

# 二氧化碳扩散系数的实验研究和模型计算

赵光华

(长城钻探工程技术研究院, 辽宁 盘锦 124001)

**摘要:**采用动态界面张力法研究二氧化碳(CO<sub>2</sub>)在原油田胡12块轻质原油的传质速率问题。实验中原油-CO<sub>2</sub>体系的动态和平衡界面张力通过悬滴法测定。理论上,建立一个数学模型得到任何时间下的动态界面张力。目标函数用来表示不同时间理论计算和实验测得的动态界面张力的均方根相对误差。CO<sub>2</sub>扩散系数和传质Biot数作为适当的参数,当目标函数最小化时,就能确定扩散系数和传质Biot数。由数值模拟得出,300.15 K, 0.5~4.1 MPa下,CO<sub>2</sub>在原油的扩散系数、传质Biot数和界面传质系数分别为 $(0.45 \sim 4.61) \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ , 2.5~7.1和 $(0.85 \sim 8.33) \times 10^{-5} \text{ m/s}$ ,模型计算与实验测得动态界面张力的均方根相对误差低于1.81%。

**关键词:**二氧化碳 扩散系数 传质系数 界面张力

**中图分类号:**TE357.4 **文献标志码:**A

## Experimental studies and modeling calculation of carbon dioxide diffusion coefficients

ZHAO Guanghua

(GWDC Drilling Engineering and Technology Research Institute, Panjin 124001, China)

**Abstract:** The dynamic interfacial tension method has been applied to study the mass transfer rate of CO<sub>2</sub> in Hu 12 block light crude oil of Zhongyuan Oilfield. The dynamic and equilibrium interfacial tensions are measured by pendant drop method. Theoretically, a mathematical model is formulated to obtain the dynamic interfacial tension at any time. Subsequently, an objective function is constructed to express the root mean square relative error between the numerically calculated and the experimentally measured dynamic interfacial tensions at different times. The CO<sub>2</sub> diffusion coefficient and mass-transfer Biot number are used as parameters and then determined once the minimum objective function is achieved. From numerical simulation, the diffusion coefficient, the mass-transfer Biot number, and the interface mass-transfer coefficient of CO<sub>2</sub> in crude oil at 300.15 K and 0.5~4.1 MPa are  $(0.45 \sim 4.61) \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ , 2.5~7.1, and  $(0.85 \sim 8.33) \times 10^{-5} \text{ m/s}$ , respectively. The root mean square relative errors of dynamic interfacial tensions between model calculation and experimental determination are less than 1.81%.

**Key words:** carbon dioxide; diffusion coefficient; mass-transfer coefficient; interfacial tension

二氧化碳(CO<sub>2</sub>)吞吐可以用于多种条件的油藏<sup>[1]</sup>,如粘度不太高的稠油油藏,水驱油藏(稀油)高含水时期,油层连通性差、非均质严重、无法形成注采系统的小断块,块状、具有顶部剩余油的倾斜油层等。中原油田胡12块属于非均质严重的高渗透油藏<sup>[2]</sup>,注水效果差,现场试注N<sub>2</sub>驱油效果不好,目前已进入高含水阶段,亟待推广应用CO<sub>2</sub>吞吐采油技术。大量研究表明,分子扩散是CO<sub>2</sub>提高原油采收率的一个重要机理<sup>[3-4]</sup>。因此,在高压和

不同温度下,CO<sub>2</sub>在原油中的扩散系数是决定CO<sub>2</sub>在原油传质速率的一个很重要的参数。由于地层基岩很复杂,注入的CO<sub>2</sub>很难与油藏中原油完全混合

收稿日期:2018-06-14;改回日期:2018-07-13。

作者简介:赵光华(1986—),硕士,工程师,主要从事油田开发工作。E-mail: zhaoguanghua-1986@163.com。

基金项目:二氧化碳化学冷采降粘技术研究与应用(长城公司科技项目GWDC201802-10)。

好<sup>[5]</sup>。多数情况下,CO<sub>2</sub> 通过分子扩散溶于原油,当水相将油相与 CO<sub>2</sub> 气相隔开时,水相阻碍了 CO<sub>2</sub> 分子的扩散,并且完全抑制了轻质烃类化合物释放到 CO<sub>2</sub> 中。然而,当 CO<sub>2</sub> 气体连续注入时,CO<sub>2</sub> 的分子扩散能够通过水层将残余油驱替,从而提高原油采收率。

