

文章编号:1000-582X(2011)04-053-05

特低渗油藏 CO₂ 非混相驱油特征

苏玉亮^{1,2}, 吴春新², 张琪², 吴晓东¹

(1. 中国石油大学(北京) 石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(华东) 石油工程学院, 山东 东营 257061)

摘要:建立了考虑启动压力梯度的一维 CO₂ 非混相驱油数学模型, 并对其数值求解, 分析了启动压力梯度和 CO₂ 的特性对特低渗透油藏驱替特征的影响。计算结果表明: 启动压力梯度的存在导致平均含气饱和度和含气率上升较快, 驱替效率降低; CO₂ 在驱油过程中, 对原油具有降粘膨胀作用, 驱油效果较好。研究结果对利用 CO₂ 有效开发特低渗透油藏具有理论指导意义。

关键词:特低渗透; CO₂ 驱油; 非混相; 驱替特征

中图分类号:TE345

文献标志码:A

Characteristics of immiscible CO₂ displacement in extremely low permeability reservoir

SU Yu-liang^{1,2}, WU Chun-xin², ZHANG Qi², WU Xiao-dong¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, P. R. China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong, P. R. China)

Abstract: The research of characteristics of CO₂ flooding in extremely low-permeability reservoirs are of great significance. A linear dimension immiscible CO₂ displacement mathematics model considering threshold pressure gradient and characteristics of CO₂ which describes extremely low permeability reservoir is established. After numerical resolution, analyze the influence of threshold pressure gradient and characteristics of CO₂ on the displacement characteristics of extremely low permeability reservoir. The results show that: the existence of threshold pressure gradient make average gas saturation and gas rate increase rapidly, and then the efficiency of displacement is reduced; during CO₂ flooding, the expansion and viscosity reduction of crude oil make effect displacement better. The research has theory direction for the reasonable development of low permeability reservoir.

Key words: extremely low permeability reservoir; CO₂ flooding; immiscible displacement; displacement characteristic

特低渗透油藏一般是指渗透率在 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的油藏, 近年来, 新探明储量中特低渗透油藏所占比例越来越高, 如何开发好该类油藏已成为低渗透油藏工作者面临的重要问题。特低渗透油藏开发时由于渗透率低存在启动压力高、注水开发困

难等问题, 一般通过注气的开发方式, 补充地层 CO₂ 能量, 从而获得较高采收率^[1-3]。其中注 CO₂ 就是一种有效注气方式^[4-5]。通过建立考虑启动压力梯度的一维 CO₂ 非混相驱油数学模型, 并进行了数值求解, 重点分析了启动压力梯度和 CO₂ 的特性对特

收稿日期: 2010-12-20

基金项目: 国家“973”资助项目(2006CB705804); 泰山学者建设工程专项经费资助项目(TS20070704)

作者简介: 苏玉亮(1970-), 男, 中国石油大学教授, 博士生导师, 主要从事低渗透油藏驱替机理及开采、注气提高采收率、深水油气田开发等方向研究, (Tel)0532-86981663; (E-mail)suyuliang@upc.edu.cn。

低渗透油藏驱替特征的影响。

1 数学模型的建立

基本假设:

- 1) 油藏中的渗流是等温渗流;
- 2) 油藏中只有 CO₂ 和油两相流动,且非混相;
- 3) CO₂ 溶于油中,气体中只存在 CO₂,溶解瞬间完成;

完成;

- 4) 考虑启动压力梯度和介质微小变形;
- 5) 不考虑毛管力,忽略重力的影响

①运动方程^[6-7]

$$q_g = -A \frac{K_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial P}{\partial x} - G \right), \quad (1)$$

$$q_o = -A \frac{K_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial P}{\partial x} - G \right). \quad (2)$$

