

doi: 10.11835/j.issn.1000-582X.2023.263

# 四川盆地雷口坡组盐水含水层 CO<sub>2</sub> 埋存能力评估

饶 杰<sup>1,2</sup>, 谢 健<sup>1,3</sup>

(1. 成都理工大学 环境与土木工程学院, 成都 610059; 2. 中地国际工程有限公司, 北京 100093;  
3. 地质灾害防治与地质环境保护国家重点实验室, 成都 610059)

**摘要:** 盐水含水层 CO<sub>2</sub> 埋存能力是关乎中国实现碳中和目标的基础问题。四川盆地作为中国西南地区重要的油气产地, 其深部盐水含水层的 CO<sub>2</sub> 埋存前景尚缺乏比较深入的定量研究。三叠系雷口坡组(T<sub>2</sub>l)是四川盆地的优质卤储层, 其四段(T<sub>2</sub>l<sup>4</sup>)、三段(T<sub>2</sub>l<sup>3</sup>)、一段(T<sub>2</sub>l<sup>1</sup>)可作为 CO<sub>2</sub> 埋存的目标储层。基于多井并注超压解析解, 采用 MATLAB 语言脚本 CO2BLOCK, 评估了雷口坡组深部盐水含水层的 CO<sub>2</sub> 埋存能力。结果表明: 在连续注入 CO<sub>2</sub> 30 a 的条件下, 四川盆地雷口坡组储层的 CO<sub>2</sub> 埋存能力为 0.83 Gt, 以雷口坡组四段的埋存能力最大, 雷口坡组一段的埋存能力最小。雷口坡组四段、三段、一段的单井最大可持续注入速率分别为 0.550、0.051、0.054 Mt/a, 对应的最大可持续超压分别为 3.09、5.67、6.55 MPa。T<sub>2</sub>l<sup>4</sup>、T<sub>2</sub>l<sup>3</sup> 和 T<sub>2</sub>l<sup>1</sup> 这 3 个储层经济最优方案(井数/口, 井距/km)分别为: (16, 17)(20, 17)(16, 19), 经济最优方案对应的埋存容量分别为 0.50、0.07、0.04 Gt。

**关键词:** 四川盆地; 雷口坡组; 盐水含水层; CO<sub>2</sub> 地质埋存; 埋存能力; 多井并注

中图分类号: TE31; X701

文献标志码: A

文章编号: 1000-582X(2024)12-057-13

## Evaluation of the storage capacity of saline aquifers in the Leikoupo Formation, Sichuan Basin

RAO Jie<sup>1,2</sup>, XIE Jian<sup>1,3</sup>

(1. College of Environment and Civil Engineering, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, P. R. China;  
2. China Geo-Engineering Corporation International Ltd., Beijing 100093, P. R. China; 3. State Key Laboratory of Geohazard Prevention and Geoenvironment Protection, Chengdu 610059, P. R. China)

**Abstract:** Assessing CO<sub>2</sub> storage capacity in saline aquifers is fundamental to supporting China's carbon neutrality goals. The Sichuan Basin, an important oil and gas production area in southwest China, lacks in-depth quantitative research on CO<sub>2</sub> storage potential in its deep saline aquifers. The Leikoupo Formation(T<sub>2</sub>l) is a high-quality brine reservoir within the Sichuan Basin, with its fourth(T<sub>2</sub>l<sup>4</sup>), third (T<sub>2</sub>l<sup>3</sup>), and first(T<sub>2</sub>l<sup>1</sup>) members identified as target reservoirs for CO<sub>2</sub> sequestration. This study utilizes an analytical solution to assess overpressure induced by multiwell simultaneous injection, and applies the MATLAB-based script CO2BLOCK to evaluate the CO<sub>2</sub> storage potential of deep saline aquifers in the Leikoupo Formation. Results show that under a 30-year continuous CO<sub>2</sub> injection scenario, the CO<sub>2</sub> storage capacity of the Leikoupo Formation reservoir in the Sichuan Basin is 0.83 Gt,

收稿日期: 2023-05-01 网络出版日期: 2023-09-28

基金项目: 国家留学基金委西部计划项目(20210815016); 国家自然科学基金面上项目(41472275)。

Supported by China Scholarship Council- 'for Academic Visitors from Western China' (20210815016), and the General Program of National Natural Science Foundation of China(41472275).

作者简介: 饶杰(2001—), 男, 主要从事地下水与多相流方向研究, (E-mail)1720966377@qq.com。

通信作者: 谢健(1978—), 男, 博士, (E-mail)ljfok@sina.cn。

with the fourth member showing the highest capacity and the first member the lowest. The maximum sustainable injection rates per well for the fourth, third and first members are 0.550 Mt/a, 0.051 Mt/a and 0.054 Mt/a, with corresponding maximum sustainable overpressures of 3.09 MPa, 5.67 MPa and 6.55 MPa, respectively. The optimal economic configurations (number of wells, well spacing in kilometers) for  $T_2I^4$ ,  $T_2I^3$  and  $T_2I^1$  are (16, 17) (20, 17) and (16, 19), respectively, with storage capacities of 0.50 Gt, 0.07 Gt and 0.04 Gt under these configurations.

**Keywords:** Sichuan Basin; Leikoupo Formation; saline aquifer; geologic CO<sub>2</sub> storage; storage capacity; multiwell injection

CO<sub>2</sub>地质埋存 (geological CO<sub>2</sub> storage, GCS) 是缓解温室气体效应的重要手段<sup>[1-3]</sup>, 该技术的大规模实施有助于中国 2060 年实现碳中和目标。储层的 CO<sub>2</sub> 埋存能力无疑是 GCS 项目论证阶段首要关注的问题。四川盆地是中国西南重要的能源基地, “双碳”目标下, 化石能源生产和消耗带来的碳排放压力使得未来该区域实施大规模 GCS 势在必行。然而现有文献中对四川盆地深部盐水含水层 CO<sub>2</sub> 埋存能力的研究仅有刁玉杰等<sup>[4]</sup>、范基姣等<sup>[5]</sup>和 Wei 等<sup>[6]</sup>3 篇文献, 其中, 以刁玉杰等<sup>[4]</sup>的埋存潜力计算最为全面和具体。该研究主要采用体积法 (U.S.DOE 方法)<sup>[7]</sup> (即参考传统油气资源储量的估算方法, 根据储层的几何体积, 通过埋存效率因子  $E$  来计算埋存容量) 分别计算了枯竭油气田、不可采煤层和咸水层的 CO<sub>2</sub> 埋存潜力。虽然, 该研究给出了四川盆地 9 个储层的 CO<sub>2</sub> 埋存潜力, 但这些潜力值均是基于埋存系数的经验值进行简单估算的。范基姣等<sup>[5]</sup>应用“层次分析-模糊综合指数”评价方法, 通过分析区域地壳稳定性、储盖层条件、储存潜力条件、地热地质条件等 7 个一级评价指标和 16 个二级评价指标, 得出四川盆地 9 个二级构造单元的 GCS 适宜性分区。该文对于储存潜力的计算未作说明, 仅指出四川盆地二级构造单元的储存潜力和单位面积储存潜力分别在  $(0.5 \sim 25) \times 10^8$  t 和  $(1 \sim 50) \times 10^4$  t/km<sup>2</sup> 之间, 属于“一般适宜”区。此外, Wei 等<sup>[6]</sup>亦采用类似的“综合指数法”并结合地理信息系统对中国陆地咸水含水层的 GCS 场地适宜性进行了次盆地尺度的评估, 其指标体系涉及的埋存能力估算同样采用的是美国能源部 (U. S. DOE) 提出的体积法。文中未提供埋存能力的计算参数和依据, 只能得出四川盆地 GCS 总体适宜性“偏低”, 而川南、川西等局部地区适宜性“中等”的定性结论。显然, 这些研究成果仅有助于宏观上认识该盆地的碳储潜力, 对 GCS 工程实践的指导价值相当有限。为更好地服务于未来四川盆地开展盆地尺度的大规模 GCS 项目, 有必要采用新的研究手段对该地区主力储层的埋存能力进行更深入、准确的定量评估。