气体在原油中扩散系数的实验测定方法可大体归纳为传统方法和非传统方法。传统方法主要是测定气体在不同时间的组成(气相色谱<sup>[6]</sup>或核磁共振<sup>[7]</sup>),得到扩散系数。非传统方法建立在测定由分子扩散造成的气-液体系统某一性质的改变,包括溶质的挥发速率<sup>[8]</sup>、气体体积<sup>[9]</sup>、折射率<sup>[10]</sup>、毛细管内原油-气体的界面位置<sup>[11]</sup>、气体包围下悬油滴的形状<sup>[12]</sup>及体积<sup>[13]</sup>等。本文采用动态界面张力法测定 CO<sub>2</sub> 在原油中的扩散系数,相对于其他实验方法,该方法具有操作时间短、恒压恒温下通过测定的动态界面张力值就能同时计算出扩散系数和界面传质系数等优点。本文的研究对象为中原油田胡 12 块轻质原油。

## 1 模型基础

图 1(a)描述了在某一温度、压力下一个形状完整的悬油滴。图 1(b)为周围分布 CO<sub>2</sub> 的轴对称悬油滴示意。注射探针的内径用  $r_n$  表示,注射探针壁厚用  $\varepsilon_n$  表示,注射探针高度用  $h_n$  表示,悬油滴包括探针内部的油相用  $\omega$  表示,注射探针顶部的切平面和探针及原油形成的界面用  $\phi_n$  表示。

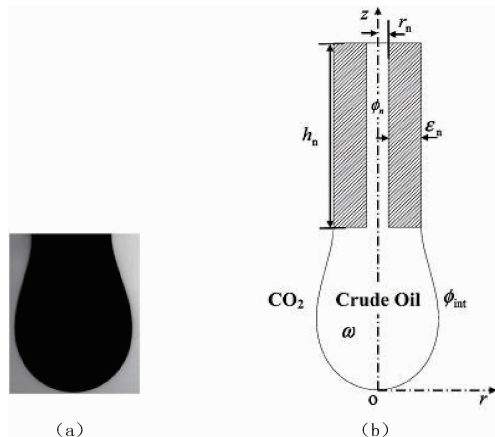


图 1 (a) 一个完整悬油滴的数字图像;(b) 圆柱坐标体系  $(r, z)$  下轴对称悬油滴在 CO<sub>2</sub> 相中示意

本次研究中,悬油滴形状和体积的改变对扩散过程带来的影响可以忽略。假设扩散过程中悬油滴是静止的,根据 Ghez 的气体扩散理论<sup>[14]</sup>,用于描述 CO<sub>2</sub> 在悬油滴内部(包括注射探针内部油相)的浓

度转移扩散公式可以表示成:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial c}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 c}{\partial z^2} \right], (r, z) \in \omega, t > 0 \quad (1)$$

式中,  $D$  为 CO<sub>2</sub> 在原油中的扩散系数, m<sup>2</sup>/s, 假设它与 CO<sub>2</sub> 的浓度无关。

在传质过程的开始阶段,悬油滴内部 CO<sub>2</sub> 的浓度为 0, 因此,公式(1)的初始条件为<sup>[14]</sup>:

$$c(r, z, t) |_{t=0} = 0, (r, z) \in \omega \quad (2)$$

注射针壁及切平面对于 CO<sub>2</sub> 来说是不可渗透的,相应的非渗透边界条件为:

$$D \left( \frac{\partial c}{\partial r} n_r + \frac{\partial c}{\partial z} n_z \right) |_{(r, z) \in \phi_n} = 0 \quad (3)$$

式中,  $n_r$  和  $n_z$  为方向余弦,即注射探针和原油以及切平面形成界面的单位矢量在  $r$  轴和  $z$  轴形成的分量。

本次研究考虑 CO<sub>2</sub> 通过原油-CO<sub>2</sub> 界面的界面阻力,因此,非平衡边界条件应用于界面得到<sup>[14]</sup>:

$$D \left( \frac{\partial c}{\partial r} n_r + \frac{\partial c}{\partial z} n_z \right) |_{(r, z) \in \phi_{int}} = k [c_{eq} - c(r, z, t) |_{(r, z) \in \phi_{int}}] \quad (4)$$

式中,  $k$  为界面传质系数, m/s,  $c_{eq}$  为 CO<sub>2</sub> 在指定压力和温度下在原油中的平衡浓度, mol/m<sup>3</sup>。

