

文章编号:1009-9603(2023)02-0174-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202301025

# 盐水层CO<sub>2</sub>溶解埋存潜力确定方法

李宗阳<sup>1</sup>,张庆福<sup>1</sup>,张 团<sup>2</sup>,崔传智<sup>2</sup>

(1.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015;

2.中国石油大学(华东)非常规油气开发教育部重点实验室,山东 青岛 266580)

**摘要:**盐水层CO<sub>2</sub>埋存是一种较为普遍的缓解温室效应的对策之一,而溶解埋存是埋存过程中较为稳定的埋存方式,因此亟需建立一种准确计算溶解埋存潜力的方法。首先利用DUAN等提出的模型计算CO<sub>2</sub>在水中的溶解系数,进而求得理论溶解埋存量;然后建立有效埋存系数表征指标,并考虑溶解埋存的主控因素,基于数值模拟与回归分析的方法,建立溶解埋存有效埋存系数的预测模型。研究发现:当水平渗透率和地层倾角一定时,溶解埋存有效埋存系数随着初始压力的增大而增大;当初始压力一定时,溶解埋存有效埋存系数随着水平渗透率的增大而增大,随着地层倾角的增大而减小。预测模型预测结果与数值模拟计算结果吻合程度较高。利用孤东油田七区实际参数计算得到理论溶解埋存量为65.382 Mt,溶解埋存有效埋存系数为0.079,溶解埋存有效埋存量为5.178 Mt。

**关键词:**盐水层;CO<sub>2</sub>溶解埋存;数值模拟;正交试验;有效埋存系数;回归分析

中图分类号:TE357.7

文献标识码:A

## Method for determining potential of dissolved CO<sub>2</sub> storage in brine layers

LI Zongyang<sup>1</sup>, ZHANG Qingfu<sup>1</sup>, ZHANG Tuan<sup>2</sup>, CUI Chuanzhi<sup>2</sup>

(1. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2. Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Development, Ministry of Education, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

**Abstract:** CO<sub>2</sub> storage in the brine layers is one of the common countermeasures to alleviate the greenhouse effect, and dissolved CO<sub>2</sub> storage is a relatively stable storage mode in the process of storage, so it is urgent to find a method to accurately calculate the potential of dissolved CO<sub>2</sub> storage. In this paper, the CO<sub>2</sub> dissolution coefficient in water is calculated by using the prediction model proposed by Duan et al., and then the theoretical dissolved CO<sub>2</sub> storage is obtained. Then, the index of the effective CO<sub>2</sub> storage coefficient is established, and the main controlling factors of dissolved CO<sub>2</sub> storage are considered. According to the numerical simulation and regression analysis, the prediction model of the effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage is established. The results show that when the horizontal permeability and the formation dip angle are constant, the effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage increases with the increase in initial pressure. When the initial pressure is constant, the effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage increases with the increase in horizontal permeability and decreases with the increase in formation dip angle. The predicted results of the prediction model are in good agreement with the results of the numerical simulation. According to the actual parameters of Block7 in Gudong Oilfield, the theoretical storage is 65.382 Mt, the effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage is 0.079, and the effective storage of dissolved CO<sub>2</sub> storage is 5.178 Mt.

**Key words:** brine layer; dissolved CO<sub>2</sub> storage; numerical simulation; orthogonal test; effective storage coefficient; regression analysis

收稿日期:2023-01-30。

作者简介:李宗阳(1986—),男,山东临沂人,高级工程师,博士,从事化学驱提高采收率技术攻关和推广工作。E-mail:lizongyang177.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家重点研发计划“区域二氧化碳捕集与封存关键技术研发与示范”(2022YFE0206800)。

为了减少全球气候变化造成的危害,必须减少 CO<sub>2</sub> 的排放,在“碳达峰、碳中和”目标下,实现 CO<sub>2</sub> 大规模减排,需要多措并举、多管齐下。盐水层 CO<sub>2</sub> 埋存是降碳的重要手段,是减少 CO<sub>2</sub> 向大气层排放的有效途径之一<sup>[1-7]</sup>。盐水层 CO<sub>2</sub> 埋存主要分为构造埋存、残余气埋存、溶解埋存和矿化埋存 4 种埋存方式,且最终将转化为溶解埋存和矿化埋存 2 种稳定埋存方式,但矿化埋存量相对较小。溶解埋存是 CO<sub>2</sub> 在岩石孔隙中运移,与地层水或盐水接触并溶解在其中的过程。