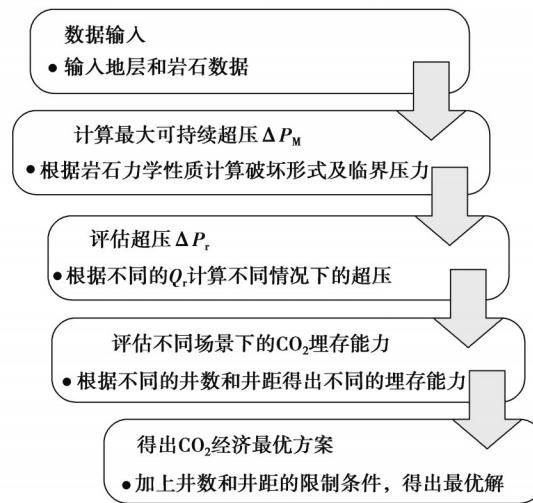
除了上文提及的体积法, CO<sub>2</sub> 埋存能力的估算还可采用圈闭法 (CSLF 法)<sup>[8-9]</sup>、面积法 (欧盟算法)<sup>[10]</sup> 和溶解度法<sup>[11]</sup>。圈闭法是将盐水含水层中埋存 CO<sub>2</sub> 的体积按 4 种埋存机理划分, 分别求取不同埋存方式下的埋存容量, 然后将各部分求和获得总量。面积法假设计算的是密闭的盐水含水层, 其埋存空间来源于盐水含水层基质及孔隙流体的压缩性, 尚未考虑实际生产过程中的各种因素, 因此, 误差较大<sup>[12]</sup>。溶解度法综合考虑了 CO<sub>2</sub> 溶解度、含水层厚度修正和埋存 CO<sub>2</sub> 的经济因素, 使其结果更接近实际情况。这些方法已被广泛应用于四川盆地、苏北盆地、川中平原区等盆地或场地尺度的储层评价和 GCS 选址研究<sup>[13-15]</sup>。

De Simone 等<sup>[16]</sup>基于 Nordbotten 等<sup>[17]</sup>的储层超压解析解, 提出了多井并注工况下考虑超压导致的储层破坏以及储层最大可持续注入速率的计算方法, 从而评估不同布井方案下的储层 CO<sub>2</sub> 最大埋存容量, 即埋存能力。根据评估目标和精度要求的不同, 实际应用中该方法可选择是否将最小井距、注入技术和场地尺寸作为约束条件纳入考虑。De Simone 等<sup>[16]</sup>和 Qin 等<sup>[18]</sup>用该方法分别评估了英国北海和中国近海盆地的 CO<sub>2</sub> 埋存能力。

在本研究中, 采用 De Simone 等<sup>[16]</sup>提出的解析方法, 评估考虑储盖层岩石的力学破坏条件下, 雷口坡组所能实现的 CO<sub>2</sub> 最大可持续注入速率, 进而估算四川盆地雷口坡组四段、三段、一段盐水含水层不同埋存方案下的 CO<sub>2</sub> 埋存能力; 识别影响储层动态埋存容量的关键因素, 进而为 GCS 工程设计和实施提出优选方案, 研究成果可为该地区未来开展盆地尺度的大规模 GCS 提供理论依据。

## 1 研究方法

基于解析法对四川盆地雷口坡组盐水含水层进行埋存能力评估。CO2BLOCK 是 De Simone 等<sup>[16]</sup>基于 Nordbotten 等<sup>[17]</sup>和 Ganjdanesh 等<sup>[19]</sup>提出的解析解,考虑超压的安全上限和技术条件限制,运用储层超压的叠加原理进行最大可持续注入速率和埋存能力估算的一款解析评估工具。该工具程序考虑井数、布井方式、储层侧向范围、岩石水力和力学性质,以及现实技术瓶颈和经济条件约束。CO2BLOCK 由 4 个核心计算模块和 2 个输入、输出模块组成(见图 1),其计算流程简要概述为 4 个主要步骤:1)根据输入数据计算储层最大可持续超压  $\Delta P_M$ ;2)计算 CO<sub>2</sub> 不同参考注入速率下的超压  $\Delta P_r$ ;3)增加“技术限制”“最小井距”和“储层展布范围”3 个约束条件;4)确定最大埋存容量和经济最优方案。



注: 图中参数符号含义见下文 1.2 和 1.3 节

图 1 CO2BLOCK 程序模块及计算流程

Fig. 1 CO2BLOCK program modules and calculation process

### 1.1 最大可持续超压

孔隙超压的计算会根据岩石破坏机理的不同而采用不同的计算公式。当岩石发生拉张破坏时,超压的安全上限  $\Delta P_M^t$  等于最小主应力  $\sigma_3$  减去初始孔隙压力  $P_0$  再加上岩石抗拉强度  $S_0$  (见式(1)),

$$\Delta P_M^t = \sigma_3 - P_0 + S_0. \quad (1)$$

当岩石发生剪切破坏时,此时的最大安全超压  $\Delta P_M^s$  等于  $k_0$  减去 1 个与最大主应力  $\sigma_1$ 、初始孔隙压力  $P_0$ 、岩石黏聚力  $C$  和内摩擦角  $\varphi$  有关的函数(见式(2))。 $k_0$  是有效应力比,  $\theta = (1 - \sin\varphi)/(1 + \sin\varphi)$ , 它反映剪切破坏发生的最大可能方向。

$$\Delta P_M^s = \frac{k_0 - \theta}{1 - \theta} (\sigma_1 - P_0) + C \frac{\cos\varphi}{\sin\varphi}. \quad (2)$$

CO2BLOCK 取上述 2 种最大安全超压的低值作为最大可持续超压  $\Delta P_M$ 。

### 1.2 最大可持续注入速率

可以任意设定一个总参考注入速率  $Q_M^{\text{ref}}$ , 根据 De Simone 等<sup>[16, 20]</sup>的解析解, 可求得任意时刻  $t$  给定井数和井距情形下, 单井参考注入速率  $Q_r$  引起的超压  $\Delta P_r(t)$ 。CO2BLOCK 根据参考注入速率  $Q_r$ 、最大可持续超压  $\Delta P_M$  和 Lambert 函数来计算单井最大可持续注入速率  $Q_M(t)$ 。

$$Q_M(t) = - \frac{Q_r \widetilde{\Delta P_M}}{W \left\{ -\Delta \widetilde{P_M} \exp \left[ -\Delta \widetilde{P_r}(t) \right] \right\}}, \quad (3)$$

式中:  $\Delta \widetilde{P_M} = \Delta P_M / (b Q_r)$ ;  $\Delta \widetilde{P_r} = \Delta P_r / (b Q_r)$ ;  $b = (\mu_w - \mu_c) / (4 \pi \kappa H \rho_c)$ ;  $k$  为绝对渗透率;  $H$  为储层厚度;  $\rho_c$  为 CO<sub>2</sub> 密度;  $\mu_w$  和  $\mu_c$  为盐水和 CO<sub>2</sub> 动力黏度;  $W(x)$  表示  $x < 0$  的 Lambert 函数。

### 1.3 约束条件

考虑井间压力干扰、现实技术条件和储层展布范围的限制,CO<sub>2</sub>BLOCK对井距和井数设置了以下约束条件

$$d>2\sqrt{\frac{Q_Mt}{n\pi\phi H\rho_c}},$$

(4)

$$n\geq\frac{Q_M^{\text{tot}}}{Q_s},$$

(5)

$$d\leq\sqrt{\frac{A}{n}},$$

(6)

