文章编号:1673-5005(2010)05-0104-05

CO, 非混相驱油过程中流体参数修正及影响因素

李东霞1,苏玉亮2,高海涛3,耿艳宏2

(1. 中国石油大学 物理与科学技术学院,山东 东营 257061; 2. 中国石油大学 石油工程学院,山东 东营 257061;
 3. 胜利油田 纯粱采油厂,山东 滨州 256504)

摘要:建立考虑 CO₂ 驱油特性和毛管力的一维非混相 CO₂ 驱油数学模型,对模型进行数值求解,并对试验数据进行 拟合以验证数学模型的可靠性。结果表明:测点压力的模拟结果与试验结果吻合较好,最大误差为 1.322%,从而验 证了所建模型的可靠性;原油黏度越高 CO₂ 降黏作用越明显,但 CO₂ 突破越快,同等注入体积倍数时采出程度越低; 随着地层压力的下降,CO₂ 在原油中溶解度下降;毛管力使前缘含气饱和度降低,促使开发期延长。

关键词:CO2 驱; 非混相驱; 数学模型; 黏度; 密度

中图分类号:TE 357 文献标志码:A doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2010.05.019

Fluid parameter modification and affecting factors during immiscible drive with CO₂

LI Dong-xia¹, SU Yu-liang², GAO Hai-tao³, GENG Yan-hong²

(1. College of Physics Science and Technology in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;

2. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;

3. Chunliang Oil Production Plant, Shengli Oilfield, Binzhou 256504, China)

Abstract: Considering the characteristic of CO_2 drive and capillary force, a mathematical model of one-dimensional immiscible CO_2 drive was built and the numerical solution was obtained. Meanwhile, the reliability of the mathematical model was verified by matching with experimental data. The results show that the simulation results of testing points agree well with the experimental data, and the maximum error is 1. 322%, and the reilability of model was verified. The higher the viscosity of crude oil, the more obvious the effect of viscosity reduction by CO_2 , but the degree of reserve recovery at the same total injection volume becomes low with the increasing velocity of CO_2 breakthrough. CO_2 solubility in crude oil decreases with the drop of formation pressure. The gas saturation at the front reduces under the impact of capillary force, which prolongs the production cycle. **Key words**; CO_2 drive; immiscible drive; mathematical model; viscosity; density

CO₂ 是一种临界温度和压力比氮气和天然气低的温室气体,随着油田开采技术的进步,CO₂ 与地层原油的混相压力远小于氮气与天然气的特性也逐渐被认识^{[11},CO₂ 驱已逐渐成为一种成熟的石油开采特别是轻质油开采的提高采收率方法之一^[23]。CO₂ 驱油涉及复杂的相态平衡和传质渗流等问题,在驱替过程中流体参数的变化规律仍有待进一步深入研究。 笔者在修正黑油模型流体参数基础上建立 CO₂ 驱油一维数学模型,对试验数据进行拟合,验证模型的可 靠性,并对 CO₂ 非混相驱替的参数变化规律与毛管力 对 CO₂ 驱油的影响进行分析。

1 数学模型的建立

假设:流体为驱替相可压缩、被驱替相不可压缩 的非混相一维流动,其中 CO₂ 气为驱替相,地层原 油为被驱替相;地层流体流动符合达西流动;不考虑 重力影响。

基于以上假设建立油气两相连续性方程。

收稿日期:2009-12-25

基金项目:国家"973"重点基础研究发展规划项目(2006CB705804);国家科技重大专项(2008ZX05030-005-02);"泰山学者"建设工程专 项(ts20070704)

作者简介:李东霞(1973-),女(汉族),山东东营人,讲师,硕士,主要从事油田开发研究。

油相:
$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kK_{r_{e}} \partial p_{o}}{\mu_{o} \partial x} \right) + q_{r_{o}} = \varphi \frac{\partial S_{o}}{\partial t}$$
;
气相: $\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kK_{r_{g}} \partial p_{g}}{\mu_{g} \partial x} \right) + q_{r_{g}} = \varphi \frac{\partial S_{g}}{\partial t}$;
辅助方程: $S_{o} + S_{g} = 1$, $p_{o} - p_{g} = p_{c}(S_{g})_{o}$;
边界条件: 外边界定压 p_{e} 为常数, 内边界定注
入速度 Q_{v} 为常数。
毛管力 p_{c} 表达式为
 $p_{c} = CS_{w}^{E}$.