当考虑气体滑脱效应的影响时,气相渗透率为

$$K_g = K_{g\infty}(s_o) \left(1 + \frac{b(s_o)}{p} \right). \quad (3)$$

②状态方程

根据实际气体状态方程可以得气体的压缩系数为

$$B_g = \frac{\rho_{gsc} z R T}{P M}. \quad (4)$$

③连续性方程^[8-9]

$$-\frac{\partial \left(\frac{V_g}{B_g} + \frac{R_w V_o}{B_o} \right)}{\partial x} - q_G = \frac{\partial \left[\varphi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_w S_o}{B_o} \right) \right]}{\partial t}, \quad (5)$$

$$-\frac{\partial \left(\frac{V_o}{B_o} \right)}{\partial x} - q_o = \frac{\partial \left(\varphi \frac{S_o}{B_o} \right)}{\partial t}. \quad (6)$$

④辅助方程

$$S_o + S_g = 1, \quad (7)$$

式中: K_g 、 K_o 为气油渗透率; q_o 、 q_w 为产油量和产水量 (m^3/d); S_o 为含油饱和度; φ 为孔隙度; t 为时间 (d); x 为注水推进距离 (m); $K_{g\infty}(s_o)$ 为气相渗透率; $b(s_o)$ 气相滑脱因子; B_g 为气体的压缩系数; ρ_{gsc} 为地面气体密度; z 为压缩因子; R 为理想气体常数, $0.008314 \text{ MPa} \cdot \text{m}^3/(\text{kmol} \cdot \text{K})$; T 为地层温度, K ; P 为地层压力 (MPa); M 为气体的摩尔质量 (Kg/kmol)。

2 模型中变量参数的处理

2.1 启动压力梯度引入

启动压力梯度在地层中是地层渗透率、流体粘度的函数。根据文献调研和实验得到的结果^[10-12], 油相最小启动压力梯度可由下式给出

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta x} \right)_{\text{omin}} = 0.00605 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right)^{-0.9873}, \quad (8)$$

式中: $\left(\frac{\Delta P}{\Delta x} \right)_{\text{omin}}$ 为油相最小启动压力梯度, MPa/cm ;

μ_o 为油的粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;

2.2 考虑介质变形渗透率随压力变化的处理

假设岩石微可压缩,那么

$$K = K_i e^{-\alpha(P - P_1)}, \quad (9)$$

$$\varphi = \varphi^o (1 + C_r(P - P_1)), \quad (10)$$

式中: α 为常数,取值为 $1.5 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$; K_i 为原始地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; P_1 为原始地层压力, MPa ; P 为地层压力 (MPa); C_r 为常数, MPa^{-1} ; φ^o 为初始孔隙度。

2.3 溶解气油比的确定

CO₂ 溶解度主要取决于温度和压力,受原油密度影响较小。Welker 和 Simon 等人提出的 2 种预测溶解度的方法自 1960 年开始应用。最近, Chung 等人提出原油中 CO₂ 溶解度表达式^[13]为

$$R_s = \{ 0.178 [a_1 r^{a_2} T^{a_3} + a_3 T^{a_4} \exp(-a_5 P - a_6/P)] \}^{-1}, \quad (11)$$

式中: γ 为原油相对质量密度; R_s 为溶解度 (m^3/m^3); 常数 $a_1 = 0.4934 \times 10^{-2}$, $a_2 = 4.0928$, $a_3 = 0.571 \times 10^{-6}$, $a_4 = 1.6428$, $a_5 = 0.6763 \times 10^{-3}$, $a_6 = -781.1334$, $a_7 = -0.2499$ 。

2.4 粘度的校正

1) CO₂ 粘度的修正:

采用 Papay^[14]方法与状态方程相结合的方法。

由 Papay 方法计算 z 系数的公式为 $z = 1 - \frac{3.25 p_r}{10^{0.9813 T_r}} + \frac{0.274 p_r^2}{10^{0.9813 T_r}}$ 。气体动力学理论表明,粘度反比于: $\lambda = T_c^{1/6} / M^{0.5} / p_c^{2/3}$ 。Jossi 等人把剩余粘度(指目前工作条件下的粘度与低压下的粘度之差)乘以 λ ,使之无量纲化并将其与对比密度关联起来,对纯化合物为

$$[(\mu - \mu^0) \times \lambda + 10^{-4}]^{\frac{1}{4}} = b_1 + b_2 \rho_r + b_3 \rho_r^2 + b_4 \rho_r^3 + b_5 \rho_r^4, \quad (12)$$