式中: $d$ 表示井距; $n$ 表示井的数量; $t$ 表示注入时长; $\phi$ 表示为孔隙度; $H$ 表示为储层厚度; $Q_s$ 表示技术限制下的单井注入速率; $A$ 表示储层水平展布面积; $n$ 表示井的数量;其余符号含义同前。上述注入速率均为质量速率。

## 2 目标储层和数据

四川盆地中三叠纪雷口坡组主要为局限或蒸发台地沉积,自下而上划分为雷一段、雷二段、雷三段和雷四段。埋深从2 000~6 000 m不等,平均厚度160 m<sup>[21,22]</sup>。在川西地区雷四段沉积时期,随着局部区域构造升降及干旱、潮湿气候交替出现,海水进退频繁,形成了多套白云岩-石膏岩为主、石灰岩为辅的沉积旋回组合<sup>[23]</sup>。

研究表明,四川盆地卤水层分布广泛,如图2(a)所示。其中,三叠系雷口坡组含有丰富的卤水资源,并以T<sub>2</sub>I<sup>4</sup>、T<sub>2</sub>I<sup>3</sup>以及T<sub>2</sub>I<sup>1</sup>的深部富钾黑卤为主<sup>[23]</sup>。在本例中,将把T<sub>2</sub>I<sup>4</sup>、T<sub>2</sub>I<sup>3</sup>以及T<sub>2</sub>I<sup>1</sup>作为研究区的目标储层。T<sub>2</sub>I<sup>4</sup>已探明的卤储层平均深度达4 600 m,可分为T<sub>2</sub>I<sup>4-1</sup>、T<sub>2</sub>I<sup>4-2</sup>这2个亚段,T<sub>2</sub>I<sup>4-2</sup>又可分为3个盐组,卤储层就分布在3个盐组中<sup>[24]</sup>,而T<sub>2</sub>I<sup>1</sup>探明的卤储层却更靠近地表,达3 260 m,同样可以分为2个亚段及盐组<sup>[25]</sup>,如图2(b)所示。不同的亚段之间形成区域性盖层,再加上深部压缩作用,给CO<sub>2</sub>的盐水含水层埋存提供了条件。

综合研究区内丰卤1井、油1井、平落4井等钻孔信息<sup>[26]</sup>和文献调研,采用表1~2所列的数据对研究区进行CO<sub>2</sub>埋存能力估算。表中括号外的数据为区域平均值,用于基础案例的计算。括号内的数据表示该参数的典型变化范围,用于4.1节敏感性分析。

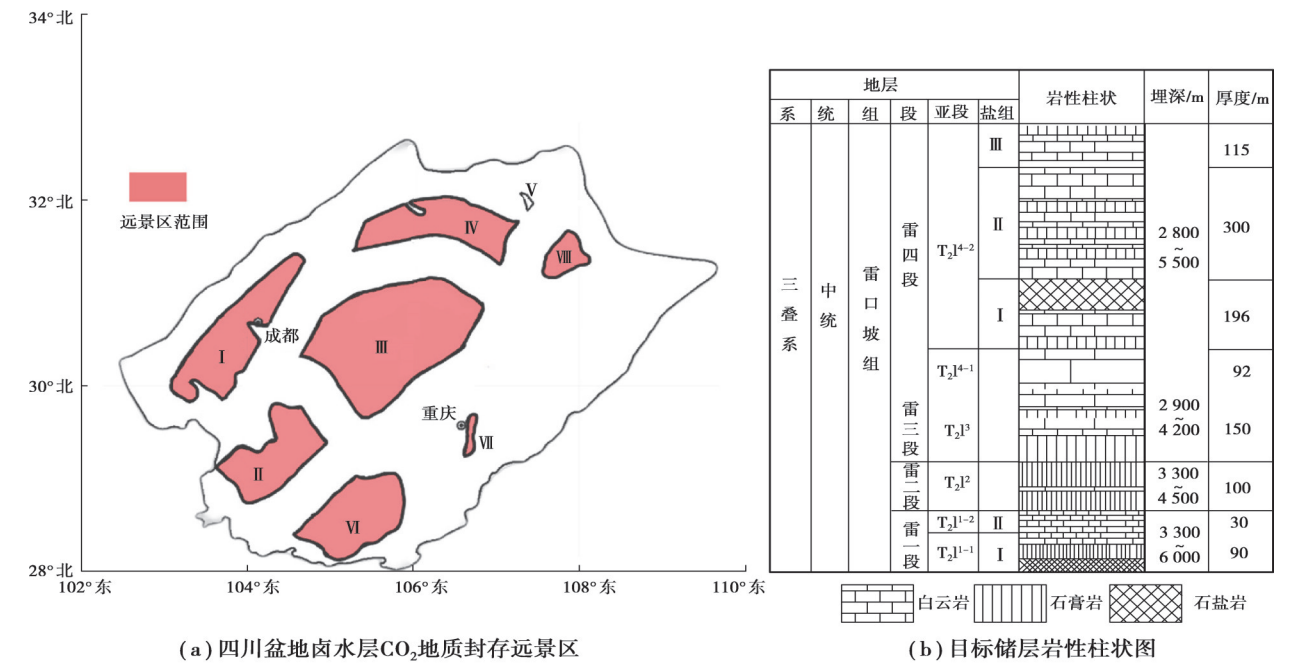


图2 四川盆地卤水层CO<sub>2</sub>地质封存远景区及目标储层岩性柱状图

Fig. 2 Potential area and target reservoir lithology for geological CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers in the Sichuan Basin



表 1 雷口坡组储层几何参数、岩石物性及流体水力参数取值

Table 1 Geometric parameters, petrophysical properties and fluid hydraulic parameters of the Leikoupo Formation						
目标储层	储层与岩石					
	面积 $A/\text{km}^2$	平均埋深 $D/\text{m}$	厚度 $H/\text{m}$	孔隙度 $\phi/\%$	渗透率 $k/\text{mD}$	
T <sub>2</sub> I <sup>1</sup>	4 837(3 578, 5 873)	3 260	21(11, 40)	5.5(3.7, 7.3)	2.3(0.9, 9.8)	
T <sub>2</sub> I <sup>3</sup>	4 764(4 012, 6 230)	3 600	30(15, 47)	3.7(2.5, 4.6)	3.9(1.1, 16)	
T <sub>2</sub> I <sup>4</sup>	4 538(3 214, 6 512)	4 600	112(67, 170)	6.49(5.4, 7.8)	4.83(2.2, 14.5)	
取值依据	文献[5, 26-27]	文献[24, 26-27]	文献[22, 24-26]	文献[23-25, 28]	文献[23-25, 28]	
目标储层	流体性质					
	初始压力 $P_0/\text{MPa}$	温度 $T/^\circ\text{C}$	CO <sub>2</sub> 密度 $\rho_c/(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$	CO <sub>2</sub> 黏滞性 $\mu_c/$ ( $10^{-5}\text{Pa}\cdot\text{s}$ )	盐水黏滞性 $\mu_w/$ ( $10^{-4}\text{Pa}\cdot\text{s}$ )	盐度 $S_s$
T <sub>2</sub> I <sup>1</sup>	32.6	89.4	725.43	6.16	5.97	0.353
T <sub>2</sub> I <sup>3</sup>	36.0	97.8	727.96	6.23	5.23	0.228
T <sub>2</sub> I <sup>4</sup>	46.0	120.8	739.69	6.47	3.88	0.377
取值依据	文献[23-25]	文献[23-24]	文献[29-30]	文献[31]	文献[32]	文献[23-26]