目前关于理论埋存潜力计算以及影响埋存潜力因素的研究较多,但是对于实际溶解埋存潜力的确定方法研究较少。2006年,GHANBARI 等通过数值模拟方法研究了纵横向渗透率比值和矿化度等对对流模式的影响,并对 CO<sub>2</sub> 在水中溶解的量进行了分析<sup>[8]</sup>。2009年,杨永智等在 4 种埋存方式的基础上提出了埋存潜力计算公式及参数确定方法<sup>[9]</sup>,为目标含水层埋存量计算提供了基础。2015年,刘倩等分别采用 Duan 模型和 PHREEQC 软件对溶解度进行计算,分析了咸水层的水化学特征对 CO<sub>2</sub> 溶解度的影响<sup>[10]</sup>。于立松等对比了 Duan 和 Sun 模型模拟数据,并与其他学者的实验数据进行对比,分析了 CO<sub>2</sub> 在盐水中的扩散溶解过程,此外还得出当系统的瑞利数满足产生对流基本条件后,有利于 CO<sub>2</sub> 在盐水中溶解<sup>[11]</sup>。2016年,姜凯等考虑了探明率、有效埋存体积等因素,构建了适应中国煤层特点的溶解埋存量评价模型,同时也证明了新模型的适用性<sup>[12]</sup>。2017年,潘颖在定量分析的基础上,运用溶解度法估算了 CO<sub>2</sub> 的溶解埋存潜力,并分析了不同条件下埋存量的变化趋势<sup>[13]</sup>。2019年张冰等采用 CSFL 提出的有效封存量计算方法,借鉴美国能源部方法中设定的有效埋存量系数,计算了鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO<sub>2</sub> 有效地质封存潜力<sup>[14]</sup>。此外一些学者研究了 CO<sub>2</sub> 在不同温度、压力和浓度的 NaCl 溶液中的溶解度,并分析了不同条件下溶解度变化规律的原因<sup>[15-18]</sup>。

通过以上研究发现,溶解埋存量大多采用溶解度的方法进行理论计算,而有效埋存系数的取值相对固定,不能精确计算出有效溶解埋存量,为使溶解埋存量计算结果精度更高,笔者基于 Duan 提出的状态方程计算 CO<sub>2</sub> 在水中的溶解系数,得到理论溶解埋存量;再建立溶解埋存的有效埋存系数表征指标,并基于数值模拟与回归分析的方法,考虑溶解埋存的主控因素建立溶解埋存的有效埋存系数预测模型,并通过孤东油田七区数据对有效溶解埋存

量进行计算,以期为溶解埋存的有效埋存潜力计算提供参考。

## 1 理论溶解埋存量计算

溶解埋存潜力主要取决于 CO<sub>2</sub> 在盐水中的溶解度,而溶解度主要受温度、地层压力和矿化度的影响。Duan 模型<sup>[19]</sup>可以计算温度为 0~260 °C、压力为 0~200 MPa 的溶解度,设置盐水的密度为 1 030 kg/m<sup>3</sup>,盐水层的面积为 12 km<sup>2</sup>,盐水层的厚度为 200 m,盐水层的孔隙度为 0.323,含水饱和度为 1,矿化度为 15 000 mg/L,采用 Duan 模型计算了不同温度条件下地层压力对 CO<sub>2</sub> 在液相中的质量摩尔浓度的影响(图 1)。结果表明,当温度一定时,随着地层压力的增大,CO<sub>2</sub> 在液相中的质量摩尔浓度逐渐升高;当地层压力一定时,随着温度的增加,CO<sub>2</sub> 在液相中的质量摩尔浓度逐渐降低。

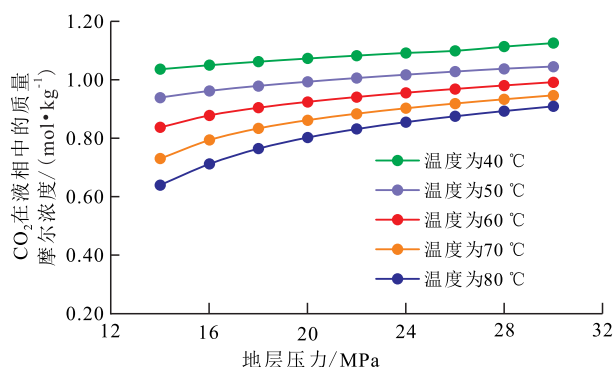


图 1 不同温度下地层压力与 CO<sub>2</sub> 在液相中的质量摩尔浓度的关系

Fig.1 Relationship between formation pressure and molality of CO<sub>2</sub> in liquid phase at different temperatures