式中 $\rho_r = \rho/\rho_c$; μ^0 为低压粘度; $b_1 = 0.10230$, $b_2 = 0.023364$, $b_3 = 0.058533$, $b_4 = -0.040758$, $b_5 = 0.0093324$ 。

2) 原油的粘度修正

$$\ln \mu_m = X_o \ln \mu_o + X_s \ln \mu_s, \quad (13)$$

$$\text{其中 } X_s = V_s / (\alpha V_o + V_s); \quad (14)$$

$$X_o = 1 - X_s, \quad (15)$$

式中: V 为体积分数; V_o 和 V_s 分别为原油和混合物的体积分数; μ_o 、 μ_s 、 μ_m 分别为原油、CO₂ 和混合物的粘度, mPa·s。

经验常数为

$$\alpha = 0.255 r^{-4.16} T^{1.85} \frac{e^{7.36} - e^{7.36(1-p)}}{e^{7.36} - 1}, \quad (16)$$

利用上式可以计算出 X_s 的值, 在确定 μ_s 的情况下, 即可计算出原油校正后的粘度 μ_m 。

3 气油两相渗流模型求解

将运动方程状态方程带入到连续性方程中, 对上述数学模型进行时间空间离散, 可以得到以下差分格式

$$\Delta T_o^{n+1} \Delta \Phi^{n+1} + Q_{wo}^{n+1} = \frac{(\Delta x)^2}{\Delta t} \left[\left(\varphi \frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\varphi \frac{S_o}{B_o} \right)^n \right], \quad (17)$$

$$\Delta T_g^{n+1} \Delta \Phi^{n+1} + \Delta T_{go}^{n+1} \Delta \Phi^{n+1} + Q_{go}^{n+1} = \frac{(\Delta x)^2}{\Delta t} \left[\left(\varphi \frac{R_s S_o}{B_o} + \varphi \frac{S_g}{B_g} \right)^{n+1} - \left(\varphi \frac{R_s S_o}{B_o} + \varphi \frac{S_g}{B_g} \right)^n \right], \quad (18)$$

式中: T_o 为油相在网格流动过程中的传导系数; T_g 为气相在网格流动过程中的传导系数

$$T_{go} = R_s T_o. \quad (19)$$

形成差分方程后, 如果全部按照隐式的方法进行求解, 则工作量比较大, 因此为了降低求解的难度和工作量, 对流动系数和产量项进行半隐式处理, 即将 $n+1$ 时刻的参数采用 n 时刻的数据加上 1 个校正项来表示。模拟模型差分离散后得到的是非线性方程组, 利用 Newton-Raphson 迭代法对非线性方程组进行求解, 而且采用 OrthoMin 方法求解 Newton-Raphson 迭代过程中所得到的线性代数方程组。

4 开发特征分析

编制了相应的计算软件, 对开发特征进行分析。表 1 和图 1 分别为计算所需数据表与相对渗透率曲线。

表 1 计算所需数据表

参数	μ_o /MPa·s	K / μm^2	φ /小数	A / m^2	Δx /m	Q
数值	4.0	0.005	0.2	0.001	0.025	0.005

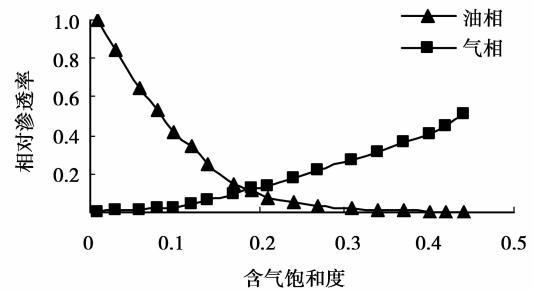


图 1 计算所用的相对渗透率曲线

4.1 启动压力对驱替特征的影响

图 2、3、4 分别为 5 000 s 时启动压力对含气饱和度, 地层压力和含气率的影响。可以看出: 考虑启动压力时, 相同的注入量的情况下, 含气饱和度前沿运移较快, 地层压力升高, 含气率上升速度快。由于相对渗透率一定, 启动压力的存在导致原油表观粘度的上升, 造成油气两相的流度比越来越大, 粘性指进现象严重, 进而导致平均含气饱和度降低含气率上升快, 同时表观粘度的变化也增大了 2 项流动的渗流阻力, 地层压力升高。