表 2 雷口坡组储层应力及岩石力学参数取值

Table 2 Formation stresses and geomechanical parameters of the Leikoupo Formation							
目标储层	最大主应力 $\sigma_1/\text{MPa}$	最小主应力 $\sigma_3/\text{MPa}$	有效应力比 $k_0$	抗拉强度 $S_0/\text{MPa}$	黏聚力 $C/\text{MPa}$	内摩擦角 $\varphi/(^\circ)$	岩石孔隙压缩性 $C_r/(10^{-12}\text{Pa}^{-1})$
$T_2I^1$	42.3	29.6(29.6, 33.8)	0.7(0.7~0.8)	15(15~20)	10(10~20)	35(25, 35)	2.10
$T_2I^3$	46.5	32.6(32.6, 37.2)	0.7(0.7~0.8)	15(15~20)	10(10~20)	35(25, 35)	3.62
$T_2I^4$	59.2	41.4(41.4, 47.3)	0.7(0.7~0.8)	15(15~20)	10(10~20)	35(25, 35)	4.52
取值依据	根据埋深,按静岩压力梯度 23 MPa/km 计算		经验假设	岩性	岩性	文献[33]	文献[34]

3 计算结果及分析

3.1 最大可持续超压

根据 1.1 节所列公式和表 1 中的岩石力学参数,可计算出雷口坡组 3 套储层不同地应力和岩石力学参数的最大可持续超压  $\Delta P_M$ 。表 3 列出了 3 个储层的最大可持续超压计算结果,可见基础案例  $T_2I^4$ 、 $T_2I^3$  和  $T_2I^1$  这 3 套储层的  $\Delta P_M$  值分别为 3.1、5.7、6.5 MPa;考虑不同岩石力学参数时  $\Delta P_M$  变化范围分别为 0.4~10.4、1.6~11.6、2.0~12.0 MPa。

表 3 不同地应力和岩石力学参数取值的最大可持续超压

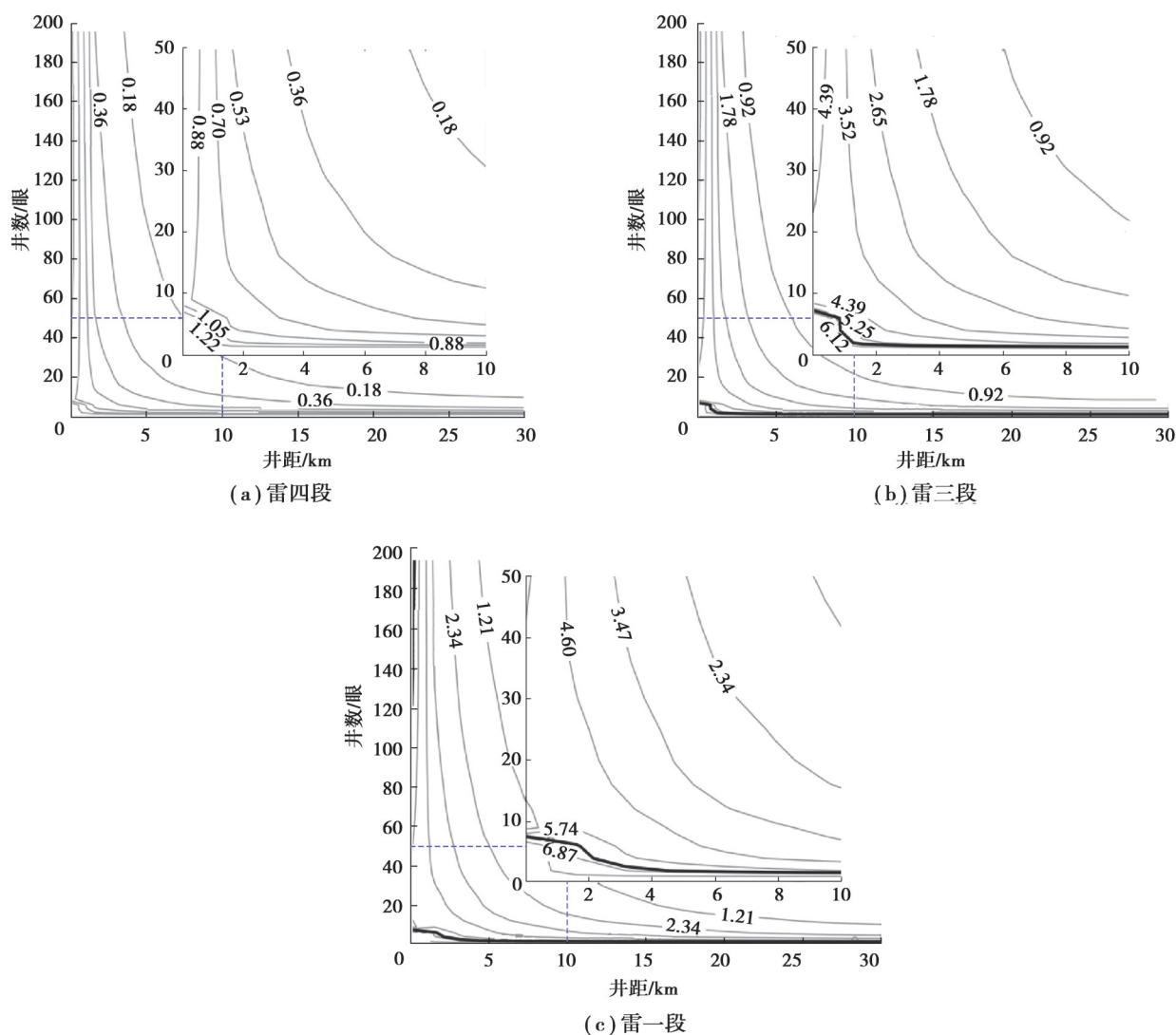
Table 3 Maximum sustainable overpressure for different values of geostress and rock mechanics parameters										
参数/MPa	储层	抗拉强度 $S_0/\text{MPa}$			有效应力比 $k_0$			黏聚力 $C/\text{MPa}$		
		5	10	15	0.7	0.75	0.8	7	15	20
$\Delta P_M$	$T_2I^1$	2.0	6.5	6.5	6.5	9.4	12.3	2.3	12.0	12.0
	$T_2I^3$	1.6	5.7	5.7	5.7	8.9	12.1	1.4	11.6	11.6
	$T_2I^4$	0.4	3.1	3.1	3.1	7.1	11.2	0.2	10.2	10.4

分析表 3 可知,储层抗拉强度  $S_0$  和黏聚力越大,  $\Delta P_M$  越大。当抗拉强度大到一定程度,  $\Delta P_M$  便不再受其影响,这是因为此时  $\beta > 0$  恒成立,储层只发生剪切破坏,不发生拉张破坏。而  $\Delta P_M$  对有效应力比  $k_0$  的响应十分

敏感,小幅增加 $k_0$ 便能显著地增强储层抗破坏的能力,从而增加最大可持续超压 $\Delta P_M$ 。黏聚力 $C$ 较小的储层一般发生剪切破坏(见式(2)),但当 $C$ 增大到一定程度时,剪切破坏压力超过了拉张破坏压力,此时,储层 $\beta < 0$ 恒成立,储层只发生拉张破坏,不发生剪切破坏,这一现象基本与 $S_0$ 的变化一致。