CO<sub>2</sub> 在液相中的溶解系数与 CO<sub>2</sub> 在液相中的质量摩尔浓度的关系为:

$$C_{ws} = 0.044m_{CO_2} \quad (1)$$

理论溶解埋存量计算公式为:

$$M_{CO_2\text{溶解}} = \rho_{\text{盐水}} C_{ws} Ah\phi S_w \quad (2)$$

在 Duan 模型的基础上,分析不同温度下地层压力对理论溶解埋存量的影响规律(图 2),结果表明,当温度一定时,随着地层压力的增大,理论溶解埋存量逐渐增加;当地层压力一定时,随着温度的增加,理论溶解埋存量逐渐减少。

## 2 有效溶解埋存量计算

### 2.1 数值模拟及影响因素

基于油藏数值模拟软件,考虑 4 种埋存机理,建

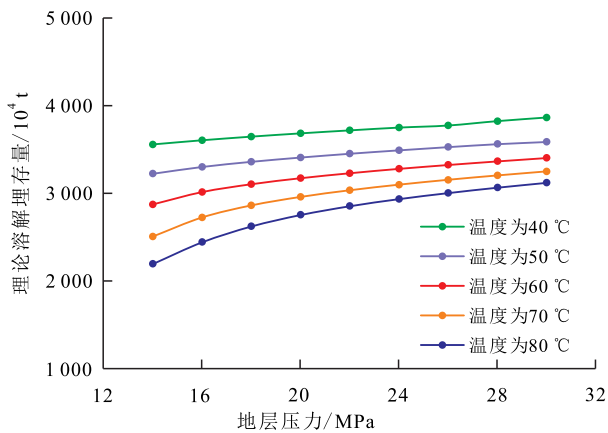


图2 不同温度下地层压力与理论溶解埋存量的关系

Fig.2 Relationship between formation pressure and theoretical dissolved CO<sub>2</sub> storage at different temperatures

立具有代表性的概念模型(图3)。该模型网格数为40×30×20,网格尺寸为100 m×100 m×10 m;储层顶深为1 350 m,注入井位于储层中间位置,以恒定的注入速度20×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d注入CO<sub>2</sub>,当井底压力达到关井压力时停止注入,模拟时间为500 a。

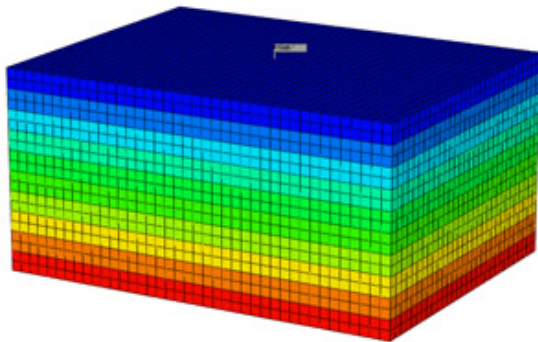


图3 盐水层CO<sub>2</sub>埋存概念模型

Fig.3 Conceptual model of CO<sub>2</sub> storage in brine layer

将温度、初始压力、矿化度、孔隙度、水平渗透率、纵横向渗透率比值、渗透率级差(底层渗透率与顶层渗透率的比值)和地层倾角等作为分析的主要影响因素,考虑目标区块各因素实际变化范围,8个影响因素设计4个水平值,利用正交试验设计得到32组方案进行数值模拟,得到模拟结束时的溶解埋存量(表1)。由于正韵律储层累积注入量比反韵律储层大,因此正交试验仅分析正韵律储层。

对试验结果进行方差分析,通过方差 $F$ 值的大小确定各参数对不同埋存方式的影响程度,其中方差 $F$ 值越大,说明该影响因素对溶解埋存量的影响程度越大。取显著水平系数为0.1,因素自由度为3,误差自由度为7,可得 $F(3,7)=3.07$ ,若 $F$ 值大于3.07,则说明该因素影响显著。分析结果(表2)表明,各因素对溶解埋存量的影响程度大小依次是为水平渗透率、地层倾角、渗透率级差、初始压力、孔