公式(1)~(4)可以通过引进 4 个无量纲变量和 1 个无量纲参数将其无量纲化:

$$C = \frac{c}{c_{eq}}, R = \frac{r}{r_n}, Z = \frac{z}{r_n}, \tau = \frac{Dt}{r_n^2}, k_D = \frac{k r_n}{D} \quad (5)$$

式中,  $C$  为 CO<sub>2</sub> 的无量纲浓度;  $R$  和  $Z$  为无量纲的径向和轴向坐标;  $r_n$  为注射探针的内径;  $\tau$  为无量纲时间;  $k_D$  为传质 Biot 数;实际上,传质 Biot 数表示本体阻力  $r_n/D$  与界面阻力  $1/k$  的比值<sup>[15]</sup>。

本次研究应用半离散 Galerkin 有限元素法来解决上述无量纲公式,具体的数学处理过程可以参照文献[16]。

悬滴在  $t=0$  的第一个数码图像用来定义每个压力下的传质模型的物理范围  $\omega$ , 如图 1(b) 所示。然后,扩散公式(1)连同公式(2)~(5)是通过采用半离散 Galerkin 有限元素法得到 CO<sub>2</sub> 在计算域  $\Omega$  下的无量纲浓度转移  $C(R, Z, \tau)$  和 CO<sub>2</sub> 在界面处的平衡浓度  $C_{im}(\tau)$ 。CO<sub>2</sub> 的平均无量纲界面浓度能够转换成真实时间  $t$  下浓度  $C_{im}(t)$ 。本次研究中,假设动态界面浓度和动态界面张力的关系遵循平衡界面浓度和平衡界面张力的关系<sup>[17]</sup>, CO<sub>2</sub> 在原油中

的平衡浓度(溶解度)可通过 Simon - Graue 关系式<sup>[18]</sup>计算出。那么,动态界面张力就能够通过计算的动态界面浓度  $C_{\text{int}}(\tau)$  计算出来。

用目标函数表示数学计算的动态界面张力和实验测得数据的偏差。令  $t_i$  和  $\gamma_m(t_i)$ ,  $i=1,2,3,\dots,N$  是一组时间和实验测得的动态界面张力,  $t_j$  和  $\gamma_c(t_j)$ ,  $j=1,2,3,\dots,K$  是另一组时间和理论计算的动态界面张力。这里,目标函数被定义为:

$$E = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left[ \frac{\gamma_m(t_i) - \gamma_c(t_i)}{\gamma_m(t_i)} \right]^2} \times 100\% \quad (6)$$

从公式(6)可以看出目标函数是计算和测得的动态界面张力的均方根相对误差。计算的动态界面张力随着计算的  $\text{CO}_2$  界面浓度  $C_{\text{int}}(t)$  的变化而改变,而  $\text{CO}_2$  在界面的浓度是由传质 Biot 数  $k_D$  和扩散系数  $D$  共同决定的。因此,目标函数值是由传质 Biot 数  $k_D$  和扩散系数  $D$  共同决定的。

$$E = E(k_D, D) \quad (7)$$

一旦全局目标函数能够最小化,  $k_D$  和  $D$  就作为真实的传质 Biot 数和真实的扩散系数。

本次研究采用一个参数同时查找方法,计算传质 Biot 数  $k_D$  和  $D$  扩散系数的数学过程如下:

(1) 周围分布  $\text{CO}_2$  的悬油滴的连续数码图像能够得到,动态界面张力  $\gamma_m(t_i)$  能够测得。

(2) 悬油滴在  $t=0$  的第一个数码图像定义为传质模型的物理范围  $\omega$ , 如图 1(b) 所示。

(3) 在一个给定的温度压力下,传质 Biot 数的 11 个测试点选为  $k_{D,i}$ ,  $i=0,1,2,\dots,10$ 。

(4) 对于一个给定的  $k_{D,i}$ , 扩散公式(1)连同公式(2) - (5) 是通过半离散 Galerkin 有限元素法得到  $\text{CO}_2$  在计算域  $\Omega$  中的无量纲浓度转移  $C(R, Z, \tau)$ 。