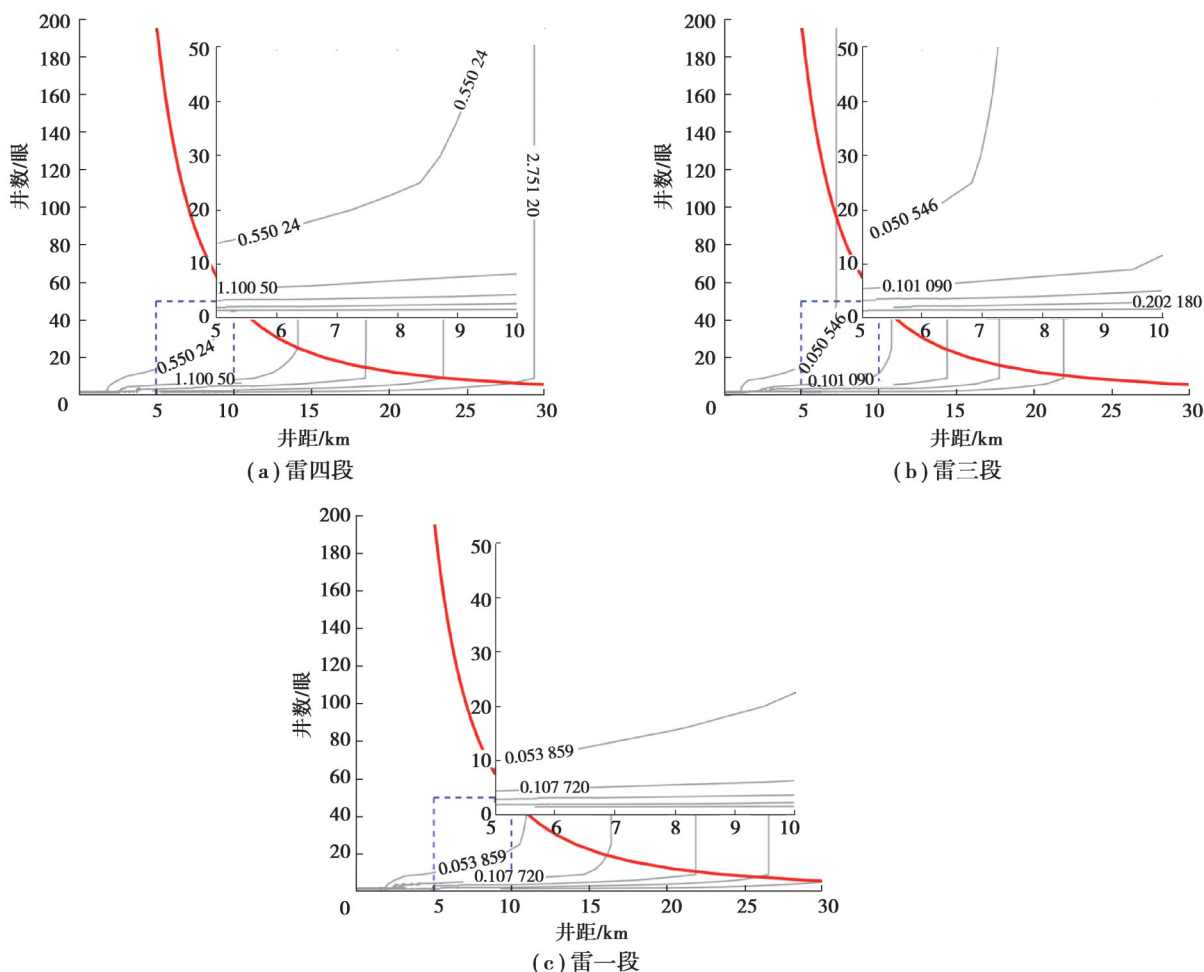
### 3.2 参考注入速率下的超压响应

设定总参考注入速率 $Q_M^w$ 为任意值,在不同井距、井数的工况下对3个储层连续注入 $\text{CO}_2$  30 a,由此产生的超压变化(离井群中心最近的注入井处的压力抬升)如图3所示。由于总参考注入速率一定,因此,井数越多意味着单井参考注入速率 $Q_i$ 越小,超压也更小。图3中的黑色粗线代表超压等于 $\Delta P_M$ 的等值线,其中,图3(a)由于 $\Delta P_M$ 相对较大,未在图上显示。实际项目设计时,可以选择黑线右上侧区域的井数和井距方案,以确保注入引起的超压小于最大可持续超压。



### 3.3 最大可持续注入速率

最大可持续超压决定了 GCS 项目的注入操作必须满足单井 CO<sub>2</sub> 可持续注入速率小于最大可持续注入速率(见式(3))。图 4 给出了研究区 3 个储层的最大可持续注入速率随井数和井距的变化关系。图中红色实线对应储层展布范围限制,用来控制最大井距与井数。当井数小于 30 眼、井距为 30 km 以下时,雷四段、雷三段和雷一段 3 个储层的最大可持续注入速率  $Q_M$  分别为 0.550、0.051、0.054 Mt/a。这主要是因为雷四段的储层厚度决定了更大的储层容量,在单位时间内允许更大的可持续注入速率,使得雷四段的最大可持续注入速率明显大于雷三段和雷一段。