隙度、 $K_v/K_H$ 、温度、矿化度,其中水平渗透率、地层倾角、渗透率级差和初始压力对溶解埋存量的影响效果显著。

## 2.2 溶解埋存有效埋存系数表征公式

理论溶解埋存量可通过数学方法计算得到,而有效溶解埋存量需要通过数值模拟得到,为便于计算有效溶解埋存量,定义有效埋存系数为:

$$\eta = \frac{N_{\text{有效}}}{N_{\text{理论}}} \quad (3)$$

基于数值模拟的方法,得到有效溶解埋存量随时间变化规律。将数值模拟的参数带入理论溶解埋存量计算公式中,得到理论溶解埋存量,进而计算出溶解埋存有效埋存系数。

考虑实际区块参数的数值模拟模型,分析溶解埋存有效埋存系数随时间的变化规律(图4),其随埋存过程的进行逐渐增大,且注气结束后的增长趋势变缓;注气结束后,溶解埋存有效埋存系数从0.02左右增至0.06左右。

## 2.3 有效溶解埋存量预测模型

运用实际区块参数的数值模拟模型,基于溶解埋存的主控因素,分析不同条件下溶解埋存有效埋存系数随时间的变化规律(图5)。注气过程中,不同水平渗透率条件下溶解埋存有效埋存系数的增长趋势一致;注气结束后,水平渗透率越大,溶解埋存有效埋存系数越大。不同地层倾角条件下溶解埋存有效埋存系数的增长趋势一致;注气结束后,当存在倾角时,溶解埋存有效埋存系数先增加后逐渐降低;当无倾角时,溶解埋存有效埋存系数的增长趋势较大;注气结束后,地层倾角越大,溶解埋存有效埋存系数越小。不同渗透率级差条件下溶解埋存有效埋存系数的增长趋势一致;注气结束后,渗透率级差越大,溶解埋存有效埋存系数越大。不同初始压力条件下溶解埋存有效埋存系数的增长趋势一致;注气结束后,初始压力越大,溶解埋存有效埋存系数越大。

选取溶解埋存的主控因素作为溶解埋存有效埋存系数回归的基本参数,运用数值模拟模型,基于正交试验方案结果,拟合模拟500 a时溶解埋存有效埋存系数的多元回归公式为:

$$\eta_{\text{溶解}} = 0.006\ 198p - 113.031\ 6 \times e^{-0.000\ 000\ 186K_H} + 0.005\ 1N + 0.000\ 361 \times \theta^2 - 0.008\ 96\theta + 112.987 \quad (4)$$

对比溶解埋存有效埋存系数预测模型与数值模拟计算结果(图6)可知,预测结果与数值模拟计

表1 各因素水平组合情况及相应的溶解埋存量  
Table1 Combination of factor levels and corresponding dissolved CO<sub>2</sub> storage

实验方案	温度/℃	初始压力/MPa	矿化度/(mg·L <sup>-1</sup> )	孔隙度	水平渗透率/mD	K <sub>v</sub> /K <sub>H</sub>	渗透率级差	地层倾角/(°)	溶解埋存量/10 <sup>8</sup> kg
1	50	12	10 000	0.2	100	0.1	1	0	5.336 6
2	50	14	20 000	0.25	1 000	0.2	3	5	9.829 6
3	50	16	30 000	0.3	2 000	0.3	5	10	15.516 7
4	50	18	40 000	0.35	3 000	0.4	7	15	35.910 7
5	60	12	10 000	0.25	1 000	0.3	5	15	4.384 1
6	60	14	20 000	0.2	100	0.4	7	10	7.494 9
7	60	16	30 000	0.35	3 000	0.1	1	5	9.405 1
8	60	18	40 000	0.3	2 000	0.2	3	0	38.637 3
9	70	12	20 000	0.3	3 000	0.1	3	10	15.723 6
10	70	14	10 000	0.35	2 000	0.2	1	15	6.798 0
11	70	16	40 000	0.2	1 000	0.3	7	0	17.114 0
12	70	18	30 000	0.25	100	0.4	5	5	7.683 6
13	80	12	20 000	0.35	2 000	0.3	7	5	14.412 9
14	80	14	10 000	0.3	3 000	0.4	5	0	30.516 3
15	80	16	40 000	0.25	100	0.1	3	15	5.999 3
16	80	18	30 000	0.2	1 000	0.2	1	10	2.109 8
17	50	12	40 000	0.2	3 000	0.2	5	5	8.677 8
18	50	14	30 000	0.25	2 000	0.1	7	0	33.121 0
19	50	16	20 000	0.3	1 000	0.4	1	15	7.807 3
20	50	18	10 000	0.35	100	0.3	3	10	18.032 2
21	60	12	40 000	0.25	2 000	0.4	1	10	6.420 9
22	60	14	30 000	0.2	3 000	0.3	3	15	12.976 6
23	60	16	20 000	0.35	100	0.2	5	0	8.819 4
24	60	18	10 000	0.3	1 000	0.1	7	5	19.450 7
25	70	12	30 000	0.3	100	0.2	7	15	7.703 6
26	70	14	40 000	0.35	1 000	0.1	5	10	5.604 5
27	70	16	10 000	0.2	2 000	0.4	3	5	26.966 2
28	70	18	20 000	0.25	3 000	0.3	1	0	60.150 7
29	80	12	30 000	0.35	1 000	0.4	3	0	12.024 7
30	80	14	40 000	0.3	100	0.3	1	5	8.653 1
31	80	16	10 000	0.25	3 000	0.2	7	10	12.393 7
32	80	18	20 000	0.2	2 000	0.1	5	15	1.265 8