其中

 $C = (\sigma \cos \theta/31.62) C' \sqrt{\varphi/k}.$

式中,*C*和*C*'为系数;*E*为指数; σ 为油水间界面张力,10⁻³N/m; θ 为润湿接触角,(°); φ 为孔隙度;k为绝对渗透率, μ m²; K_r 为相对渗透率,下标 o和g分别代表油、气相; μ_o 和 μ_g 分别为油、气相的黏度,mPa · s; p_o 为原始油层压力,MPa。

1.1 驱替相黏度的修正

驱替相黏度的修正采用 Papay 方法^[4] 与状态方 程相结合的方法。由 Papay 方法计算 *z* 系数的公式 为

 $z = 1 - \frac{3.25p_{\rm r}}{10^{0.9813T_{\rm r}}} + \frac{0.274p_{\rm r}^2}{10^{0.9813T_{\rm r}}}.$

式中, p_r 和 T_r 为相对压力和相对温度。

根据 $\rho = \frac{pM}{zRT}(T, p, M, R 分别为温度、压力、气体$ 相对分子质量和气体常数)求出驱替相在油藏条件下的密度和临界条件下的密度。

气体动力学理论表明, 黏度反比于 λ , $\lambda = T_c^{1/6}/M^{0.5}/p_c^{2/3}$ [5]。Jossi 等^[6]把剩余黏度(指目前工作条件下的黏度与低压下的黏度之差)乘以 λ , 使之与对比密度关联起来, 对纯化合物为

 $[(\mu_{g}-\mu_{L})\lambda+10^{-4}]^{1/4} = a_{1}+a_{2}\rho_{r}+a_{3}\rho_{r}^{2}+a_{4}\rho_{r}^{3}+a_{5}\rho_{r}^{4}.$ 其中

 $\rho_{\rm r} = \rho / \rho_{\rm c}, \ a_1 = 0.\ 102\ 30, \ a_2 = 0.\ 023\ 364,$ $a_3 = 0.\ 058\ 533, \ a_4 = -0.\ 040\ 758, \ a_5 = 0.\ 009\ 332\ 4,$ $(34 \times 10^{-5} T_{\rm r}^{0.94} / \lambda, \ T_{\rm r} \leq 1.\ 5;$

 $\mu_{\rm L} = \{17.78 \times 10^{-5} (4.58T_{\rm r} - 1.67)^{5/8} / \lambda, T_{\rm r} > 1.5. \}$

式中, μ_L 为低压气体黏度,mPa · s; ρ 和 ρ_e 分别为气体密度和气体临界密度,kg/m³。

1.2 原油溶解 CO₂ 后黏度的修正

 CO_2 溶解度主要取决于温度和压力,受原油密 度影响较小。原油中 CO_2 溶解度 R_s 表达式^[7] 为 $R_s = \{0.178[a_1\gamma^{a_2}T^{a_7}+a_3T^{a_4}\exp(-a_5p-a_6/p)]\}^{-1}$. 其中

a₁=0.4934×10⁻², a₂=4.0928, a₃=0.571×10⁻⁶, a₄=1.6428, a₅=0.6763×10⁻³, a₆=-781.1334, a₇=-0.2499. 式中,γ为原油相对密度,%。 混合流体黏度确定^[8]为

$$\ln \mu_{\rm m} = X_{\rm o} \ln \mu_{\rm o} + X_{\rm s} \ln \mu_{\rm s}.$$
⁽²⁾

其中

$$X_{s} = V_{s} / (\alpha V_{o} + V_{s}), X_{o} = 1 - X_{s},$$

$$\alpha = 0.255r^{-4.16}T_{r}^{1.85} \frac{\exp(7.36) - \exp(7.36 - 7.36p_{r})}{\exp(7.36) - 1},$$