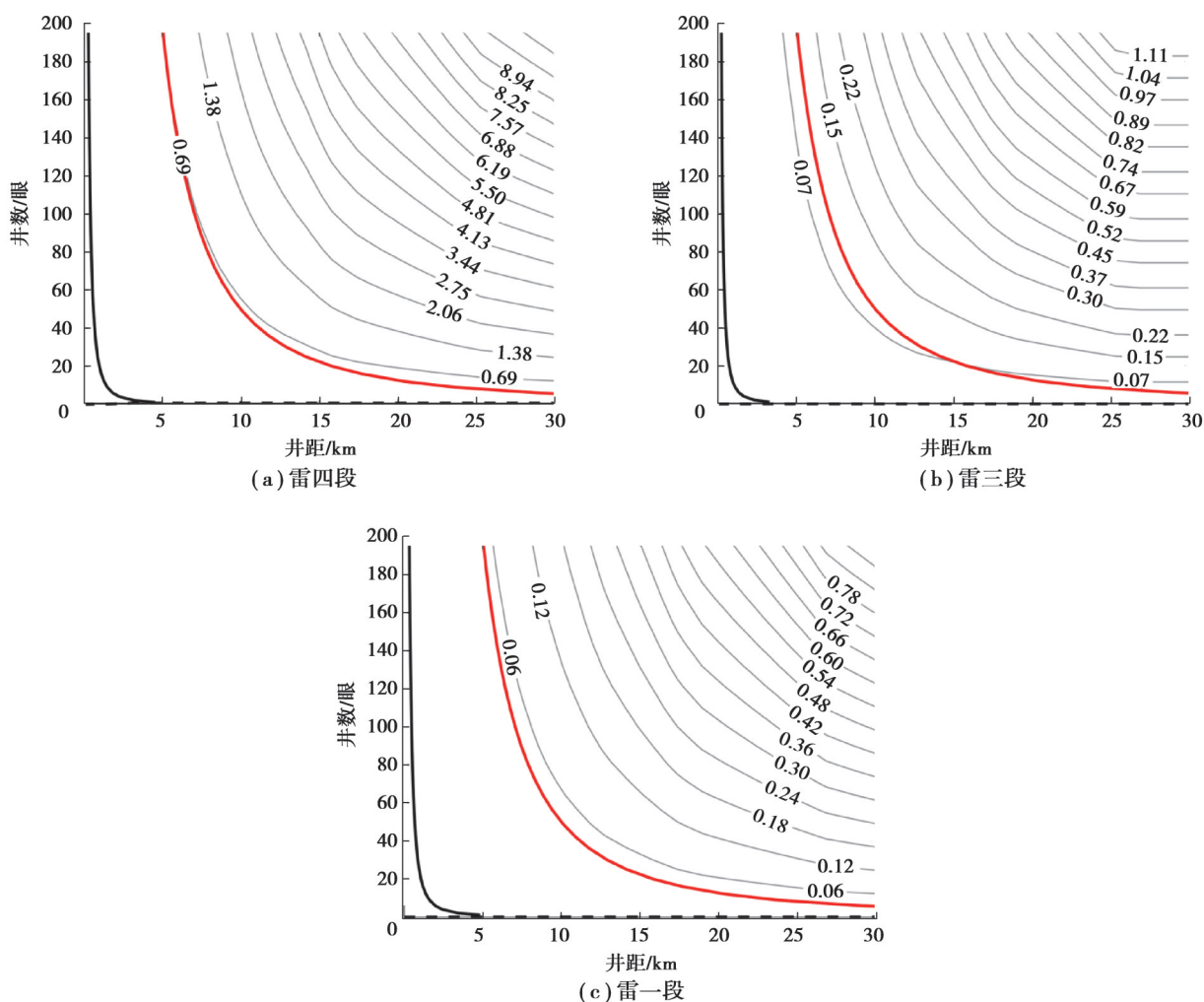
注:红色实线对应储层展布范围的限制

图 4 雷四段、雷三段和雷一段单井可持续注入速率(Mt/a)随井距和井数的分布

Fig. 4 The distribution of the maximum sustainable injection rate(Mt/a) of the fourth, third and first members of Leikoupo Formation with well spacing and well number

### 3.4 CO<sub>2</sub>埋存能力

在上述计算的基础上,将 3 个储层的最大可持续注入速率乘以相应的注入时长,可计算出研究区 3 个储层的 CO<sub>2</sub> 埋存能力(即最大埋存容量)。图 5 显示了雷口坡组目标储层埋存容量随井数和井距的变化规律,图中的黑色实线、黑色虚线和红色实线分别是 CO<sub>2</sub>BLOCK 的 3 种约束的可视化,即最小井距、现实技术瓶颈和储层展布范围限制,由式(4)~(6)控制。于是,储层可以控制的埋存容量集中在由 3 条曲线所包围的不规则区域里。观察图 5 可发现,增加井距或井数都会提高储层埋存容量,而减小井距和井数则会降低埋存容量,这意味着储层最大埋存容量位于红色实线上某处,根据埋存容量等值线读取红线上的值即为目标储层最大埋存容量。用此方法得到在注入时间为 30 a 的情况下  $T_2I^1$ 、 $T_2I^3$ 、 $T_2I^1$  的最大埋存容量为:0.68、0.10、0.05 Gt;总埋存容量为 0.83 Gt,可埋存 8.3 亿 t CO<sub>2</sub>。



注：黑色实线对应最小井距限制，黑色虚线对应现实技术限制，红色实线对应储层展布范围限制

图5 雷四段、雷三段和雷一段  $\text{CO}_2$  埋存容量 (Gt) 随井距和井数的分布

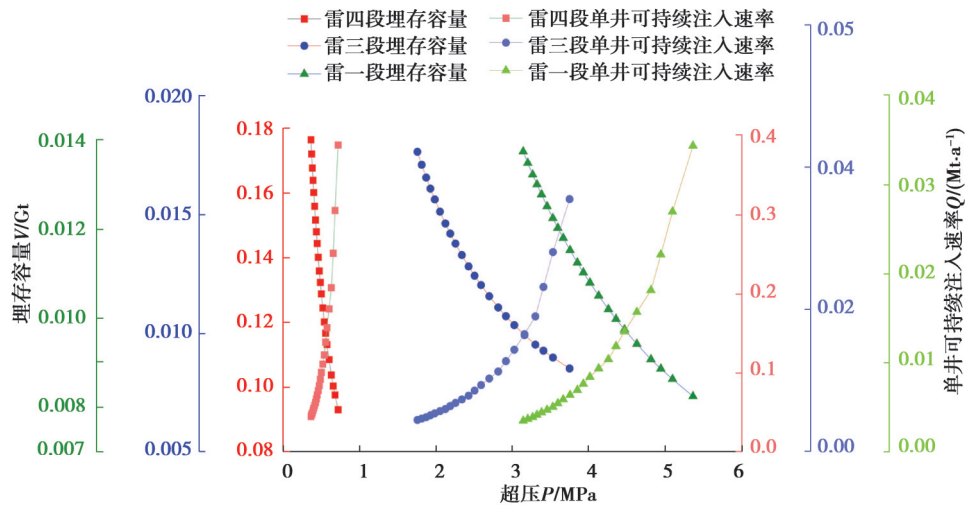
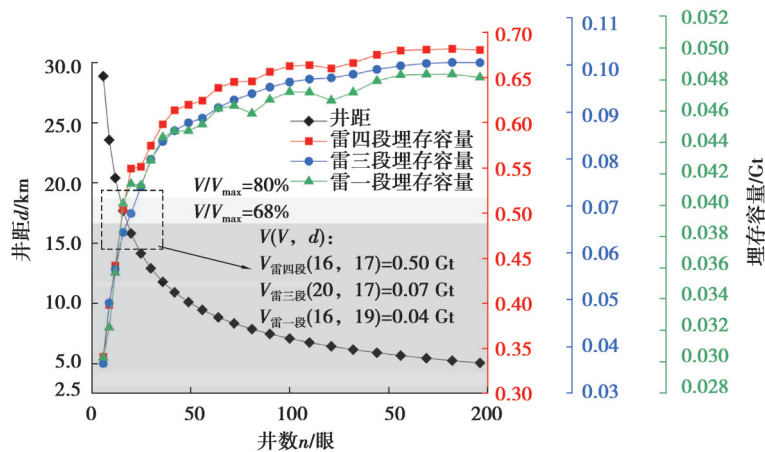
Fig. 5 Distribution of  $\text{CO}_2$  storage capacity (Gt) with well spacing and number of wells in the fourth, third and first members of Leikoupo Formation

### 3.5 经济最优方案

图6给出了雷口坡组储层埋存容量和可持续注入速率随超压的变化规律。从左到右依次为雷四段、雷三段和雷一段，深色曲线对应埋存容量随超压的变化，浅色曲线代表可持续注入速率随超压的变化。可以发现，可持续注入速率  $Q$  随储层超压的变化趋势与埋存容量  $V$  的变化趋势相反。当井距  $d=2$  km 并保持不变时，可持续注入速率  $Q$  越大，说明对应的井数很少（见图4），则超压  $\Delta P_i$  越大， $V$  就会越小；可持续注入速率  $Q$  越小，说明对应的井数很多，则超压  $\Delta P_i$  越小， $V$  就会越大。并且如上文所述，雷四段储层厚度容量更大，承载能力更强，在多井并注工况下压力抬升——即超压更小，是更安全的目标储层。

观察图4~5中的红线，发现随着井数的增加，埋存容量也增加，但最终会达到上限，这与储层展布范围的限制有关。为了比较不同场景下的埋存容量变化规律，从而得出经济最优的GCS布井方案，图7中提供了3个储层埋存容量随着井数和井距的变化规律。值得注意的是，在200口井时，储层埋存容量才达到最大值。在图7中，虚线方框内的交点处，储层埋存容量曲线和井距曲线的交汇处已经达到了最大埋存容量的68%~80%，但其所对应的井数只占最大井数的15%~20%。因此，这表明图中所示的埋存容量和井距曲线交汇处的布井方案是相对最优的。根据图7交点处对应的3个储层的埋存容量之和，最佳布井方案下，四川盆地雷口坡组储层的盐水含水层  $\text{CO}_2$  埋存容量约为6.1亿t，占总储存能力的84%。可持续注入速率应根据可行的布井数量和井距来决定。当井数达到15至20口时，储层就可以拥有大部分的埋存能力。



