

文章编号:1673-5005(2018)04-0091-09 doi:10.3969/j. issn. 1673-5005. 2018. 04. 011

基于 B-L 方程的低渗透油藏 CO₂ 水气交替注入能力

孟凡坤^{1,2}, 苏玉亮², 郝永卯², 李亚军², 童 刚³

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580;
3. 中国石油长庆油田分公司第一采油厂, 陕西西安 710200)

摘要:注入能力的降低是制约低渗透油藏 CO₂ 水气交替(WAG)驱提高采收率的关键因素。采用特征线法, 考虑 CO₂ 在原油、注入水中的溶解及 CO₂ 对原油的抽提作用, 引入渗流阻滞系数, 对气驱油及水驱气过程中的 Buckley-Leverett(B-L)方程进行修正, 确定气驱油、水驱气前缘及尾部移动速度, 结合多重复合油藏渗流理论, 建立可表征 CO₂ 水气交替驱注入能力变化的数学模型, 并应用 Laplace 变换及 Stehfest 数值反演, 求得井底压力解。通过与不同地层渗透率下的数值模拟结果进行对比, 验证模型的准确性。结果表明, 相比于偏油湿地层, 偏水湿地层水的注入能力较低; CO₂ 与原油间界面张力越小, 注水能力越大; 当地层渗透率低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 水的注入能力急剧减小。

关键词:低渗透油藏; CO₂ 水气交替驱; 注入能力; B-L 方程; 复合模型

中图分类号:TE 357 **文献标志码:**A

引用格式:孟凡坤, 苏玉亮, 郝永卯, 等. 基于 B-L 方程的低渗透油藏 CO₂ 水气交替注入能力[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(4): 91-99.

MENG Fankun, SU Yuliang, HAO Yongmao, et al. Injectivity of CO₂ WAG in low permeability oil reservoirs based on B-L equations[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2018, 42(4): 91-99.

Injectivity of CO₂ WAG in low permeability oil reservoirs based on B-L equations

MENG Fankun^{1,2}, SU Yuliang², HAO Yongmao², LI Yajun², TONG Gang³

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;
2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China;
3. The First Oil Production Plant of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710200, China)

Abstract : The loss of injectivity has become one of the key factors restricting the recovery efficiency in CO₂ water-alternating-gas (WAG) projects for low permeability reservoir. In this paper, considering the solubility of CO₂ in oil and water and the evaporation of oil components by CO₂, a method of characteristics was used, and a retardation factor was introduced to modify the Buckley-Leverett (B-L) equations during CO₂ flooding and water displacing CO₂. Then, the front and rear velocity for CO₂ flooding and water displacing gas can be determined. A mathematic model to calculate the injectivity of CO₂ WAG was proposed based on the flowing theory of composite reservoirs and the front and rear velocity of CO₂ and water flow in the WAG process. The methods of Laplace transformation and Stehfest numerical inversion were applied to solve the model and obtain an approximate solution of the bottom-hole pressure. The analytical model was verified by numerical simulation results for reservoirs with different permeability. Sensitivity analysis shows that, in comparison with partial oil-wet reservoirs, the injectivity of water is lower for partial water-wet formations. The water injectivity increases with the reduction of CO₂-oil interfacial tension. When the reservoir permeability is lower than $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the injectivity of water deceases significantly.

收稿日期:2017-09-19

基金项目:国家“973”重点基础研究发展计划项目(2014CB239103); 国家自然科学基金项目(51674279); 教育部长江学者和创新团队发展计划项目(IRT1294); “十三五”国家油气重大专项(2016ZX05015-003)

作者简介:孟凡坤(1990-), 男, 博士研究生, 研究方向为非常规气藏数值模拟与产能预测、注气提高采收率。E-mail : mengfk09021021@163.com。

Keywords: low permeability oil reservoir; water-alternating-CO₂ flooding; injectivity; B-L equations; composite model

低渗透油藏由于存在“三低”特性,在油藏后续开发过程中,地层能量补充及提高采收率较为困难^[1-2]。国内外大量矿场实践及室内试验研究表明,相比于其他气体,CO₂有较好的驱油特性,可大幅提高低渗透油藏采收率^[3-4],但常规的连续注气(CO₂)存在注入CO₂突破过早、波及效率低的问题,CO₂水气交替驱综合了水驱、CO₂驱的优点,不但可提高波及系数,还可增加驱油效率,在低渗透油藏提高采收率方面具有广阔的应用前景^[5-7]。但与连续注气、注水相比,水气交替驱注入能力发生异常的可能性明显增加,由于水的流度相比于CO₂相对较小,注水能力的降低显得尤为突出^[8]。就目前国内外已开展的CO₂水气交替驱矿场项目,注水能力的降低已成为制约水气交替驱提高采收率的关键因素之一^[9-10]。针对水气交替驱注入能力的预测与评价问题,国内外学者已开展了一些研究,但大多借助于试验手段,分析CO₂水气交替注入过程中注入能力变化规律^[11-17]。对于理论研究,已建立的数学模型中未能充分考虑CO₂与原油、注入水之间的相互作用。为此,笔者根据以上研究中理论模型存在的不足,基于传统的B-L方程,考虑CO₂、原油及注入水之间的相互作用,通过对气驱油及水驱气过程中的B-L方程进行修正,并结合多重复合油藏渗流理论,建立CO₂水气交替驱数学模型,以此分析地层润湿性、CO₂-原油界面张力及渗透率等对水气交替注入过程中注水能力的影响。

1 CO₂水气交替驱模型

1.1 物理模型

研究的CO₂水气交替驱模型驱替形式为先注CO₂后注水,CO₂与原油非混相,但存在相互作用,对模型做出以下基本假设:①圆形地层、水平、均质、等厚,外边界封闭,上下有不渗透隔层,中心有一口注入井,定流量注入CO₂/水;②考虑CO₂在原油、注入水中的溶解及CO₂对原油的抽提作用;③流体微可压缩,流动过程等温,流动服从达西定律,忽略毛管力与重力分异作用的影响。CO₂水气交替注入所形成的饱和度剖面如图1所示。I区为水区,II区为CO₂-水过渡区,III区为CO₂区,IV区为饱和CO₂的原油与饱和油组分的CO₂所形成的CO₂-原油过渡区,V区为未波及原油区。

1.2 修正的B-L方程

CO₂水气交替注入过程可分为CO₂驱油与水驱CO₂两个独立的阶段,因此可应用Buckley-Leverett理论求得气驱油及水驱气过程中前缘的移动速度。但考虑到CO₂在油、注入水中的溶解及油组分在CO₂中的挥发,必须对B-L方程加以修正。以一维CO₂非活塞式驱油模型为例,分流量形式下CO₂组分物质的量浓度守恒式^[18-21]为

$$\frac{\partial C_{\text{CO}_2}}{\partial T_D} + \frac{\partial F_{\text{CO}_2}}{\partial x_D} = 0. \quad (1)$$