 $T_r = (1.8T+32)/547.57, p_r = 0.1354p.$

式中, V_{o} 和 V_{s} 分别为原油和 CO₂的体积分数; μ_{s} , μ_{m} 分别为 CO₂和混合物的黏度,mPa・s。

混合物中 CO₂体积分数可以从 CO₂的溶解度和 膨胀因子获得^[9],即

$$X_{s} = \frac{1}{\alpha F_{c0_{2}} / (5.618F_{o}R_{s}) + 1} = \frac{F_{o}F_{s}}{\alpha + F_{o}F_{s} - 1}.$$
 (3)

式中, F_{CO_2} 为CO₂标准状况(0 °C和0.1 MPa)下的体积与系统给定温度、压力下的体积之比; F_a 为原油 在系统温度和0.1 MPa下的体积与系统温度和系统 压力下的体积之比。

在确定 μ_{s} 的情况下,即可计算出原油校正后的 黏度 $\mu_{m}^{[10-11]}$ 。以上方程构成了求解 $S_{g}, S_{o}, p_{g}, p_{o}$ 的 封闭方程组。

令

$$\lambda_{g} = \frac{kK_{rg}}{\mu_{g}}, \lambda_{o} = \frac{kK_{ro}}{\mu_{o}}, \lambda_{1} = \lambda_{g} + \lambda_{o}, q_{v} = q_{ro} + q_{rg},$$
化简求解得压力以及饱和度分布方程为

$$\frac{\partial}{\partial c} \left(\lambda \frac{\partial p_{g}}{\partial c}\right) + \frac{\partial}{\partial c} \left(\lambda_{a} \frac{\partial p_{c}}{\partial c}\right) + q_{v} = 0,$$
(4)

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{1}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{g} \frac{1}{\partial x} \right) + q_{v} = 0, \qquad (4)$$

$$\frac{\partial S_{u}}{\partial x} \left(t \right) \frac{df}{dx} \frac{\partial S_{u}}{\partial x} = \partial \left[\frac{dp}{dx} \frac{\partial S}{\partial x} \right]$$

$$\varphi \frac{\partial S_g}{\partial t} + \frac{q(t)}{A} \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \frac{\partial S_g}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_o f_g \frac{\partial p_c}{\partial S_g} \frac{\partial S_g}{\partial x} \right] = 0.$$
(5)

式中,q(t)为体积流量, m^3/s ; q_v 为产液量, m^3/s ; $f_g = \frac{\lambda_g}{\lambda_g + \lambda_o}$ 为含气率;A为横截面积, m^2 ; λ_i 为总流度, $\mu m^2/(mPa \cdot s)$ 。方程(4)和(5)为非线性方程,解 析求解很困难,因此采用有限差分法中的隐式求压 力显式求饱和度的方法进行求解。

2 试验拟合

由现场井下取样分析 H75-29-5 井油藏条件及 地层流体性质,试验数据与计算结果见表1。

(1)

Table 1 Results of experiment and calculation									
数据 来源	地层温度 <i>T /</i> ℃	饱和压力(地层 温度下)か/MPa	气油比 R _{go}	地层油体积 系数 B	原始地层 n/M	₹压力 Pa	地层油密度 $o/(kg \cdot m^{-3})$	地层油黏度 μ /(mPa・s)	孔隙度 φ
	60	10.41	36.65	1.1741	10		746.4	8.35	0.2487
计算	60			1.1741			746.4	8.35	0.2487
数据	绝对渗透率	岩心横截面积	束缚水	注入词	Ē度 q₁/	油水间	同界面张力	位移步长	计算时间
来源	$k/10^{-3} \ \mu m^2$	$A/10^{-3} m^2$	饱和度 S_w	ve (10 ⁻⁸ m	$n^3 \cdot s^{-1}$)	σ /($N \cdot m^{-1}$)	$\Delta x/m$	$t_{\rm max}/10^4~{ m s}$
试验	6.12	5.024	0.2	-	3				
计算	6.12	5.024	0.2		3	(0.03	0.025	11.0

表1 试验数据与计算结果

试验主体部分是长岩心模型,几何尺寸为内径 0.08 m×长度 0.8 m,实物见图 1。模型一侧等间距 分布 4 个取样口。试验过程中,模型入口端、4 个取 样口和出口端均连接了压力和压差传感器。