算结果接近,均分布在X=Y的直线附近。

根据建立的溶解埋存有效埋存系数回归公式,绘制不同水平渗透率和地层倾角条件下溶解埋存有效埋存系数与初始压力的关系图版(图7,图8)。随着初始压力的增加,溶解埋存有效埋存系数呈线性增加;当初始压力不变时,溶解埋存有效埋存系

数随着水平渗透率的增加而均匀增大,随着地层倾角的增大而逐渐减小,且减小幅度逐渐减小。

### 3 实例应用

选取孤东油田七区的部分区域作为研究对象,



表2 溶解埋存正交试验设计结果方差分析  
Table2 Variance analysis of results of orthogonal design test for dissolved CO<sub>2</sub> storage

参数	平方和	自由度	均方	F
温度	145.265	3	48.422	0.64
初始压力	733.503	3	244.501	3.232
矿化度	103.695	3	34.565	0.457
孔隙度	469.828	3	156.609	2.07
水平渗透率	1 566.9	3	522.3	6.903
K <sub>v</sub> /K <sub>h</sub>	285.5	3	95.167	1.258
渗透率级差	848.103	3	282.701	3.736
地层倾角	1 140.767	3	380.256	5.026
误差	529.631	7	75.662	

计算盐水层CO<sub>2</sub>溶解埋存有效埋存量。孤东油田七区构造简单,为单斜构造,内部无断层;构造平缓,倾向北偏东,倾角为1.5°左右,面积为12.8 km<sup>2</sup>,温度为70 ℃,地层初始压力为13 MPa,水平渗透率为2 427 mD,地层厚度为350 m,地层水矿化度为13 500 mg/L。

可以计算出理论溶解埋存量为65.382 Mt,溶解埋存有效埋存系数为0.079,因此计算出的有效溶解埋存量为5.178 Mt,可以精确计算实际区块盐水层CO<sub>2</sub>有效溶解埋存量。

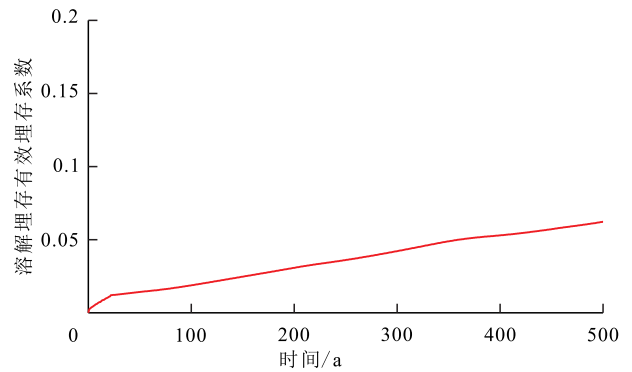


图4 溶解埋存有效埋存系数随时间的变化  
Fig.4 Change of effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage with time

### 4 结论

选用Duan模型计算CO<sub>2</sub>在水中的溶解系数,进而得到理论溶解埋存量,随着地层压力的增大,理论溶解埋存量逐渐增加;随着温度的增大,理论溶解埋存量逐渐减少。建立了溶解埋存有效埋存系数表征公式,其随着初始压力的增加呈线性增加;当初始压力不变时,溶解埋存有效埋存系数随着水平渗透率的增加而均匀增大,随着地层倾角的增大而逐渐减小,且减小幅度逐渐减小。