其中

$$C_{\text{CO}_2} = S_g C_{\text{CO}_2,g} + (1 - S_g) C_{\text{CO}_2,o},$$

$$F_{\text{CO}_2} = f_g C_{\text{CO}_2,g} + (1 - f_g) C_{\text{CO}_2,o},$$

$$T_D = qBt/\varphi AL, \quad x_D = x/L.$$

式中,C_{CO₂}为CO₂在气相和油相中的总物质的量浓度,mol/L;F_{CO₂}为总的CO₂组分流量,mol/L;T_D为无因次注入时间;x_D为无因次距离;C_{CO_{2,g}}和C_{CO_{2,o}}分别为CO₂在油、气相中物质的量浓度,mol/L;S_g和f_g分别为CO₂饱和度、分流量;q为流体注入速率,m³/d;B为流体体积系数;φ为地层孔隙度;A为渗流截面积,m²;x为流体渗流长度,m;L为一维地层长度,m;t为流体注入时间,d。

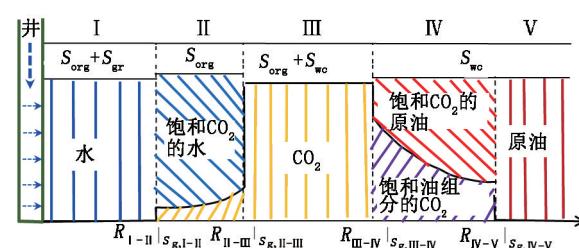


图1 CO₂水气交替驱饱和度剖面示意图

Fig. 1 Schematic of saturation profile for CO₂ water-alternating-gas flooding

式(1)为一维拟线性方程,可运用特征线法进行求解^[22],其特征方程为

$$\frac{dT_D}{1} = \frac{dx_D}{dF_{\text{CO}_2}/dC_{\text{CO}_2}} = \frac{dC_{\text{CO}_2}}{0}. \quad (2)$$

因dC_{CO₂}/dT_D=0,故特征线方向上的CO₂物质的量浓度为常数,由此可得等CO₂物质的量浓度剖面移动速度v_{C_{CO₂}}表达式为

$$v_{\text{CO}_2} = \frac{dx_D}{dT_D} = \frac{dF_{\text{CO}_2}}{dC_{\text{CO}_2}}. \quad (3)$$

CO₂ 驱油的前缘与尾部存在 CO₂ 物质的量浓度跳跃, 移动速度可近似转换为差分格式为

$$v_{c_{CO_2}} = \frac{dF_{CO_2}}{dC_{CO_2}} \approx \frac{\Delta F_{CO_2}}{\Delta C_{CO_2}} = \frac{(F_{CO_2})_{up} - (F_{CO_2})_{down}}{(C_{CO_2})_{up} - (C_{CO_2})_{down}}. \quad (4)$$

根据式(4)可推导 CO₂ 驱油前缘与尾部移动速度 $v_{c_{CO_2, IV-V}}$ 和 $v_{c_{CO_2, III-IV}}$ 分别为

$$v_{c_{CO_2, IV-V}} = \frac{[f_g C_{CO_2,g} + (1-f_g) C_{CO_2,o}]^{IV+} - 0}{(S_g C_{CO_2,g} + S_o C_{CO_2,o})^{IV+} - 0} \approx \\ f_g^{IV+} - D_{IV-V} = \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) \Big|_{S_g, IV-V}, \quad (5)$$

$$v_{c_{CO_2, III-IV}} = \frac{(f_g C_{CO_2,g})^{III+} - [f_g C_{CO_2,g} + (1-f_g) C_{CO_2,o}]^{IV-}}{(S_g C_{CO_2,g})^{III+} - (S_g C_{CO_2,g} + S_o C_{CO_2,o})^{IV-}} \approx \\ C_{CO_2,g}^{III+} - [f_g C_{CO_2,g} + (1-f_g) C_{CO_2,o}]^{IV-} = f_g^{IV-} - D_{III-IV} = \\ C_{CO_2,g}^{III+} - [S_g C_{CO_2,g} + (1-S_g) C_{CO_2,o}]^{IV-} = S_g^{IV-} - D_{III-IV} =$$

$$\left(\frac{df_g}{dS_g} \right) \Big|_{S_g, III-IV}, \quad (6)$$

$$D_{IV-V} = \frac{C_{CO_2,o}^{IV+}}{C_{CO_2,o}^{IV+} - C_{CO_2,g}^{IV+}}, \quad D_{III-IV} = \frac{C_{CO_2,g}^{III+} - C_{CO_2,o}^{IV-}}{C_{CO_2,g}^{IV-} - C_{CO_2,o}^{IV-}}. \quad (7)$$

式中, D_{IV-V} 和 D_{III-IV} 分别定义为 CO₂ 在 IV 区与 V 区、III 区与 IV 区间的渗流扩散阻滞系数; S_g 为含油饱和度; $S_{g, IV-V}$ 和 $S_{g, III-IV}$ 分别为 IV 区与 V 区、III 区与 IV 区交界面处的含气饱和度; S_g^{IV+} 和 S_g^{IV-} 分别为 IV 区左、右端面处含气饱和度; f_g^{IV+} 和 f_g^{IV-} 分别为 IV 区左、右端面处气体分流量; $C_{CO_2,o}^{IV+}$ 和 $C_{CO_2,g}^{IV+}$ 分别为 IV 区右端面 CO₂ 在油相、气相中的物质的量浓度, mol/L; $C_{CO_2,o}^{IV-}$ 和 $C_{CO_2,g}^{IV-}$ 分别为 IV 区左端面 CO₂ 在油相、气相中的物质的量浓度, mol/L; $C_{CO_2,g}^{III+}$ 为 III 区右端面 CO₂ 在气相中的物质的量浓度, mol/L。

忽略束缚水的影响, 在 III 区最大含气饱和度下 $f_g = 1$ 。CO₂ 驱油前缘、尾部移动速度可根据式(5)、(6)用图解法求解(图 2)。图 2 中线①、②的斜率即代表前缘与尾部移动速度。

公式(5)、(6)求取的是基于一维线性流的前缘与尾部移动速度, 对于平面径向流, 移动速度表达式须做出适当变换:

$$\frac{dr}{dt} = \frac{qB}{2\pi rh\varphi} \frac{df_g}{dS_g}. \quad (8)$$

式中, r 为地层半径, m; h 为地层厚度, m。

对式(8)分离变量并积分:

$$R^2 - r_w^2 = \frac{\int_0^t qB dt}{\pi h\varphi} \frac{df_g}{dS_g}. \quad (9)$$