(5) 对于一个给定的  $k_{D,i}$ , 扩散系数  $D$  有上下限  $[D_0, D_{10}]$ 。

(6)  $D$  的初始不确定时间间隔被 11 个节点  $D_j$ ,  $j=0,1,2,\dots,10$  划分为 10 个等同的子区间。

(7) 对于一个给定的  $D_j$ , 无量纲时间  $\tau$  能够转换为真实时间  $t$ 。应用测得的平衡界面张力和计算的  $\text{CO}_2$  平衡浓度的关系曲线,任何时间  $t$  下的动态界面张力就能够计算出来。利用测得和计算的动态界面张力,通过公式(6)得到相应的目标函数  $E(k_{D,i}, D_j)$ ,  $j=0,1,2,\dots,10$ 。

(8) 通过对比不同的  $E(k_{D,i}, D_j)$ ,  $j=0,1,2,\dots,10$ , 局部最小目标函数就得到了  $E_{\min}(k_{D,i}, D_j)$ ,  $1 \leq j \leq 9$ 。然后,  $D$  的不确定间隔变为  $[D_{j-1}, D_{j+1}]$ 。

(9) 如果新的不确定间隔  $[D_{j-1}, D_{j+1}]$  足够小,能够满足扩散系数的代数精度要求,那么,  $D_j$  就作为给定  $k_{D,i}$  的局部最佳值。否则,新的不确定区间  $[D_{j-1}, D_{j+1}]$  将作为  $D$  的初始区间重复步骤(6) ~ (9),直到满足终止条件。

(10) 对于所有的  $k_{D,i}$ ,  $i=0,1,2,\dots,10$ , 步骤(4) ~ (9) 将重复进行。通过对比不同的  $E(k_{D,i}, D_j)$ ,  $j=0,1,2,\dots,10$ , 可得到局部最小函数  $E_{\min}(k_{D,m}, D_n)$ ,  $1 \leq m \leq 9$ ,  $k_{D,m}$  和  $D_n$  就作为传质 Biot 数和扩散系数的最佳值。

(11) 如果  $m=0$  或  $m=10$ , 则  $k_{D,i}$ ,  $i=0,1,2,\dots,10$  将重新被选取。对于一个新值  $k_{D,i}$ , 步骤(4) 之后的数学最小化过程将重复进行直到满足  $1 \leq m \leq 9$ 。

对于原油 -  $\text{CO}_2$  体系  $k_D$  和  $D$  的查找范围为  $0.3 \sim 8.8$  和  $(0.01 \sim 10) \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ 。  $D$  的终止条件是  $|D_{n+1} - D_{n-1}| \leq 0.005 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ 。

## 2 实验部分

实验采用加拿大 ROBINSON D B 公司生产的 JEFFRI 高压界面张力仪,该实验装置如文献[19]所述,实验用  $\text{CO}_2$  由北京氮普北分气体有限公司生产,纯度为 99.95%。油样采用中原油田胡 12 块轻质原油,原油在 300.15 K、常压下的密度和黏度分别为  $0.837 \text{ g/cm}^3$  和  $13.0 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。该原油的组成分析结果见表 1。

表 1 中原油田胡 12 块轻质原油组成分析

组分	mol%	组分	mol%	组分	mol%	组分	mol%
C <sub>3</sub>	0.50	C <sub>9</sub>	6.45	C <sub>17</sub>	3.25	C <sub>25</sub>	1.63
i - C <sub>4</sub>	0.28	C <sub>10</sub>	7.01	C <sub>18</sub>	2.79	C <sub>26</sub>	1.49
n - C <sub>4</sub>	1.30	C <sub>11</sub>	4.57	C <sub>19</sub>	2.54	C <sub>27</sub>	1.18
i - C <sub>5</sub>	1.13	C <sub>12</sub>	4.66	C <sub>20</sub>	2.84	C <sub>28</sub>	1.16
n - C <sub>5</sub>	1.55	C <sub>13</sub>	3.92	C <sub>21</sub>	2.47	C <sub>29</sub>	1.12
C <sub>6</sub>	3.14	C <sub>14</sub>	4.38	C <sub>22</sub>	1.58	C <sub>30</sub>	1.02
C <sub>7</sub>	7.87	C <sub>15</sub>	3.72	C <sub>23</sub>	1.67	C <sub>31+</sub>	12.35
C <sub>8</sub>	7.69	C <sub>16</sub>	3.27	C <sub>24</sub>	1.47	total	100.00

C<sub>1</sub> ~ C<sub>6</sub>: 7.90, C<sub>7+</sub>: 92.10



本实验采用悬滴法进行界面张力测定。应用 ANDREAS 等提出的选面法<sup>[20]</sup> 计算界面张力,实验方法在文献<sup>[19]</sup> 中已作详细阐述。记录 300.15 K, 0.5~4.1 MPa 下 CO<sub>2</sub> 在原油中不同时间下的悬滴图像并计算动态界面张力。