图 6 井距  $d=2$  km 雷口坡组 CO<sub>2</sub> 埋存能力和注入能力与超压的关系Fig. 6 CO<sub>2</sub> storage capacity and injection capacity of the Leikoupo Formation varying with overpressure when the well spacing  $d=2$  km图 7 雷四段、雷三段和雷一段 CO<sub>2</sub> 埋存容量随井距和井数的分布Fig. 7 Distribution of CO<sub>2</sub> storage capacity of the fourth and first members of Leikoupo Formation with well spacing and number of wells

## 4 讨 论

### 4.1 参数敏感性

限于资料和储层岩石参数本身非均质性导致的参数取值不确定性,采用储层参数的区域平均值计算储层 CO<sub>2</sub> 埋存能力存在相应的不确定性。为此有必要分析不同地应力和储层物性参数对埋存能力计算结果的可能影响,进而识别敏感性最大的参数。图 8 分析了表 1~2 和第 1 节公式中  $C$ 、 $\varphi$ 、 $r'$ 、 $k$ 、 $A$ 、 $H$ 、 $\phi$  的变化对埋存容量的影响,其中,紫色粗线对应基础案例。

黏聚力  $C$  取值范围为 0 ~ 10 MPa。低值表示发育先存断层或裂缝等薄弱面,而高值表示岩石相对完整致密。 $r'=\overline{\sigma_h}/\sigma_v'$ , 即平均水平应力与垂直应力的比值,在 0.5 ~ 2 之间变化<sup>[35]</sup>,小于 1 的值对应正断层,而大于 1 的值对应逆断层。内摩擦角  $\varphi$  值在 25° ~ 35° 之间变化<sup>[33]</sup>。这里还考虑了渗透率  $k$  的不确定性,将增加或降低  $k$  的 1 个数量级作为渗透率的变化值  $k^*$  并计算埋存容量。

总埋存容量随各参数值的变化情况如图 8 所示。随着最大可持续超压的增大,埋存容量随  $C$  和  $\varphi$  的增大而增大,这反映了岩石强度的增大。随着  $\overline{\sigma_h}/\sigma_v'$  的增加,最大可持续超压也会随之增加,从而导致埋存容量的增加。这表示当增加原位平均应力,而垂直应力保存不变时,应力会向远离岩石破坏的方向变化。埋存容量



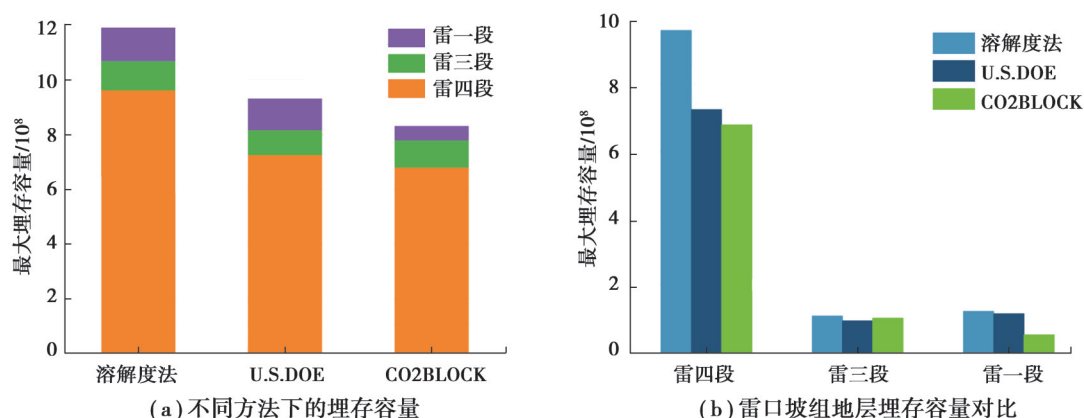


图 9 不同方法计算雷口坡组储层的埋存容量

Fig. 9 Energy storage capacity of Leikoupo Formation by different calculation methods

CO2BLOCK 计算结果低于上述 2 种传统方法的计算值,该结论也与 Qin 等<sup>[18]</sup>一致,这是因为 CO2BLOCK 引入了超压限制,从而约束了储层埋存能力,这种约束在小规模储层上体现得尤为明显(例如:雷三段厚度较小,最大可持续超压较小,所以,埋存能力也较小)。而溶解度法假设饱和 CO<sub>2</sub> 水溶液的碳全部来自注入的 CO<sub>2</sub>,而未考虑盐水含水层原有碳含量,这种情况下计算所得的 CO<sub>2</sub> 埋存容量要高约 1.3%<sup>[36]</sup>,因此,计算的埋存容量最大。

## 5 结 论

基于多井并注工况下的储层超压叠加原理,利用 De Simone 等<sup>[14]</sup>的 CO2BLOCK 脚本程序评估了连续注入 CO<sub>2</sub> 30 a 内四川盆地储层雷口坡组盐水含水层的 CO<sub>2</sub> 埋存能力,并与 U.S.DOE 方法和溶解度法进行了对比,得出以下结论:

1) 四川盆地雷口坡组储层的 CO<sub>2</sub> 埋存能力为 0.83 Gt,其中,雷四段的埋存容量最大,而雷一段的埋存容量最小。计算结果与 U.S.DOE 法和溶解度法具有可比性,后者计算结果分别为 0.93 Gt 和 1.19 Gt。

2) 雷四段、雷三段和雷一段的最大可持续注入速率分别为 0.550、0.051、0.054 Mt/a,对应的最大可持续超压分别为 3.09、5.67、6.55 MPa。

3) 由浅及深 3 个储层经济最优方案(井数/口,井距/km)分别为(16,17)(20,17)(16,19),埋存容量为 0.50、0.07、0.04 Gt,合计占雷口坡最大埋存容量的 84%。

4) 最大埋存容量对应力比、储层展布范围和孔隙度的变化十分敏感;黏聚力、内摩擦角、渗透率、储层厚度在不同程度上也影响最大可持续超压,进而影响最大埋存容量。

## 参考文献

- [1] Xie J, Zhang K N, Li C, et al. Preliminary study on the CO<sub>2</sub> injectivity and storage capacity of low-permeability saline aquifers at Chenjiacun site in the Ordos Basin[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016, 52: 215-230.
- [2] Xie J, Gou X F, Guo J. Assessing a potential site for offshore CO<sub>2</sub> storage in the Weixinan Sag in the northwestern Beibu Gulf Basin, Northern South China Sea[J]. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2023, 13(1): 99-119.
- [3] 张炜,李义连,郑艳,等. 二氧化碳地质封存中的储存容量评估: 问题和研究进展[J]. 地球科学进展, 2008, 23(10): 1061-1069.  
Zhang W, Li Y L, Zheng Y, et al. CO<sub>2</sub> storage capacity estimation in geological sequestration: Issues and research progress[J]. Advances in Earth Science, 2008, 23(10): 1061-1069. (in Chinese)
- [4] 刁玉杰,朱国维,金晓琳,等. 四川盆地理论 CO<sub>2</sub> 地质利用与封存潜力评估[J]. 地质通报, 2017, 36(6): 1088-1095.  
Diao Y J, Zhu G W, Jin X L, et al. Theoretical potential assessment of CO<sub>2</sub> geological utilization and storage in the Sichuan Basin[J]. Geological Bulletin of China, 2017, 36(6): 1088-1095. (in Chinese)
- [5] 范基蛟,贾小丰,胡秋韵,等. 四川盆地深部咸水含水层二氧化碳地质储存适宜性评价[J]. 地下水, 2014, 36(6): 59-64.