式中, R 为流体渗流半径, m; r_w 为井径, m。

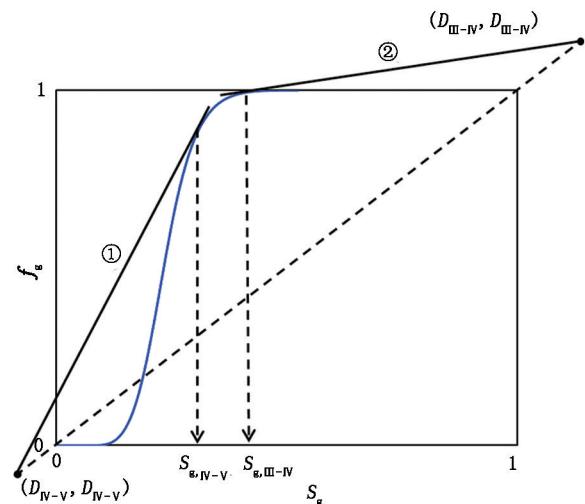


图 2 CO₂ 驱油分流量曲线

Fig. 2 Fractional flow curve for CO₂ displacing oil

由于 r_w 较小, 忽略其影响, 同时对式(9)无因次化:

$$\frac{R^2}{T_D} \Big|_{S_g} = \frac{df_g}{dS_g} \Big|_{S_g}. \quad (10)$$

其中

$$R_D = R/r_w.$$

对于 CO₂ 驱油与水驱 CO₂ 过程, T_D 有不同的表达式, 分别为

$$T_{D1} = \frac{Q_g + q_w B_w t_w}{\pi r_w^2 \varphi h}, \quad T_{D2} = \frac{q_w B_w t_w}{\pi r_w^2 \varphi h}. \quad (11)$$

式中, T_{D1} 为无因次 CO₂ 与水累积注入体积; T_{D2} 为无因次累积注水体积; Q_g 为 CO₂ 总注入量, m³; q_w 为注水速率, m³/d; B_w 为注入水体积系数; t_w 为注水时间, d。

分别联立式(10)与式(5)、(6), 求得不同时刻下气驱油前缘与尾部无因次半径 R_{IV-V} 与 R_{III-IV} 分别为

$$R_{IV-V} = \sqrt{T_{D1} v_{c_{CO_2, IV-V}}}, \quad R_{III-IV} = \sqrt{T_{D1} v_{c_{CO_2, III-IV}}}. \quad (12)$$

对于水驱 CO₂, 忽略残余油的影响, 运用与 CO₂ 驱油类似的方法可以得到其前缘、尾部移动速度 ($v_{c_{CO_2, II-III}}$ 、 $v_{c_{CO_2, I-II}}$) 与无因次半径 (R_{II-III} 、 R_{I-II}), 分别为

$$v_{c_{CO_2, II-III}} = \frac{[f_g C_{CO_2,g} + (1-f_g) C_{CO_2,w}]^{II+} - (f_g C_{CO_2,g})^{III-}}{(S_g C_{CO_2,g} + S_w C_{CO_2,w})^{II+} - (S_g C_{CO_2,g})^{III-}} \\ \approx \frac{[f_g C_{CO_2,g} + (1-f_g) C_{CO_2,w}]^{II+} - C_{CO_2,g}^{III-}}{[S_g C_{CO_2,g} + (1-S_g) C_{CO_2,w}]^{II+} - C_{CO_2,g}^{III-}} = \frac{f_g^{II+} - D_{II-III}}{S_g^{II+} - D_{II-III}} = \\ \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) \Big|_{S_g, II-III}, \quad (13)$$

$$\begin{aligned} v_{\text{CO}_2, \text{I-II}} &= \frac{0 - [f_g C_{\text{CO}_2,g} + (1-f_g) C_{\text{CO}_2,w}]^{\text{II}-}}{0 - (S_g C_{\text{CO}_2,g} + S_w C_{\text{CO}_2,w})^{\text{II}-}} \approx \\ &\frac{[f_g C_{\text{CO}_2,g} + (1-f_g) C_{\text{CO}_2,w}]^{\text{II}-}}{[S_g C_{\text{CO}_2,g} + (1-S_g) C_{\text{CO}_2,w}]^{\text{II}-}} = \frac{f_g^{\text{II}-} - D_{\text{I-II}}}{S_g^{\text{II}-} - D_{\text{I-II}}} = \\ &\left(\frac{df_g}{dS_g}\right) \Big|_{S_g, \text{I-II}}, \end{aligned} \quad (14)$$

$$D_{\text{II-III}} = \frac{C_{\text{CO}_2,g}^{\text{III}-} - C_{\text{CO}_2,w}^{\text{II}+}}{C_{\text{CO}_2,g}^{\text{II}+} - C_{\text{CO}_2,w}^{\text{II}+}}, \quad D_{\text{I-II}} = \frac{C_{\text{CO}_2,w}^{\text{II}-}}{C_{\text{CO}_2,w}^{\text{II}-} - C_{\text{CO}_2,g}^{\text{II}-}}, \quad (15)$$

$$R_{\text{II-III}} = \sqrt{T_{\text{D2}} v_{\text{CO}_2, \text{II-III}}}, \quad R_{\text{I-II}} = \sqrt{T_{\text{D2}} v_{\text{CO}_2, \text{I-II}}}. \quad (16)$$

式中, $D_{\text{I-II}}$ 和 $D_{\text{II-III}}$ 分别定义为 I 区与 II 区、II 区与 III 区渗流扩散阻滞系数; S_w 为含水饱和度; $S_{g, \text{I-II}}$ 和 $S_{g, \text{II-III}}$ 分别为 I 区与 II 区、II 区与 III 区交界面处的含气饱和度; $S_g^{\text{II}-}$ 和 $S_g^{\text{II}+}$ 分别为 II 区左、右端面含气饱和度; $f_g^{\text{II}-}$ 和 $f_g^{\text{II}+}$ 分别为 II 区左、右端面气体分流量; $C_{\text{CO}_2,w}^{\text{II}-}$ 和 $C_{\text{CO}_2,g}^{\text{II}+}$ 分别为 II 区右端面 CO_2 在水相、气相中的物质的量浓度, mol/L ; $C_{\text{CO}_2,w}^{\text{II}+}$ 和 $C_{\text{CO}_2,g}^{\text{II}-}$ 分别为 II 区左端面 CO_2 在水相、气相中的物质的量浓度, mol/L ; $C_{\text{CO}_2,g}^{\text{III}-}$ 为 III 区左端面 CO_2 在气相中的物质的量浓度, mol/L 。

因不考虑水在 CO_2 中的扩散, II 区右端面与 III 区左端面中 CO_2 物质的量浓度相同, 即 $D_{\text{II-III}}$ 为 1。与 CO_2 驱油前缘、尾部移动速度求取方法类似, 水驱 CO_2 移动速度亦可运用图解法求解(图 3)。线③、④的斜率即为水驱气过程中形成的前缘与尾部的移动速度。