计算得到孤东油田七区理论溶解埋存量为

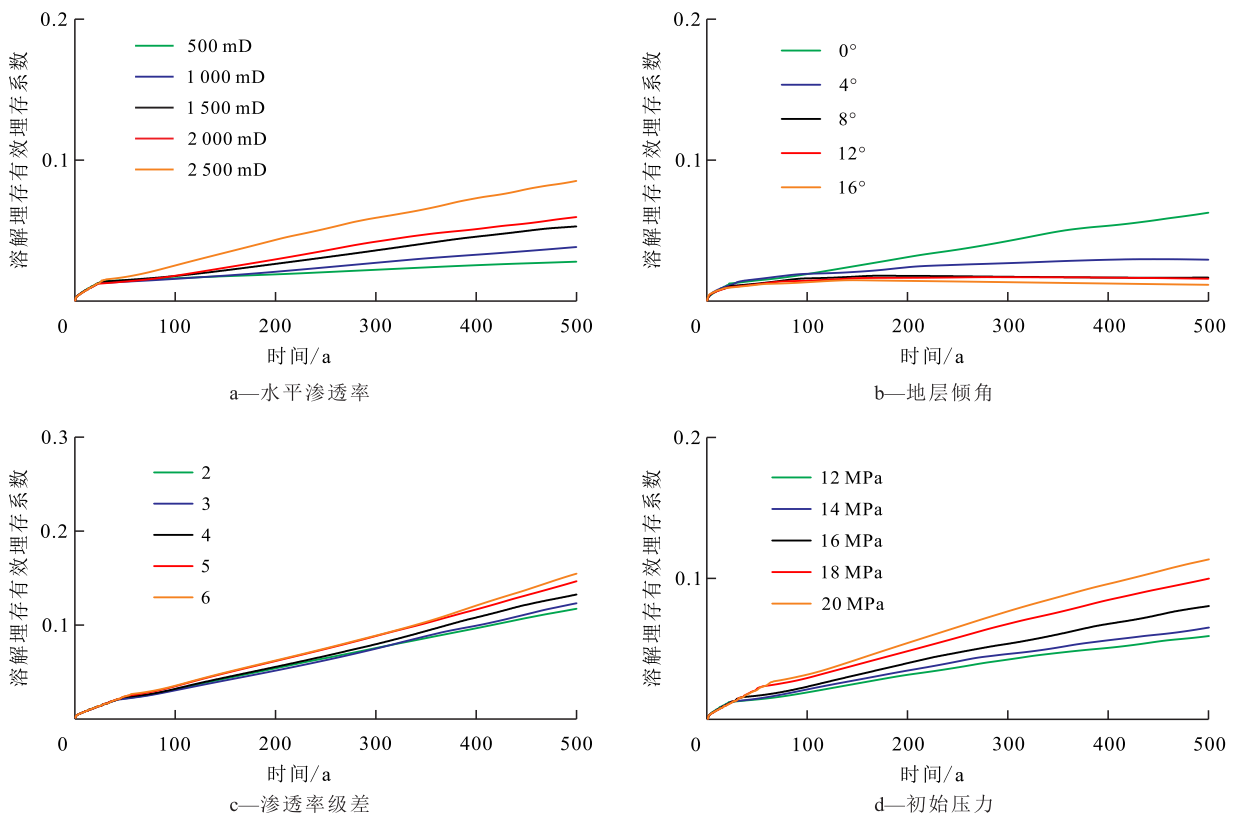


图5 不同条件下溶解埋存有效埋存系数随时间变化规律

Fig.5 Change curve of effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage under different conditions

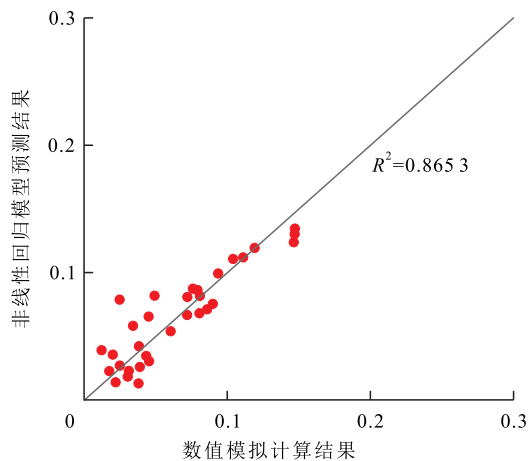


图6 溶解埋存有效埋存系数预测模型与数值模拟结果对比  
Fig.6 Comparison between prediction model and numerical simulation of effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage