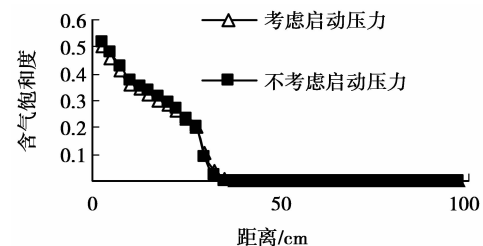


图 2 启动压力对含气饱和度影响

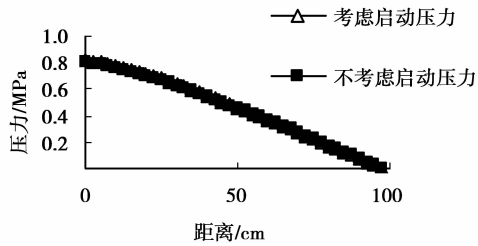


图3 启动压力对压力影响

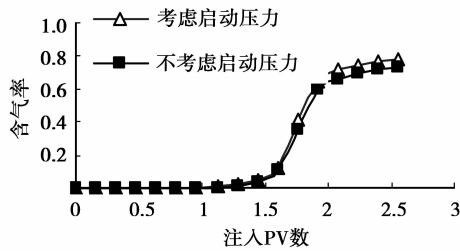


图4 启动压力对含气率影响

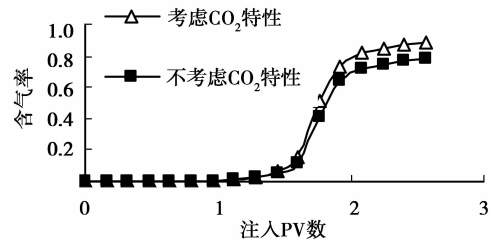
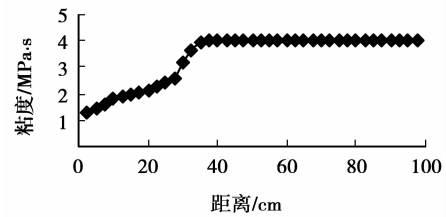
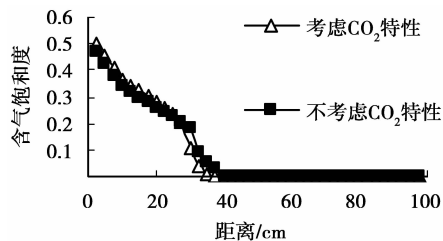
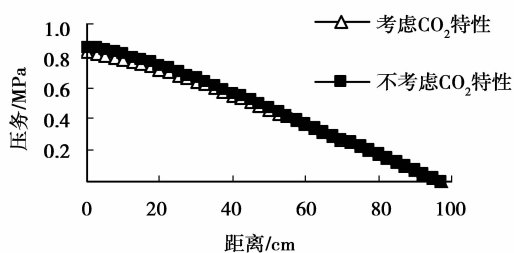
图7 CO₂对含气率影响

图8 地层原油粘度曲线

4.2 CO₂对驱替特征的影响

图5、6、7分别为5 000 s时CO₂对含气饱和度、地层压力和含气率的影响。可以看出:在考虑CO₂驱油特性时,相同的注入量的情况下,含气饱和度前沿转移较慢,地层压力降低,含气率上升速度慢。CO₂在驱油过程中,由于大量CO₂溶解在原油中,导致原油粘度降低,体积膨胀,增加了原油的流动能力。图8是地层原油的粘度曲线。原油流动能力的增强,两相渗流阻力降低,流度比减小,粘性指进现象得到抑制,使得驱油效果变好。

图5 CO₂对含气饱和度影响图6 CO₂对压力影响

5 结论

特渗透油藏在开发过程中存在启动压力梯度,由于启动压力梯度的存在,使得驱油效果变差;利用CO₂对特地渗透油藏开发时,由于CO₂对原油具有降粘和膨胀作用,具有很好的驱油效果。