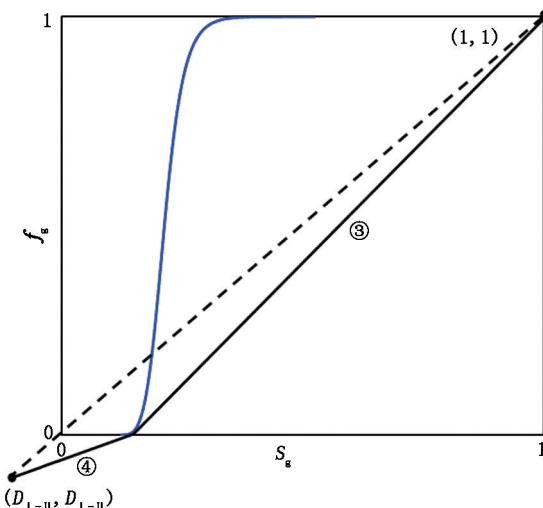


图 3 水驱气分流量曲线

Fig. 3 Fractional flow curve for water displacing gas

综合图 2、3 分析, 直线③的斜率明显大于④, 即水驱 CO_2 前缘快于 CO_2 驱油尾部的移动速度, 因此随注入水量的增加, 两者会发生交汇, 此时情况较为

复杂, 超出本文的研究范围, 本文中仅研究两者交汇之前的驱替过程。

1.3 数学模型

基于图 1 所示的 CO_2 水气交替驱物理模型, 应用多重复合油藏渗流理论^[23-24], 考虑表皮系数和井筒存储的影响, 建立外边界封闭条件下的无因次数学模型为

$$\frac{\partial^2 p_{\text{Dj}}}{\partial r_{\text{D}}^2} + \frac{1}{r_{\text{D}}} \frac{\partial p_{\text{Dj}}}{\partial r_{\text{D}}} = \frac{\partial p_{\text{Dj}}}{\partial t_{\text{D}}} \quad (1 \leqslant r_{\text{D}} \leqslant R_{\text{Dj}}), \quad (17)$$

$$\frac{\partial^2 p_{\text{Dn}}}{\partial r_{\text{D}}^2} + \frac{1}{r_{\text{D}}} \frac{\partial p_{\text{Dn}}}{\partial r_{\text{D}}} = \eta_{1n} \frac{\partial p_{\text{Dn}}}{\partial t_{\text{D}}} \quad (R_{\text{D}_{n-1}} \leqslant r_{\text{D}} \leqslant R_{\text{Dn}}, n=2,3,4,5), \quad (18)$$

$$\eta_{1n} = \frac{\lambda_{1n}}{F_{\text{S1n}}}, \quad F_{\text{S1n}} = \frac{C_{\text{t1}}}{C_{\text{tn}}}, \quad t_{\text{D}} = \frac{86.4kt}{\varphi\mu_w C_{\text{t1}} r_w^2}, \quad (19)$$

$$p_{\text{Dj}} = \frac{kh(p_j - p_i)}{1.842 \times 10^{-3} q_w \mu_w B_w}. \quad (20)$$

其中

$$\lambda_{12} = \frac{\lambda_w}{(\bar{\lambda}_g + \bar{\lambda}_w)} \Big|_{S_{g,\text{ave}}^{\text{II}}}, \quad \lambda_{13} = \frac{\lambda_w}{\lambda_g},$$

$$\lambda_{14} = \frac{\lambda_w}{(\bar{\lambda}'_g + \bar{\lambda}_o)} \Big|_{S_{g,\text{ave}}^{\text{IV}}}, \quad \lambda_{15} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o},$$

$$\lambda_w = kK_{rw}/\mu_w, \quad \lambda_g = kK_{rg}/\mu_g, \quad \lambda_o = kK_{ro}/\mu_o,$$

$$C_{\text{t1}} = S_w C_w + S_{\text{org}} C_o + S_{\text{gr}} C_g + C_r,$$

$$C_{12} = (S_w C_w + S_g C_g) \Big|_{S_{g,\text{ave}}^{\text{II}}} + S_{\text{org}} C_o + C_r,$$

$$C_{13} = S_g C_g + S_{\text{wc}} C_w + S_{\text{org}} C_o + C_r,$$

$$C_{14} = (S_g C_g + S_o C_o) \Big|_{S_{g,\text{ave}}^{\text{IV}}} + S_{\text{wc}} C_w + C_r,$$

$$C_{15} = C_w S_{\text{wc}} + S_o C_o + C_r.$$

式中, t_{D} 为无因次时间; p_{Dj} 分别为 I ~ V 区无因次压力($j=1, 2, 3, 4, 5$); p_j 为 j 区地层压力, MPa; p_i 为原始地层压力, MPa; k 为地层渗透率, μm^2 ; μ_w 为注入水地下黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; $R_{\text{D1}} \sim R_{\text{D4}}$ 分别等价于 $R_{\text{I-II}}$ 、 $R_{\text{II-III}}$ 、 $R_{\text{III-IV}}$ 与 $R_{\text{IV-V}}$, $R_{\text{D5}} = R_e/r_w$, $r_D = r/r_w$; R_e 为储层半径, m; η_{1n} 为 I 区与 n 区的导压系数比; F_{S1n} 为 I 区与 n 区的储容比; λ_{1n} 为 I 区与 n 区流体流度比; C_{tj} 为 j 区综合压缩系数, MPa^{-1} ; λ_w 、 λ_g 和 λ_o 分别为 I 区注入水流度、III 区 CO_2 流度及 V 区原油流度, $\mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; $\bar{\lambda}_g$ 和 $\bar{\lambda}_w$ 分别为 II 区平均含气饱和度 $S_{g,\text{ave}}^{\text{II}}$ 下 CO_2 和水的流度, $\mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; $\bar{\lambda}'_g$ 和 $\bar{\lambda}_o$ 分别为 IV 区平均含气饱和度 $S_{g,\text{ave}}^{\text{IV}}$ 下 CO_2 和油的流度, $\mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; K_{rw} 、 K_{rg} 与 K_{ro} 分别为 I 区水、III 区 CO_2 及 V 区原油相对渗透率; μ_g 和 μ_o 分别为注入 CO_2 和原油地下黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; C_o 、 C_g 、 C_w 及 C_r 分别为原油、 CO_2 、水及岩石压缩系数, MPa^{-1} ; S_{wc} 为

束缚水饱和度; S_{org} 为气驱残余油饱和度; S_{gr} 为水驱 CO₂ 残余气饱和度。

为对模型进行求解, 需给出模型的初始及边界衔接条件。

初始条件为

$$p_{\text{D}1}=p_{\text{D}2}=p_{\text{D}3}=p_{\text{D}4}=p_{\text{D}5}=0 \quad (t_{\text{D}}=0). \quad (21)$$