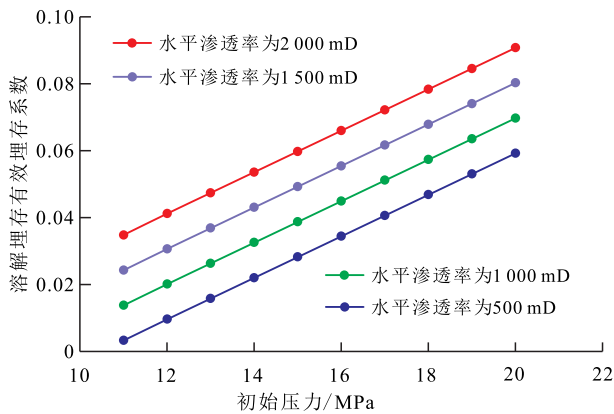


图7 不同水平渗透率下溶解埋存有效埋存系数与初始压力的关系图版

Fig.7 Relationship between effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage and initial pressure under different horizontal permeability

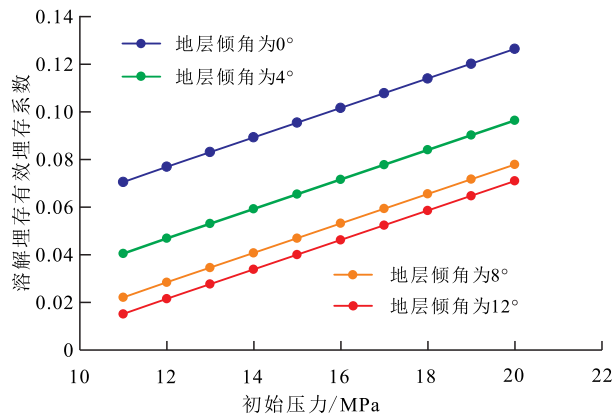


图8 不同地层倾角下溶解埋存有效埋存系数与初始压力的关系图版

Fig.8 Relationship between effective storage coefficient of dissolved CO<sub>2</sub> storage and initial pressure under different formation dip angles

65.382 Mt, 溶解埋存有效埋存系数为0.079, 有效溶解埋存量为5.178 Mt, 可以精确计算实际区块盐水

层CO<sub>2</sub>有效溶解埋存量。

符号解释

- A——盐水层的面积, m<sup>2</sup>;
- C<sub>ws</sub>——CO<sub>2</sub>在液相中的溶解系数, kg/kg;
- F——方差;
- h——盐水层的厚度, m;
- K<sub>H</sub>——水平渗透率, mD;
- K<sub>V</sub>——垂直渗透率, mD;
- m<sub>CO<sub>2</sub></sub>——CO<sub>2</sub>在液相中的质量摩尔浓度, mol/kg;
- M<sub>CO<sub>2</sub>溶解</sub>——理论溶解埋存量, kg;
- N——渗透率级差;
- N<sub>有效</sub>——有效埋存量, kg;
- N<sub>理论</sub>——理论埋存量, kg;
- p——初始压力, MPa;
- S<sub>w</sub>——含水饱和度;
- η——有效埋存系数;
- η<sub>溶解</sub>——溶解埋存有效埋存系数;
- θ——地层倾角, (°);
- ρ<sub>盐水</sub>——盐水的密度, kg/m<sup>3</sup>;
- φ——盐水层的孔隙度。

参考文献

- [1] 江怀友, 沈平平, 罗金玲, 等. 世界二氧化碳埋存技术现状与展望[J]. 中国能源, 2010, 32(6): 28-32.  
JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, LUO Jinling, et al. Status and prospect of carbon dioxide storage technology in the world[J]. Energy of China, 2010, 32(6): 28-32.
- [2] 许志刚, 陈代钊, 曾荣树. CO<sub>2</sub>的地质埋存与资源化利用进展[J]. 地球科学进展, 2007, 22(7): 698-707.  
XU Zhigang, CHEN Daizhao, ZENG Rongshu. Geological storage of CO<sub>2</sub> and commercial utilization[J]. Advances in Earth Science, 2007, 22(7): 698-707.
- [3] 葛秀珍. 国外CO<sub>2</sub>地质储存现状与展望[J]. 地质调查与研究, 2012, 35(3): 195-205.  
GE Xiuzhen. Review on the present and future prospects for CO<sub>2</sub> geological storage in the foreign countries[J]. Geological Survey and Research, 2012, 35(3): 195-205.
- [4] 曾荣树, 孙枢, 陈代钊, 等. 减少二氧化碳向大气层的排放——二氧化碳地下储存研究[J]. 中国科学基金, 2004, 18(4): 196-200.  
ZENG Rongshu, SUN Shu, CHEN Daizhao, et al. Decrease carbon dioxide emission into the atmosphere—underground disposal of carbon dioxide[J]. Bulletin of National Natural Science Foundation of China, 2004, 18(4): 196-200.
- [5] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-727.  
HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technologies and practice of CO<sub>2</sub> flooding and sequestration in China[J]. Petro-