### 3 结果与讨论

#### 3.1 动态界面张力与平衡界面张力

在 300.15 K 下,不同压力下动态界面张力随着时间的变化如图 2 所示,动态界面张力随着时间的增大逐渐趋于一个稳定值,这个稳定值就定义为平衡界面张力。从图 2 可以看出动态界面张力随着压力的升高而降低,这是由于在高压下 CO<sub>2</sub> 在原油中的平衡浓度更高,能够有效降低原油的界面张力。

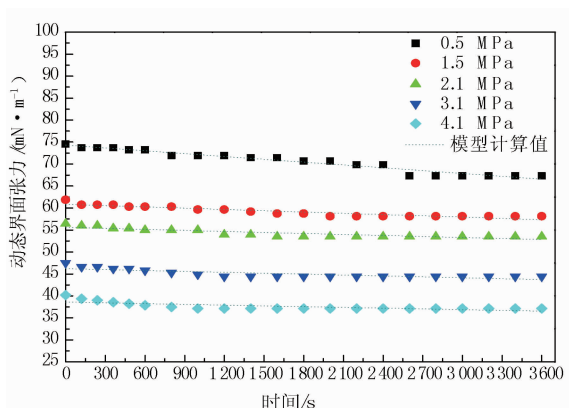


图 2 300.15 K,不同压力下测得的动态界面张力(点)与计算的动态界面张力(线)随着时间的变化

动态界面张力在高压下能够更快地达到平衡界面张力,5 个不同压力下的平衡界面张力如图 3 所示。从图 3 可以看出平衡界面张力随着压力的升高而降低。通过 Simon - Graue 关系式<sup>[11]</sup> 得出 CO<sub>2</sub> 在原油中的平衡浓度与压力的关系,见图 3。

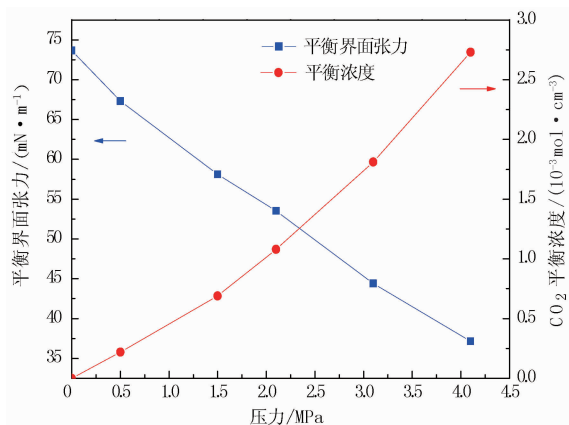


图 3 300.15 K 下,CO<sub>2</sub> 在原油中的平衡界面张力、平衡浓度与压力的关系曲线

从图 3 可以看出 CO<sub>2</sub> 的平衡浓度随着压力的升高而增大。在 300.15 K 下,CO<sub>2</sub> 在原油中的平衡界面张力与平衡浓度的关系见图 4。图 4 就作为 300.15 K 下测得的平衡界面张力与 CO<sub>2</sub> 在原油中平衡浓度的关系曲线。

