt beds in Qianjiang depression (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Yu, S. S., 1994. The hydrochemical characteristics of the deep brines in Jiangnan basin, Hubei. *Journal of Salt Lake Science*, 2(1):6–17 (in Chinese with English abstract).
- Yuan, D. X., 1997. Modern karstology and global change study. *Earth Science Frontiers*, 4(1–2): 17–25 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, W., Li, Y. L., Omambia, A. N., 2010. Reactive transport modeling of effects of convective mixing on long-term CO₂ geological storage in deep saline formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(2):241–256. doi:10.1016/j.ijggc.2010.10.007

附中文参考文献

- 方志雄, 2002. 潜江盐湖盆地盐间沉积的石油地质特征. 沉积学报, 20(4): 608–613.
- 贾颖, 李培军, 付鑫, 等, 2011. 潜江凹陷潜江组膏层特征及其对地层压力的影响. 地质科技情报, 30(4): 50–54.
- 卢明国, 陈凤玲, 刘俊, 2007. 江汉盐湖盆地沉积特征. 中国矿业, 16(4): 102–104.
- 王庆胜, 2011. 潜江凹陷盐间非砂岩油藏评价与开发技术研究(学位论文). 北京: 中国地质大学.
- 王焰新, 毛绪美, DePaolo, D., 2011. CO₂ 地质储存的纳米尺度流体-岩石相互作用研究. 地球科学——中国地质大学学报, 36(1):163–171.
- 于升松, 1994. 湖北江汉盆地潜江凹陷深层地下卤水水文地球化学研究. 盐湖研究, 2(1): 6–17.
- 袁道先, 1997. 现代岩溶学和全球变化研究. 地学前缘, 4(1–2): 17–25.