参考文献:

- [1] 王文环. 特低渗透油藏驱替及开采特征的影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 73-75.
WANG WEN-HUAN. Influencing factors of displacement and development characteristics in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Research Institute, 2006, 13(6): 73-75.
- [2] KECHUT N, ZAIN Z M, AHMAD N, et al. New experimental approaches in minimum miscibility pressure determination[C]// SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, October 25-26, 1999, Kuala Lumpur, Malaysia. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers Incorporated, 1999.
- [3] NOH M, LAKE L W, BRYANT S L, et al. Implications of coupling fractional flow and geochemistry for CO₂ injection in aquifers [C]// SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, April 17-21, 2004, Tulsa, Oklahoma. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers Incorporated, 2004.

- [4] FRANK T H, RAY A J, HAI T. Measurements and correlations of the physical properties of CO₂/heavy-crude-oil mixtures [J]. SPE Reservoir Engineering, 1988,3(3): 822-828.
- [5] ABRISHAMI Y, URA L, HATAMIAN H. Phase behavior of fluids in multiple contact processes with CO₂, N₂ and their mixture [C]// Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, October 13-16, 1996 Abu Dhabi. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers Incorporated, 1996.
- [6] 彭小龙, 杜志敏. 注气开发驱替前沿的离散渗流模型[J]. 西南石油大学学报:自然科学版, 2008, 30(1): 68-70.
PENG XIAO-LONG, DU ZHI-MIN. Variance flow model of replacement front by gas injection[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(1): 68-70.
- [7] 程杰成, 朱维耀, 姜洪福. 特低渗透油藏 CO₂ 驱油多项渗流理论模型研究及应用[J]. 石油学报, 2008, 3(2): 246-249.
CHENG JIE-CHENG, ZHU WEI-YAO, JIANG HONG-FU. Study on mathematical models for multiphase porous flow in CO₂ drive of extra-low permeability reservoir and field application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 3(2): 246-249.
- [8] 郝斐, 程林松, 李春兰, 等. 考虑启动压力梯度的低渗透油藏不稳定渗流模型[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(5): 58-60.
HAO FEI, CHENG LIN-SONG, LI CHUN-LAN, et al. Unsteady seepage model for low permeability reservoir with threshold pressure gradient[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(5): 58-60.
- [9] 刘昌贵, 孙雷, 李士伦, 等. 多相渗流的几种数学模型及相互关系[J]. 西南石油学院报, 2002, 24(1): 64-66.
LIU CHANG-GUI SUN LEI, LI SHI-LUN, et al. Several mathematical models and their inter-relation on multiphase fluid flow[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(1): 64-66.
- [10] GUO R, KANTZAS A. Modelling the miscible displacement in CO₂-ECBM using the convection-dispersion with adsorption model [C]// Canadian International Petroleum Conference, June 17-19, 2008, Calgary, Alberta, Rostrevor; Curran Associates, Inc, 2008.
- [11] 刘学伟, 梅士盛, 杨正明. CO₂ 非混相驱微观实验研究[J]. 特种油气藏, 2006, 13(3): 91-92.
LIU XUE-WEI, MEI SHI-SHENG, YANG ZHENG-MING. Microcosmic experiment research on CO₂ immiscible drive[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2006, 13(3): 91-92.
- [12] 依呷, 唐海, 吕栋梁. 低渗气藏启动压力梯度研究与分析[J]. 海洋石油, 2006, 26(3): 51-54.
YI GA, TANG HAI, LV DONG-LIANG. The study and analysis of starting pressure gradient in low permeability gas reservoirs[J]. Offshore Oil, 2006, 26(3): 51-54.
- [13] ALVARO P, FARUK C. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 22(4): 237-240.
- [14] WOOD D J, LAKE L W, JOHNS R T. A Screening Model for CO₂ Flooding and Storage in Gulf Coast Reservoirs Based on Dimensionless Groups [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 2008, 11(3): 513-520.

(编辑 侯 湘)