- Fan J J, Jia X F, Hu Q Y, et al. Potential and suitable conditions evaluation of CO<sub>2</sub> storage in the salt water aquifer in the depth of Sichuan Basin[J]. *Ground Water*, 2014, 36(6): 59-64. (in Chinese)
- [6] Wei N, Li X C, Wang Y, et al. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based CO<sub>2</sub> storage in China[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 12: 231-246.
- [7] Goodman A, Hakala A, Bromhal G, et al. US DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(4): 952-965.
- [8] 杨永智, 沈平平, 宋新民, 等. 盐水层温室气体地质埋存机理及潜力计算方法评价[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2009, 39(4): 744-748.
- Yang Y Z, Shen P P, Song X M, et al. Greenhouse gas geo-sequestration mechanism and capacity evaluation in aquifer[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2009, 39(4): 744-748. (in Chinese)
- [9] 李琦, 魏亚妮. 二氧化碳地质封存联合深部咸水开采技术进展[J]. *科技导报*, 2013, 31(27): 65-70.
- Li Q, Wei Y N. Progress in combination of CO<sub>2</sub> geological storage and deep saline water recovery[J]. *Science & Technology Review*, 2013, 31(27): 65-70. (in Chinese)
- [10] Li X C, Ohsumi T, Koide H, et al. Near-future perspective of CO<sub>2</sub> aquifer storage in Japan: site selection and capacity[J]. *Energy*, 2005, 30(11/12): 2360-2369.
- [11] 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 X C, Liu Y F, Bai B, et al. Ranking and screening of CO<sub>2</sub> saline aquifer storage zones in China[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2006, 25(5): 963-968. (in Chinese)
- [12] 韩焱, 梁荣柱. 深部盐水层二氧化碳储量的计算新方法[J]. *西部探矿工程*, 2011, 23(6): 112-115.
- Han Y, Liang R Z. The new means of estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity in deep saline aquifer[J]. *West-China Exploration Engineering*, 2011, 23(6): 112-115. (in Chinese)
- [13] Qiao X J, Li G M, Li M, et al. CO<sub>2</sub> storage capacity assessment of deep saline aquifers in the Subei Basin, East China[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 11: 52-63.
- [14] Jafari M, Cao S C, Jung J. Geological CO<sub>2</sub> sequestration in saline aquifers: implication on potential solutions of China's power sector[J]. *Resources, Conservation and Recycling*, 2017, 121: 137-155.
- [15] Cumming L, Gupta N, Sminchak J, et al. International collaboration to investigate carbon dioxide storage opportunities for a coal-fired power plant in Sichuan Basin, China[J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 4918-4925.
- [16] De Simone S, Krevor S. A tool for first order estimates and optimisation of dynamic storage resource capacity in saline aquifers [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 106: 103258.
- [17] Nordbotten J M, Celia M A, Bachu S. Injection and storage of CO<sub>2</sub> in deep saline aquifers: analytical solution for CO<sub>2</sub> plume evolution during injection[J]. *Transport in Porous Media*, 2005, 58(3): 339-360.
- [18] Qin J Z, Zhong Q H, Tang Y, et al. CO<sub>2</sub> storage potential assessment of offshore saline aquifers in China[J]. *Fuel*, 2023, 341: 127681.
- [19] Ganjdanesh R, Hosseini S A. Geologic carbon storage capacity estimation using enhanced analytical simulation tool (EASiTool)[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 4690-4696.
- [20] De Simone S, Jackson S J, Krevor S. The error in using superposition to estimate pressure during multisite subsurface CO<sub>2</sub> storage[J]. *Geophysical Research Letters*, 2019, 46(12): 6525-6533.
- [21] 林耀庭, 陈绍兰. 四川盆地地下卤水勘探开发前景展望[J]. *盐湖研究*, 2008, 16(1): 1-7, 21.
- Lin Y T, Chen S L. Exploration and development prospect of underground brine in Sichuan Basin[J]. *Journal of Salt Lake Research*, 2008, 16(1): 1-7, 21. (in Chinese)
- [22] Zhou X, Li C J. Hydrogeochemistry of deep formation brines in the central Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Hydrology*, 1992, 138(1/2): 1-15.
- [23] 林耀庭. 四川盆地三叠系地下卤水储层特征及其富集的控制作用[J]. *盐湖研究*, 1999, 7(3): 1-7.
- Lin Y T. Storage characteristics of the ground brine of trias is Sichuan Basin and the determination factors of its enrichment[J]. *Journal of Salt Lake Research*, 1999, 7(3): 1-7. (in Chinese)
- [24] 林耀庭, 何金权, 王田丁, 等. 四川盆地中三叠统成都盐盆富钾卤水地球化学特征及其勘查开发前景研究[J]. *化工矿产地质*, 2002, 24(2): 72-84.
- Lin Y T, He J Q, Wang T D, et al. Geochemical characteristics of potassium-rich brine in Middle Triassic Chengdu Salt Basin



- of Sichuan basin and its prospects for brine tapping[J]. *Geology of Chemical Minerals*, 2002, 24(2): 72-84. (in Chinese)
- [25] 林耀庭, 姚有成, 康正华, 等. 四川宣达盐盆富钾富矿卤水地球化学特征及资源意义研究[J]. *盐湖研究*, 2004, 12(1): 8-18.  
Lin Y T, Yao Y C, Kang Z H, et al. Study on the geochemical characteristics and resource significance of the highly mineralized potassium-rich brine in the Sichuan Xuanda Salt Basin[J]. *Journal of Salt Lake Research*, 2004, 12(1): 8-18. (in Chinese)
- [26] 王美芳. 川西三叠系水文地质特征及富钾卤水资源量计算[D]. 成都: 成都理工大学, 2014.  
Wang M F. Hydrogeological characteristics of Triassic in western Sichuan and calculation of potassium-rich brine resources[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014. (in Chinese)
- [27] Yang W, Liu M C, Wei G Q, et al. Lithofacies paleogeography and characteristics of large-scale reservoirs of the Middle Triassic Leikoupo Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2021, 6(5): 255-268.
- [28] Tian H, Zhang J Y, Xin Y G, et al. Reservoir characteristics and forming conditions for the Middle Triassic Leikoupo Formation in the western Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2019, 4(2): 101-110.
- [29] Redlich O, Kwong J N S. On the thermodynamics of solutions; an equation of state; fugacities of gaseous solutions[J]. *Chemical Reviews*, 1949, 44(1): 233-244.
- [30] Spycher N, Pruess K, Ennis-King J. CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O mixtures in the geological sequestration of CO<sub>2</sub>. I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100 °C and up to 600 bar[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2003, 67(16): 3015-3031.
- [31] Altunin V V, Sakhabetdinov M A. Viscosity of liquid and gaseous carbon dioxide at temperatures of 220-1300 K and pressure up to 1200 bar[J]. *Teploenergetika*, 1972, 8(5): 85-89.
- [32] Batzle M, Wang Z J. Seismic properties of pore fluids[J]. *Geophysics*, 1992, 57(11): 1396-1408.
- [33] Jaeger J C, Cook N G W, Zimmerman R. Fundamentals of rock mechanics[M]. John Wiley & Sons, 2009.
- [34] 李传亮. 岩石压缩系数与孔隙度的关系[J]. *中国海上油气 地质*, 2003, 15(5): 355-358.  
Li C L. The relationship between rock compressibility and porosity[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2003, 15(5): 355-358. (in Chinese)
- [35] Brown E T, Hoek E. Trends in relationships between measured in-situ stresses and depth[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1978, 15(4): 211-215.
- [36] Bachu S, Adams J J. Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO<sub>2</sub> in solution[J]. *Energy Conversion and Management*, 2003, 44(20): 3151-3175.
- [37] Duan Z H, Sun R. An improved model calculating CO<sub>2</sub> solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar[J]. *Chemical Geology*, 2003, 193(3/4): 257-271.

(编辑 郑 洁)