内边界条件为

$$\frac{C_{\text{D}} dp_{\text{WD}}}{dt_{\text{D}}} - \left(\frac{\partial p_{\text{D}1}}{\partial r_{\text{D}}} \right)_{r_{\text{D}}=1} = 1, \quad p_{\text{WD}} = p_{\text{D}1} - S \left(\frac{\partial p_{\text{D}1}}{\partial r_{\text{D}}} \right)_{r_{\text{D}}=1}. \quad (22)$$

式中, C_{D} 为无因次井筒储集系数; S 为表皮系数; p_{WD} 为无因次井底压力。

外边界条件为

$$\left. \frac{\partial p_{\text{DS}}}{\partial r_{\text{D}}} \right|_{r_{\text{D}}=R_{\text{DS}}} = 0. \quad (23)$$

衔接条件为

$$\begin{cases} p_{\text{D}1} = p_{\text{D}2}, \quad \frac{\partial p_{\text{D}2}}{\partial r_{\text{D}}} = \lambda_{12} \frac{\partial p_{\text{D}1}}{\partial r_{\text{D}}} \quad (r_{\text{D}} = R_{\text{D}1}) ; \\ p_{\text{D}2} = p_{\text{D}3}, \quad \frac{\partial p_{\text{D}3}}{\partial r_{\text{D}}} = \frac{\lambda_{13}}{\lambda_{12}} \frac{\partial p_{\text{D}2}}{\partial r_{\text{D}}} \quad (r_{\text{D}} = R_{\text{D}2}) ; \\ p_{\text{D}3} = p_{\text{D}4}, \quad \frac{\partial p_{\text{D}4}}{\partial r_{\text{D}}} = \frac{\lambda_{14}}{\lambda_{13}} \frac{\partial p_{\text{D}3}}{\partial r_{\text{D}}} \quad (r_{\text{D}} = R_{\text{D}3}) ; \\ p_{\text{D}4} = p_{\text{D}5}, \quad \frac{\partial p_{\text{D}5}}{\partial r_{\text{D}}} = \frac{\lambda_{15}}{\lambda_{14}} \frac{\partial p_{\text{D}4}}{\partial r_{\text{D}}} \quad (r_{\text{D}} = R_{\text{D}4}) . \end{cases} \quad (24)$$

2 模型的求解与验证

2.1 修正 B-L 方程求解

由 1.2 节中的叙述可看出, 渗流扩散阻滞系数等参数需在 CO₂ 驱油、水驱 CO₂ 饱和度剖面已知后才能得以确定, 因此首先要根据改进的 CO₂ 驱三相相对渗透率 Corey 模型^[25] 得到气驱油及水驱气相对渗透率:

$$K_{\text{rog}} = \left(\frac{S_{\text{o}} - S_{\text{org}}}{1 - S_{\text{wc}} - S_{\text{org}}} \right)^{n_{\text{rog}}}, \quad K_{\text{rgo}} = \left(\frac{S_{\text{g}} - S_{\text{gc}}}{1 - S_{\text{wc}} - S_{\text{gc}}} \right)^{n_{\text{rgo}}}, \quad (25)$$

$$K_{\text{rwg}} = \left(\frac{S_{\text{w}} - S_{\text{wc}}}{1 - S_{\text{wc}} - S_{\text{org}}} \right)^{n_{\text{rwg}}}, \quad K_{\text{rgw}} = \left(\frac{S_{\text{g}} - S_{\text{gr}}}{1 - S_{\text{wc}} - S_{\text{org}} - S_{\text{gr}}} \right)^{n_{\text{rgw}}}. \quad (26)$$

式中, S_{gc} 为束缚气饱和度; K_{rog} 和 K_{rgo} 分别为 CO₂ 驱油过程中油、气的相对渗透率; n_{rog} 和 n_{rgo} 分别为 Corey 油、气相渗指数, 取值为 2~4; K_{rwg} 和 K_{rgw} 分别为水驱 CO₂ 过程中水、气相对渗透率; n_{rwg} 和 n_{rgw} 分别为 Corey 水、气相渗指数, 取值为 2~4。

已知 CO₂ 驱油及水驱气相对渗透率, 可得其分流量曲线; 根据 Buckley-Leverett 理论, 运用图解法可得到 CO₂ 驱油前缘含气饱和度, 假定尾部处为最

大含气饱和度, 在一定的温度、压力及原油组成下, 进行闪蒸平衡计算^[26-27], 将得到的油相与气相中 CO₂ 浓度代入式(7), 即可求得 D_{IV-V} 与 D_{III-IV}。

试验研究显示 CO₂ 在水中溶解浓度与压力、温度满足关系式^[28]:

$$R = \sum_{i=0}^1 \sum_{j=0}^1 C_{ij} (p - 30.6343)^i (T - 366.4833)^j. \quad (27)$$

式中, R 为 CO₂ 在水中的物质的量分数; p 为压力, MPa; T 为温度, K; $C_{00} = 1.87 \times 10^{-2}$, $C_{01} = -4.67 \times 10^{-5}$, $C_{10} = 4.54 \times 10^{-4}$, $C_{11} = -4.54 \times 10^{-7}$ 。根据式(27)计算结果即可求得 CO₂ 在水中的扩散浓度, 代入式(15), 进而得到 D_{I-II}。

已知 D_{IV-V}、D_{III-IV} 与 D_{II-III}、D_{I-II}, 运用图解法(图 2、3)可得到气驱油及水驱气前缘、尾部移动速度, 分别代入式(12)与式(16), 可求得不同注入时刻各区半径, 并带入数学模型, 实现修正 B-L 方程与复合油藏模型的耦合。

2.2 数学模型的求解

将建立的数学模型进行拉氏变换, 得到关于 r_{D} 的虚宗量 Bessel 函数通解为

$$\begin{cases} \bar{p}_{\text{D}1} = a_1 I_0(r_{\text{D}} \sqrt{s}) + a_2 K_0(r_{\text{D}} \sqrt{s}) ; \\ \bar{p}_{\text{D}2} = a_3 I_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{12}s}) + a_4 K_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{12}s}) ; \\ \bar{p}_{\text{D}3} = a_5 I_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{13}s}) + a_6 K_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{13}s}) ; \\ \bar{p}_{\text{D}4} = a_7 I_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{14}s}) + a_8 K_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{14}s}) ; \\ \bar{p}_{\text{D}5} = a_9 I_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{15}s}) + a_{10} K_0(r_{\text{D}} \sqrt{\eta_{15}s}) . \end{cases} \quad (28)$$