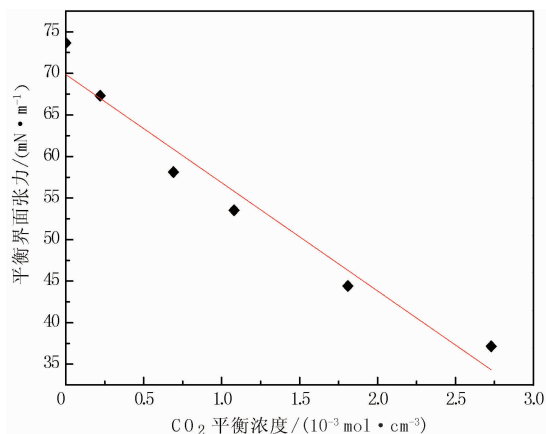


图 4 300.15 K 下,CO<sub>2</sub> 在原油中的平衡界面张力与平衡浓度关系曲线

#### 3.2 扩散系数和传质 Biot 数

通过测得的动态界面张力数值,目标函数  $E(D, k_D)$  通过计算能够最小化,这样能够确定 CO<sub>2</sub> 在原油中每个压力下的扩散系数  $D$  和传质 Biot 数  $k_D$ 。在 300.15 K,  $p = 0.5$  MPa 下,原油 - CO<sub>2</sub> 体系在不同传质 Biot 数下的扩散系数  $D$  如图 5 所示,从图 5 可以看出,对于一个给定的传质 Biot 数,存在一个最佳扩散系数  $D$  使全局目标函数最小化。对于不同的传质 Biot 数,存在一对扩散系数  $D$  和传质 Biot 数  $k_D$  最优值,能够使目标函数最小化。在 300.15 K,  $p = 0.5$  MPa 下,原油 - CO<sub>2</sub> 体系的最优扩散系数  $D = 0.48 \times 10^{-9}$  m<sup>2</sup>/s,最优传质 Biot 数  $k_D = 4.0$ 。

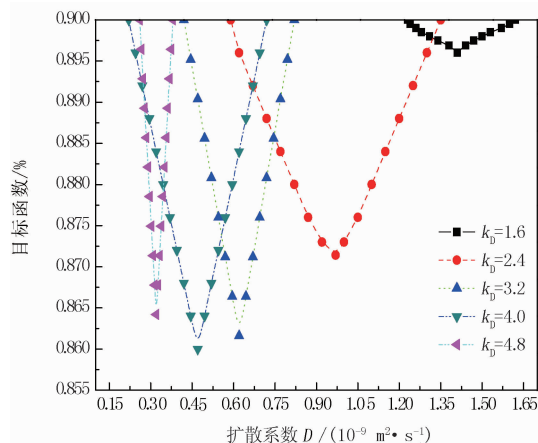


图 5 300.15 K,0.5 MPa 下不同传质 Biot 数下目标函数与扩散系数的关系曲线

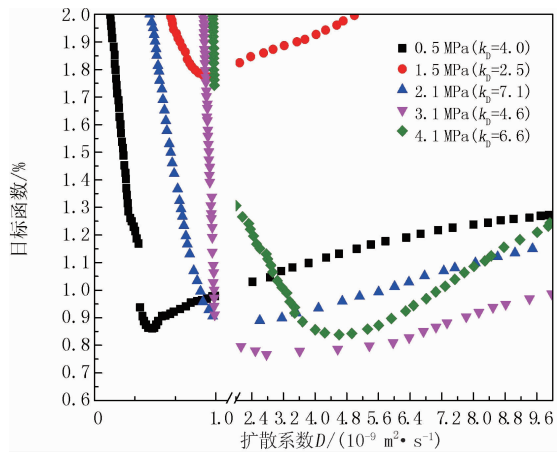


图 6 300.15 K, 0.5 MPa 下不同压力下的全局最优传质 Biot 数下的目标函数与扩散系数的关系曲线

图 6 表示在  $p = 0.5, 1.5, 2.1, 3.1, 4.1$  MPa 下,

表 2 300.15 K, 不同压力下的  $\text{CO}_2$  在原油中的平衡浓度、扩散系数  $D$ 、传质 Biot 数  $k_D$ 、界面传质系数  $k$  以及全局最小目标函数  $E_{\min}(\%)$

$p/\text{MPa}$	$c_{\text{eq}}/(10^{-3} \text{ mol} \cdot \text{cm}^{-3})$	$D/(10^{-9} \text{ m}^2/\text{s})$	$k_D$	$k/(10^{-5} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1})$	$E_{\min}/\%$
0.5	0.22	0.45	4.0	0.85	0.86
1.5	0.69	0.93	2.5	1.03	1.81
2.1	1.08	0.97	7.1	4.13	0.91
3.1	1.81	2.77	4.6	4.70	0.77
4.1	2.73	4.61	6.6	8.33	0.84

从表 2 还可以看出,  $\text{CO}_2$  在原油中的平衡浓度随压力的升高而增大,  $\text{CO}_2$  在原油中的溶解能够降低原油 -  $\text{CO}_2$  之间的界面张力, 因为这样  $\text{CO}_2$  能够更容易通过原油 -  $\text{CO}_2$  界面扩散进入原油相, 造成高压下有更大的扩散系数和界面传质系数, 这样,  $\text{CO}_2$  - 原油的动态界面张力在更短的时间内达到平衡界面张力。