- leum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [6] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 70-80.  
ZHANG Xian, LI Yang, MA Qiao, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 70-80.
- [7] PORTIER S, ROCHELLE C. Modelling CO<sub>2</sub> solubility in pure water and NaCl-type waters from 0 to 300 °C and from 1 to 300 bar: application to the Utsira Formation at Sleipner [J]. Chemical Geology, 2005, 217(3/4): 187-199.
- [8] GHANBARI S, AL-ZAABI Y, PICKUP G E, et al. Simulation of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers [J]. Chemical Engineering Research and Design, 2006, 84(9): 764-775.
- [9] 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 Yongzhi, SHEN Pingping, SONG Xinmin, 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.
- [10] 刘倩, 陈兵, 陆雪丽. CO<sub>2</sub> 深部咸水层溶解储量计算常用模型对比分析[C]//水科学前沿与中国水问题对策——第十三届中国水论坛论文集, 2015: 99-104.  
LIU Qian, CHEN Bing, LU Xueli. Comparative analysis of common models for calculating dissolved storage of CO<sub>2</sub> in deep saline aquifer [C]//China Water Forum No. 13, 2015: 99-104.
- [11] 于立松, 张卫东, 吴双亮, 等. 二氧化碳在深部咸水层中溶解封存规律的研究进展[J]. 新能源进展, 2015, 3(1): 75-80.  
YU Lisong, ZHANG Weidong, WU Shuangliang, et al. Research on dissolved sequestration of CO<sub>2</sub> in deep saline aquifers [J]. Advances in New and Renewable Energy, 2015, 3(1): 75-80.
- [12] 姜凯, 李治平, 窦宏恩, 等. 沁水盆地二氧化碳埋存潜力评价模型[J]. 特种油气藏, 2016, 23(2): 112-114, 156.  
JIANG Kai, LI Zhiping, DOU Hongen, et al. Evaluation model of CO<sub>2</sub> storage potential in Qinshui Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 112-114, 156.
- [13] 潘颖. 深部咸水层 CO<sub>2</sub> 溶解埋存量估算及影响因素分析[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
- PAN Ying. Estimation and influencing factors analysis of dissolved CO<sub>2</sub> in deep saline aquifers [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [14] 张冰, 梁凯强, 王维波, 等. 鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO<sub>2</sub> 有效地质封存潜力评价[J]. 非常规油气, 2019, 6(3): 15-20.  
ZHANG Bing, LIANG Kaiqiang, WANG Weibo, et al. Evaluation of effective CO<sub>2</sub> geological sequestration potential of deep saline aquifer in Ordos Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(3): 15-20.
- [15] 敖文君, 赵仁保, 黎慧, 等. CO<sub>2</sub> 在原油与盐水中的溶解扩散规律研究[J]. 复杂油气藏, 2019, 12(3): 51-55.  
AO Wenjun, ZHAO Renbao, LI Hui, et al. Solution - diffusion law of CO<sub>2</sub> in crude oil and brine [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2019, 12(3): 51-55.
- [16] 林元华, 邓宽海, 宁华中, 等. 二氧化碳在地层水中的溶解度测定及预测模型[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2021, 45(1): 117-126.  
LIN Yuanhua, DENG Kuanhai, NING Huazhong, et al. CO<sub>2</sub> solubility test in formation water and prediction model [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2021, 45(1): 117-126.
- [17] GHASEMIAN N, KALBASI M, PAZUKI G. Experimental study and mathematical modeling of solubility of CO<sub>2</sub> in water: application of artificial neural network and genetic algorithm [J]. Journal of Dispersion Science and Technology, 2013, 34(3): 347-355.
- [18] 侯大力, 罗平亚, 王长权, 等. 高温高压下 CO<sub>2</sub> 在水中溶解度实验及理论模型[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2015, 45(2): 564-572.  
HOU Dali, LUO Pingya, WANG Changquan, et al. Experimental research and theoretical model for CO<sub>2</sub> solubility in water under high temperature and high pressure [J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2015, 45(2): 564-572.
- [19] DUAN Zhenhao, SUN Rui. 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 2 000 bar [J]. Chemical Geology, 2003, 193(3/4): 257-271.

编辑 经雅丽