式中, s 为拉氏变量。代入边界及初始条件, 构建系数矩阵方程组, 可求得待定系数 $a_1 \sim a_{10}$ 的值。则井底压力拉氏空间解为

$$\begin{aligned} \bar{p}_{\text{WD}} &= \left(\bar{p}_{\text{D}1} - S \frac{d\bar{p}_{\text{D}1}}{dr_{\text{D}}} \right) = a_1 [I_0(\sqrt{s}) - S\sqrt{s}I_1(\sqrt{s})] + \\ &a_2 [K_0(\sqrt{s}) - S\sqrt{s}K_1(\sqrt{s})]. \end{aligned} \quad (29)$$

对式(28)进行 Stehfest 数值反演^[29], 可计算出每一个无因次时间 t_{D} 所对应的无因次井底压力, 同时进行有因次化, 即可得到注水时实际井底注入压差, 以此反映注入能力的变化规律, 注入压差越大, 表明注入能力越小。

2.3 模型的验证

为验证所建 CO₂ 水气交替驱模型的正确性, 参考 SL 油田实际地层及流体特性, 设定储层及流体物性参数, 其中油藏半径为 1000 m, 地层厚度为 10 m, 孔隙度为 15%, 渗透率为 0.01 μm², 平均地层压力

为16 MPa,地层温度为70 °C,束缚水、残余油、气驱油束缚气及水驱气滞留气饱和度分别为35%、12.5%、7.5%和12.5%,注入水、CO₂地下黏度分别为0.27和0.0405 mPa·s,注入水、岩石、原油与CO₂压缩系数分别为4.5×10⁻⁴、4×10⁻⁴、2.6×10⁻³和4.5×10⁻² MPa⁻¹,注入水体积系数为1.0;对于注入井生产制度,日注气量和注水量分别为30和10 m³/d,注气和注水时间分别为300和100 d,井径为0.1 m,井储和表皮均设为0;原油组分组成如表1所示。将上述参数代入建立的模型计算,可求取注入压差,同时依据上述参数,可建立CO₂水气交替驱油藏数值模拟组分模型。

表1 原油组分组成

Table 1 Composition of oil components

组分	物质的量分数/%	质量分数组成/%
C ₁	28.99	4.93
C ₂	7.97	2.54
C ₃	7.15	3.34
NC ₄	4.75	2.93
NC ₅	4.12	3.15
C ₆ ⁺	43.20	81.70
N ₂	2.18	0.65
CO ₂	1.64	0.76

设置地层渗透率分别为0.005、0.01和0.02 μm²,对比本文中建立模型与数值模拟模型注水过程中压差变化(图4),可看出本文中模型与数值模拟结果整体拟合程度较好,验证了所建立模型的准

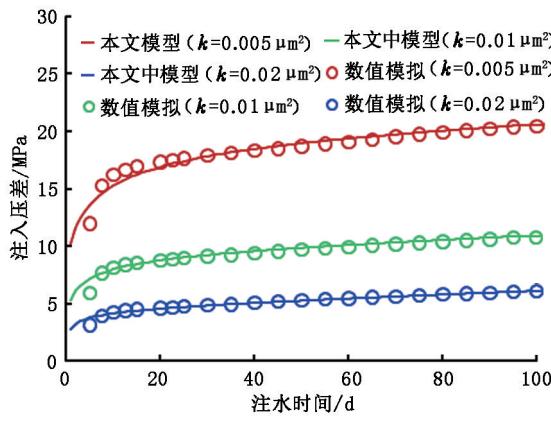


图4 本文中模型与数值模拟结果对比

Fig. 4 Results comparison between analytical model and numerical simulation

确性,但由于在一般的CO₂水气交替数值模拟中未考虑CO₂在注入水中的溶解,因此造成数值模拟与本文中模型结果在初期存在偏差。因CO₂在水中的溶解量较少,随注水量增加,CO₂溶解作用对注入压差影响程度不断减小,曲线拟合程度变好。此外,

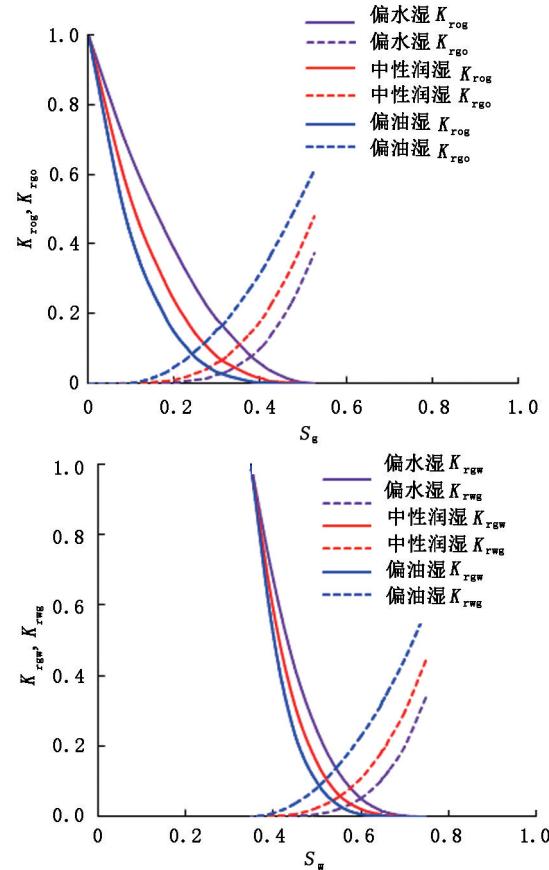
还可发现地层渗透率越小,注入压差越大,且注入压差增大程度随渗透率的减小而增加,表明存在渗透率界限使注入能力与驱替效果达到最优。

3 注入能力影响因素分析

低渗透油藏储层及流体性质的差异是造成注水能力下降的原因之一,分析储层润湿性状况、CO₂-原油界面张力及地层渗透率对注入能力的影响。

3.1 润湿性

不同的沉积状况会造成油藏岩石呈现不同的润湿性。对于地层润湿性的类型,可通过测量油藏流体与岩石间的接触角判断,但该方法测量过程较为复杂,且难以准确测定。在实际的矿场应用中,可通过观测相渗曲线等渗点的移动,近似描述岩石润湿性的变化^[30]。通过给定不同的相渗指数,得到不同的相渗曲线(图5),以此模拟不同润湿性地层下的CO₂驱油及水驱气的过程。

图5 不同润湿性地层CO₂驱油及水驱气相渗曲线Fig. 5 Relative permeability curves of CO₂ displacing oil and water displacing gas for reservoirs with different wettability conditions