#### 4 结论

本文采用动态界面张力法研究 300.15 K, 0.5 ~ 4.1 MPa 下  $\text{CO}_2$  在中原油田胡 12 块轻质原油中的扩散系数和界面传质系数, 得到原油 -  $\text{CO}_2$  体系的扩散系数为  $(0.45 \sim 4.61) \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ , 传质 Biot 数为 2.5 ~ 7.1, 界面传质系数为  $(0.85 \sim 8.33) \times 10^{-5} \text{ m/s}$ , 模型计算与实验测得动态界面张力的均方根相对误差低于 1.81%, 说明本文建立的传质模型具有较好的稳定性, 动态界面张力法在一定程度上能够用于  $\text{CO}_2$  在原油中扩散系数的测定。

#### 参考文献:

[1] 杨胜来, 郎兆新. 影响  $\text{CO}_2$  吞吐采油效果的若干因素研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2002, 17(1): 32-34.

$\text{CO}_2$  的扩散系数  $D$  在全局最优传质 Biot 数下不同的目标函数  $E(D, k_D)$ 。从图 6 可以看出, 每一目标函数曲线都对应一个最佳扩散系数  $D$ , 能够使目标函数最小化。此时, 扩散系数  $D$  和传质 Biot 数  $k_D$  就作为真实值。本次研究中, 300.15 K, 0.5 ~ 4.1 MPa 下, 扩散系数  $D$  的计算结果为  $(0.45 \sim 4.61) \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ , 传质 Biot 数为 2.5 ~ 7.1, 界面传质系数为  $(0.85 \sim 8.33) \times 10^{-5} \text{ m/s}$ 。

300.15 K,  $p = 0.5, 1.5, 2.1, 3.1, 4.1$  MPa 下计算出的  $\text{CO}_2$  在原油中的平衡浓度、扩散系数、传质 Biot 数、界面传质系数以及全局最小目标函数  $E_{\min}(D, k_D)$  值见表 2。

从表 2 可以看出, 理论计算与实验测得的界面张力均方根相对误差低于 1.81%。

[2] 任韶然, 于洪敏, 左景桀, 等. 中原油田空气泡沫调驱提高采收率技术[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 413-416.

[3] DO H D, PINCZEWSKI W V. Diffusion - controlled swelling of reservoir oil by indirect contact with injection gas[J]. Chemical Engineering Science, 1993, 48(18): 3243-3252.

[4] BIJELJIC B, MUGGERIDGE A H, Blunt M J. Multi - component mass transfer across water films during hydrocarbon gas injection [J]. Chemical Engineering Science, 2003, 58(11): 2377-2388.

[5] 刘一江, 刘积松, 黄忠桥, 等. 聚合物和二氧化碳驱油技术 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2001: 94.

[6] SIGMUND P M. Prediction of molecular diffusion at reservoir conditions, part I - measurement and prediction of binary dense gas diffusion coefficients[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1976, 15(2): 1-7.

[7] WEN Y, BRYAN J, KANTZAS A. Estimation of diffusion coefficients in bitumen solvent mixtures as derived from low field NMR spectra[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2005, 44: 4.

[8] FU B C H, PHILLIPS C R. New technique for determination of diffusivities of volatile hydrocarbons in semi - solid bitumen[J]. Fuel, 1979, 58(8): 557-560.

[9] RENNER T A. Measurement and correlation of diffusion coefficients for  $\text{CO}_2$  and rich - gas applications[J]. SPE Reservoir Engineering, 1978, 3(2): 517-523.

(下转至第 73 页)

善压裂转注井水驱不均匀的现象,达到改善压裂转注井注水效果的目的。

#### 参考文献:

- [1] 李忠兴,杨克文,史成恩,等. 鄂尔多斯盆地低渗透油田注水开发的调整与优化[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2003,18(06):43-46,57.
- [2] 王文环,彭缓缓,李光泉,等. 长庆特低渗透油藏注水动态裂缝及井网加密调整模式研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(01):106-110.
- [3] 李恕军,柳良仁,熊维亮. 安塞油田特低渗透油藏有效驱替压力系统研究及注水开发调整技术[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(05):62-65.
- [4] 刘伟伟,苏月琦,王茂文,等. 特低渗油藏压裂井注采井距与注水见效关系[J]. 断块油气田, 2012, 19(06):736-739.
- [5] 张琪. 采油工程原理与设计[M]. 东营:中国石油大学出版社, 2006.
- [6] B. R. Meyer, R. H. Jakot. Pseudosteady - State Analysis of Finite - Conductivity Vertical Fractures. Texas. SPE 95941, 2005.
- [7] 范天一,宋新民,吴淑红,等. 低渗透油藏水驱动态裂缝数学模型及数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4):496-501.
- [8] 李传亮,朱苏阳. 水驱油效率可达到 100% [J]. 岩性油气藏, 2016,28(01):1-5.
- [9] 杨胜来,魏俊之. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社, 2015.
- [10] 孙晓瑞. 安塞油田王窑区裂缝分布特征及改善开发效果研究[D]. 荆州:长江大学, 2013.
- [11] 王友净,宋新民,田昌炳,等. 动态裂缝是特低渗透油藏注水

开发中出现的新的开发地质属性[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2):222-228.