润湿性不同使气驱油及水驱气相渗曲线的等渗点左右移动。对于偏水湿岩石,气驱油及水驱气相

渗曲线的等渗点明显偏右, 而偏油湿岩石则偏左, 中性润湿岩石介于两者之间(图 5)。在不同润湿性下井底注入压差呈现不同的变化规律(图 6)。由于岩石润湿性的差异, 对于偏水湿地层, 在毛管力的作用下, 注入水首先进入小孔隙中, 大量的 CO_2 被圈闭在大孔隙中, 使水的注入压差较大, 注入能力较低; 相反, 对于偏油湿地层, 注入水率先进入大孔隙中, 对 CO_2 形成较为均匀的驱替, 使注入压差较小, 注入能力相对较大。

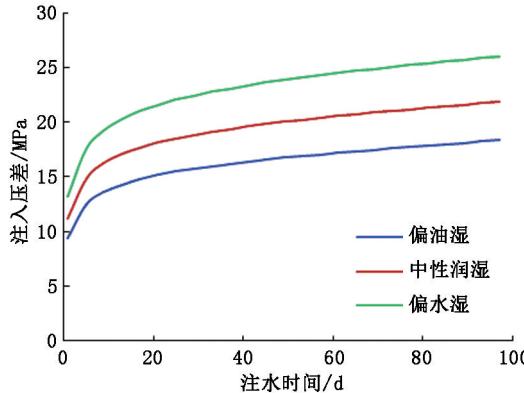


图 6 不同润湿性地层注入压差随时间变化

Fig. 6 Pressure drop versus time for formations with different wettability

3.2 CO_2 -原油界面张力

由于不同油田区块原油组成存在差异, 使在相同注入条件下 CO_2 与原油间界面张力并不相同。研究表明, 在不同油气界面张力下, 油气相渗曲线会发生规律性变化^[31]。为探究不同油气界面张力对注入能力的影响, 假设水驱气过程相对渗透率保持恒定, 改变气驱油相渗指数, 得到不同油气界面张力下油、气相对渗透率曲线(图 7)。

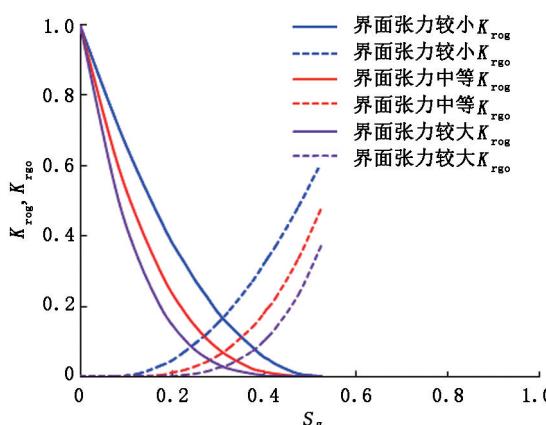


图 7 不同界面张力下 CO_2 驱油相渗曲线

Fig. 7 Relative permeability curves for different interfacial tensions between oil and gas

对图 7 进行分析, 可发现对于不同界面张力下的相渗曲线, 等渗点所对应的含气饱和度近似相同, 表明润湿性变化对注入能力的影响可忽略。不同界面张力下注入压差随时间变化如图 8 所示。由图 8 可看出, 由于在低界面张力下 CO_2 溶解度增大, 使原油流动能力增强, 井底注入压差减小, 注入能力增加, 但总体差距较小, 说明界面张力的减小对于注入能力的提高影响程度有限。当原油密度、黏度相差不大时, 原油组成不同对后续注水过程中注入能力的影响较小。

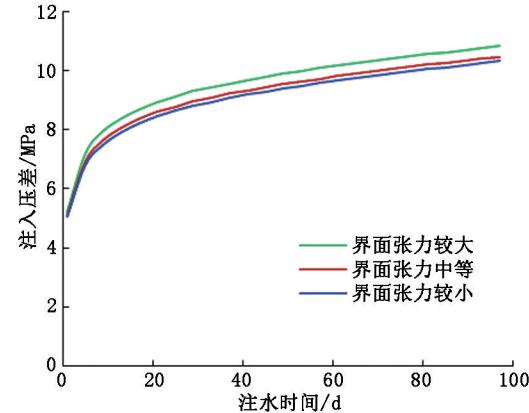


图 8 不同界面张力下注入压差随时间变化

Fig. 8 Pressure drop versus time for different interfacial tensions

3.3 渗透率界限

对于低渗透油藏, 注入能力对渗透率的变化反应较为敏感。为更清晰地显示注入能力随渗透率的变化规律, 绘制不同渗透率下注水 100 d 后的井底注入压差变化曲线(图 9), 可发现当渗透率小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 井底注入压差随渗透率的减小而急剧增大, 表明注入能力迅速减小, 因此在矿场实践中,

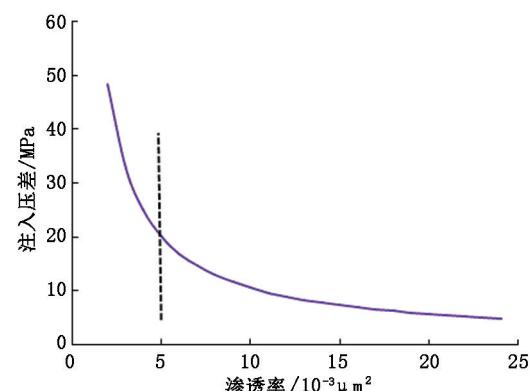


图 9 不同渗透率地层注水 100 d 后注入压差

Fig. 9 Pressure drop for formations with different permeability after injecting water for 100 d

对于渗透率小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层,在开发之初要充分考虑渗透率对后续注水能力的影响。

4 结 论

(1) 考虑 CO_2 在原油、注入水中的溶解及 CO_2 对原油中轻质组分的抽提作用,对 B-L 方程进行修正,并结合多重复合油藏渗流理论,建立封闭油藏 CO_2 水气交替驱注入能力数学模型,与数值模拟结果对比,验证了模型的有效性,为低渗透油藏 CO_2 水气交替驱注入能力的预测奠定了基础。

(2) 地层润湿性对后续水驱注入能力影响较大,相比于偏油湿地层,在偏水湿地层中,由于注入水对 CO_2 的圈闭作用,使注入能力较小;后续水驱注入能力随 CO_2 与原油间界面张力的减小而增加,但其对注入能力的影响程度相对较小。

(3) 对于低渗透油藏,当油藏渗透率低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,在进行 CO_2 水气交替驱方案设计之初,要对水气交替注入能力进行评价,考虑到注入能力的变化对方案可行性的影响,制定合理的注入方案和工艺措施。

参考文献:

- [1] 曹学良,郭平,杨学峰,等. 低渗透油藏注气提高采收率前景分析[J]. 天然气工业,2006,26(3):100-102.
CAO Xueliang, GUO Ping, YANG Xuefeng, et al. An analysis of prospect of EOR by gas injection in low-permeability oil reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26 (3):100-102.
- [2] 郭平,李士伦,杜志敏,等. 低渗透油藏注气提高采收率评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2002, 24(5):46-50.
GUO Ping, LI Shilun, DU Zhimin, et al. Evaluation on IOR by gas injection in low permeability oil reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2002,24(5):46-50.
- [3] KHLEBNIKOV V N, MISHIN A S, ANTONOV S V, 等. 常见气体及 CO_2 在岩心模型和细长管模型上的驱油对比[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2016,40 (5):151-158.
KHLEBNIKOV V N, MISHIN A S, ANTONOV S V, et al. Comparison of oil displacement by gases and CO_2 using core model and slim-tube[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2016, 40(5):151-158.
- [4] 高云丛,赵密福,王建波,等. 特低渗油藏 CO_2 非混相驱生产特征与气窜规律[J]. 石油勘探与开发,2014, 41(1):79-85.
GAO Yuncong, ZHAO Mifu, WANG Jianbo, et al. Performance and gas breakthrough during CO_2 immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(1):79-85.
- [5] 郭平,霍丽君,姜彬,等. 芳 48 CO_2 驱油先导试验区水气交替参数优化[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(6):89-93.
GUO Ping, HUO Lijun, JIANG Bin, et al. Parameter optimization of water alternating gas of Fang 48 CO_2 flooding pilot area [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012,36(6):89-93.
- [6] CHRISTENSEN J R, STENBYE H, SKAUGE A. Review of WAG field experience [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering,2001,4(2):97-106.
- [7] 赵仁保,敖文君,肖爱国,等. CO_2 在原油中的扩散规律及变扩散系数计算方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(3):136-142.
ZHAO Renbao, AO Wenjun, XIAO Aiguo, et al. Diffusion law and measurement of variable diffusion coefficient of CO_2 in oil [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016 , 40 (3) : 136-142.
- [8] ROGERS J D, GRIGG R B. A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO_2 process [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, 4 (5) : 375-386.
- [9] Jr ROPER M K, POPE G A, KAMY S. Analysis of tertiary injectivity of carbon dioxide[R]. SPE 23974, 1992.
- [10] ROPER JR M K, CHENG C T, VARNON J E, et al. Interpretation of a CO_2 WAG injectivity test in the San Andres formation using a compositional simulator[R]. SPE 24163, 1992.
- [11] CHRISTMAN P G, GORELL S B. Comparison of laboratory and field-observed CO_2 tertiary injectivity [J]. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42 (2) : 226-233.
- [12] PRIEDITIS J, WOLLE C R, NOTZ P K. A laboratory and field injectivity study: CO_2 WAG in the San Andres formation of West Texas[R]. SPE 22653, 1991.
- [13] KAMATH J, NAKAGAWA F M, BOYER R E, et al. Laboratory investigation of injectivity losses during WAG in West Texas dolomites[R]. SPE 39791, 1998.
- [14] 李菊花,姜涛,高文君,等. 气水交替驱油藏注入能力分析及优化[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008,30(6):121-125.
LI Juhua, JIANG Tao, GAO Wenjun, et al. Analysis and optimization of injectivity by gas alternating water

- flooding in reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(6):121-125.
- [15] 杜建芬,刘伟,郭平,等.低渗透油藏气水交替注入能力变化规律研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(5):114-117.
DU Jianfen, LIU Wei, GUO Ping, et al. Law of injection capacity changes of gas-water alternative injection in low-permeability reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011,33(5):114-117.
- [16] PIZARRO J O S, PETROBRAS, LAKE L W. Understanding injectivity in heterogeneous reservoirs [R]. SPE 39697, 1998.
- [17] YANG D Y, SONG C Y, ZHANG J G, et al. Performance evaluation of injectivity for water-alternating-CO₂ processes in tight oil formations [J]. Fuel, 2015 (139):292-300.
- [18] NOH M H, LAKE L W, BRYANT S L, et al. Implication of coupling fractional flow and geochemistry for CO₂ injection in aquifers [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007,10(4):406-414.
- [19] AZIZIE, CINARY. Approximate analytical solutions for CO₂ injectivity into saline formations [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013,16(2):123-133.
- [20] ROUZBEH G M. Modeling the fluid flow of carbon dioxide through permeable media [D]. Austin: The University of Texas at Austin, 2012.
- [21] MCMILLAN B, NAVANIT K, BRANT S L, et al. Time-dependent injectivity during CO₂ storage in aquifers [R]. SPE 113937, 2008.
- [22] 苏玉亮.油藏驱替机理[M].北京:石油工业出版社,2009:5-16.
- [23] TANG R W, AMBASTHA A K. Analysis of CO₂ pressure transient data with two- and three-region analytical radial composite models [R]. SPE 18275, 1988.
- [24] AMBASTHA A K, RAMERY H J. Pressure transient analysis for a three-region composite reservoir [R]. SPE 24378, 1992.
- [25] 任闽燕,王珍,徐阳,等.改进的CO₂驱相对渗透率模型及其应用[J].中国石油大学学报(自然科学版),2011,35(4):108-112.
REN Minyan, WANG Zhen, XU Yang, et al. An improved relative permeability model and its application for CO₂ injection EOR process [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2011, 35(4):108-112.
- [26] NGHIEM L X, AZIZ K, LI Y K. A robust iterative method for flash calculations using the Soave-Redlich-Kwong or the Peng-Robinson equation of state[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1983, 23 (3): 521-530.
- [27] 廉黎明,秦积舜,刘同敬,等.修正混合规则的BWRS型状态方程及其在CO₂-原油体系相态计算中的应用[J].中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(2):81-88.
LIAN Liming, QIN Jishun, LIU Tongjing, et al. A BWRS type EOS based on modified mixing-rule and its application in phase behavior of CO₂-crude system [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013,37(2):81-88.
- [28] 高军.高压高温下气体在电解质水溶液中溶解度的研究[D].北京:石油大学(北京),1996.
GAO Jun. Gas solubility in aqueous electricity under high pressure and high temperature [D]. Beijing: University of Petroleum (Beijing), 1996.
- [29] 同登科,陈钦雷.关于Laplace数值反演Stehfest方法的一点注记[J].石油学报,2001,22(6):91-92.
TONG Dengke, CHEN Qinlei. Remark on Stehfest numerical inversion of Laplace transforms [J]. Acta Petroli Sinica, 2001,22(6):91-92.
- [30] 秦积舜.油层物理学[M].东营:石油大学出版社,2001.
- [31] 舒晓辉.界面张力对低渗油藏CO₂驱油气相对渗透率曲线的影响[J].石油天然气学报,2013,35(3):122-123.
SHU Xiaohui. Effect of interfacial tension on oil-gas relative permeability curve in CO₂ flooding for low permeability reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013,35(3):122-123.

(编辑 李志芬)