- [12] 闫范,侯平舒,张士建,等. 非均质注水开发油藏提高水驱油效率研究及应用[J]. 钻采工艺, 2003, 26(6):48-49.
- [13] 张士诚,刘永喜. 注水井压裂调剖设计方法研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2000, 24(2):54-57.
- [14] 张兵,蒲春生,于浩然,等. 裂缝性油藏多段塞凝胶调剖技术研究及应用[J]. 油田化学, 2016, 33(1):46-50.
- [15] 王富华. 裂缝-孔隙型低渗气藏损害室内评价方法研究[J]. 断块油气田, 2006, 13(3):47-50.
- [16] 战永平,付春丽,李松岩. 致密砂岩裂缝型油气藏岩心人工裂缝制备方法[J]. 实验室研究与探索, 2017, 36(1):10-12.
- [17] Xiao K, Mu L, Wu X, et al. Comprehensive study of polymer gel profile control for wag process in fractured reservoir; using experimental and numerical simulation[R]. SPE 179860, 2016.
- [18] Wang G, Zhang D, Yin D, et al. Performance evaluation and laboratory experimental study on new gel - type profile control agent[R]. SPE 164225, 2013.
- [19] Shen P, Dong H, Li W, et al. Experimental evidences for the mobility of weak gel in the porous media[R]. SPE 64729, 2000.
- [20] 谢水祥,蒋官澄,陈勉,等. 有机硅吸水膨胀型选择性堵水剂的合成与性能评价[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(1):92-97.
- [21] 赵冕,李博,蔡永茂,等. 一种新型油田高渗透层封堵技术——超细纤维封堵剂[J]. 油田化学, 2014, 31(4):518-522.

(编辑 韩 枫)

(上接第 59 页)

- [10] YU C S L. The time - dependent diffusion of CO<sub>2</sub> in n - hexadecane at elevated pressures[D]. Canada Calgary: University of Calgary, 1984.
- [11] BIJELJIC B, MUGGERIDGE A H, BLUNT M J. Multi - component mass transfer across water films during hydrocarbon gas injection [J]. Chemical Engineering Science, 2003, 58(11):2377-2388.
- [12] YANG C D, GU Y A. A new method for measuring solvent diffusion coefficient in heavy oil by dynamic pendant drop shape analysis (DPDSA) [J]. SPE Journal, 2006, 11(1):48-57.
- [13] YANG C D, GU Y A. New experimental method for measuring gas diffusion coefficient in heavy oil by dynamic pendent drop volume analysis (DPDVA) [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2005, 44(12):4474-4483.
- [14] GHEZ R. Diffusion phenomena; cases and studies [M]. New York: Kluwer Academic & Plenum Publishers, 2001.
- [15] CIVAN F, RASMUSSEN M L. Improved measurement of gas diffusivity for miscible gas flooding under nonequilibrium and equilibri-

um condition [C]. Paper SPE 75135, Proceeding of SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, 2002.

- [16] YANG D Y. Interfacial interactions of the crude oil - reservoir brine - reservoir rock systems with dissolution of CO<sub>2</sub> under reservoir conditions[D]. Canada Regina: University of Regina, 2005.
- [17] HANSEN R S, WALLACE T C. The kinetics of adsorption of organic acid at the water - air interface [J]. Journal of Physical Chemistry, 1959, 63:1085.
- [18] SIMON R, GRAUE D J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO<sub>2</sub> - crude oil system [J]. Journal of Petroleum Technology, 1965, 17(1):102-106.
- [19] LI S L, SUN C Y, LIU B, et al. Initial thickness measurements and insights into crystal growth of methane hydrate film [J]. AIChE Journal, 2013, 56(6):2145-2154.
- [20] ANDREAS J H, HAUSER E A, TUCKER W B. Boundary tension by pendant drops[J]. Journal of Physical Chemical, 1938, 42(8):1001-1019.

(编辑 谢 葵)