图 1 长岩心填砂模型管 Fig. 1 Long core sand packed model

模型采用定注入速度计算,保持出口端压力恒定,对各个测点的实测压力进行拟合,结果见图 2。 由图 2 可以看出,测点压力的拟合结果与试验结果 吻合较好,最大误差为 1.322%,验证了所建数学模 型的可靠性。



Fig. 2 Matching pressure of testing points

3 结果分析

3.1 CO₂ 黏度及溶解度变化

取 $k = 1 \times 10^{-3} \ \mu \text{m}^2$, $\varphi = 0.2$, $\mu_\circ = 12 \ \text{mPa} \cdot \text{s}$, $q_v = 5 \times 10^{-9} \ \text{m}^3/\text{s}$, $A = 10^{-3} \ \text{m}^2$, $l = 1 \ \text{m}_\circ$ 计算结果 见图 3。



Fig. 3 Change of CO₂ viscosity and solubility

注入井以相同的注入速度注入 CO₂ 时,由式(1) ~(3) 知影响 CO₂ 黏度的因素中压力起主导作用。 靠近注入井压力高,CO₂ 受高压作用影响,黏度升高、 流动能力降低;随着距离注入井距离的增加,地层压 力降低,其黏度缓慢下降;在 CO₂ 驱替前缘,由于与原 油接触的气体量少,在原油中的溶解度降低,所以 CO₂ 较多呈现气体的特性,其黏度逐渐降低。

3.2 原油黏度变化

定义原油相对黏度为

$$\mu_{ro} = \mu_o / \mu_{o0}$$

式中,µ₀₀为初始原油黏度,mPa・s₀

原油相对黏度变化曲线如图4所示。



由图 4 可以看出,地下原油在溶解 CO₂ 后其黏 度大大降低,最大幅度可降为原来的 7.69% 左右。

随着 CO₂ 驱替的进行,地层中的 CO₂ 浓度随驱替长 度的增加而不断降低,使其降黏效果变差。计算结 果显示,原油黏度由低升高时,CO₂ 的降黏效果逐渐 变好,原油黏度曲线的拐点逐渐靠近生产井,这说明 原油黏度越大,降黏效果越明显,在同一注入速度下 CO₂ 的驱替效果越好。 含气率及采出程度变化情况见图 5。从图 5 可 以看出,原油黏度越高,流动阻力越大。在同等条件 下应用 CO₂ 驱替时更容易造成气体突破,导致生产 井见气较早;低原油黏度下 CO₂ 与原油混合后流动 阻力较小,同等注入量下其采出程度高。



Fig. 5 Effect of oil viscosity on oil displacement effect

3.3 毛管压力对 CO₂ 驱油效果的影响

利用以上模型计算毛管压力对 CO₂ 驱油的影响,设定 C=0.4, E=-0.5, 原油黏度为4 mPa · s。 驱替 15 000 s 时计算结果见图 6。

当考虑毛管力时,由式(4),(5)可以看出,初始 毛管力数值较小,差分求解后对压力和饱和度的影 响很小,导致注入端压力较不考虑毛管力时有所降低,使饱和度分布前缘发生改变。在油田实际生产中由于 CO₂ 极易溶解于原油,在生产、地层条件不变的情况下,虽然 CO₂ 引起的贾敏效应不十分明显,但毛管力作为 CO₂ 驱油的动力,能使地层压力维持在一个相对较低的水平,驱替前缘相对缓和。







4 结 论

(1)CO₂ 黏度在注入井附近很高,随着压力的 下降,CO₂ 黏度逐渐降低,在原油中的溶解度下降。

(2)原油溶解 CO₂后,其黏度明显下降,最大降 黏幅度可达原始黏度的 7.69% 左右。原油黏度越 高,降黏效果越明显,随着 CO₂ 溶解度的下降,原油 黏度逐渐升高。

(3)原油黏度越高,流动阻力越大,地层压力下 降缓慢,CO₂降黏作用越明显。CO₂突破越快,同等 注入量下原油采出程度越低。

(4)毛管力作为 CO₂ 驱油的动力能使地层压力 维持在一个相对较低的水平, CO₂ 驱油前缘相对缓

参考文献:

和,促使开发期延长。

- GLASS O. Generalized minimum miscibility pressure correlation [R]. SPE 12893, 1985.
- [2] AWAN A R, TEIGLAND R, KLEPPE J. A survey of North Sea enhanced-oil-recovery projects initiated during the year 1975 to 2005[R]. SPE 99546, 2008.
- [3] GUNTIS Moritis. EOR weathers lower oil prices [J]. Oil & Gas Journal, 2000, 98(12): 39-42, 44.
- [4] 郭平.油气藏流体相态理论与应用[M].北京:石油工 业出版社,2004.
- [5] ROBERT P. Sutton, fundamental PVT calculations for associated and gas/condensate natural-gas systems [R].

SPE 97099,2007.

- [6] JOSSI J A, STIEL L I, THODOS G. The viscosity of pure substances in the dense gaseous and liquid phases [J]. AIChE J, 1962,8:59-63.
- [7] 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]. 西南石油学院学报,2002,24(1):64-66.

LIU Chang-gui, SUN Lei, LI Shi-lun, et al. Several mathematical model and their relationships of multiphase flow[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(1):64-66.

[8] 张小波. 蒸汽-二氧化碳-助剂吞吐开采技术研究[J]. 石油学报,2006,27(2):80-84.

> ZHANG Xiao-bo. Research on through put mining technology of steam-carbon dioxide-addition agent [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006,27(2):80-84.

(上接第103页)

- [4] 李文魁.井下封隔区间高能气体压裂的理论计算[J]. 西安石油学院学报:自然科学版,2000,15(3):11-13.
 LI Wen-kui. Theoritical calculation of high energy gas fracluring(HEGF) within downhole closed interval[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition),2000,15(3):11-13.
- [5] 王克秀.固体火箭推进剂及燃烧[M].北京:国防工业 出版社,1983:98-101.
- [6] 周起槐,任务正.火药物理化学性能[M].北京:国防工业出版社,1983:192-200.
- [7] 杨卫宇,周春虎,赵刚. 高能气体压裂瞬态压力耦合分析[J]. 石油学报,1993,14(3):127-134.
 YANG Wei-yu, ZHOU Chun-hu, ZHAO Gang. An analysis of coupled transient pressure during high energy gas fracturing (HEGF)[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993, 14 (3):127-134.
- [8] LI Wenkui, XUE Zhongtian. A review of gas fracturing technology[R]. SPE 58980,2000.
- [9] EBERHARD Michael J, SURJAATMADJA Jim, PETER-SON Ellis M, et al. Precise fracture initiation using dy-

- [9] 郭平,孙良田,李士伦,等. CO₂注入对原油高压物性 影响的理论模拟和实验研究[J]. 天然气工业,2000, 20(2):76-79.
 GUO Ping, SUN Liang-tian, LI Shi-lun. Theoretical simulation and experimental study of effect on crude oil PVT with injecting carbon dioxide[J]. Natural Gas Industry, 2000,20(2):76-79.
- [10] DAN Marchesin. Wave structure in WAG recovery[R]. SPE 56480,1999.
- [11] 谈士海,张文正. 非混相 CO₂驱油在油田增产中的应用[J]. 石油钻探技术,2001,29(2):58-60.
 TAN Shi-hai, ZHANG Wen-zheng. The application of immiscible CO₂ flooding in oilfield increase production [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2001, 29(2):58-60.

(编辑 李志芬)

namic fluid movement allows effective fracture development in deviated wellbores[R]. SPE 62889, 2000.

- [10] MCDANIEL B W, HALLIBURTON. Review of current fracture stimulation techniques for best economics in multilayer lower-permeability reservoirs [R]. SPE 98025,2005.
- [11] 王安仕,秦发动.高能气体压裂技术[M].西安:西北 大学出版社,1998:70-71.
- [12] 陈德春,孟红霞,吴飞鹏,等. 岩石材料的冲击开裂机 理[J]. 爆炸与冲击,2008,28(4):304-309.
 CHEN De-chun, MENG Hong-xia, WU Fei-peng, et al. Cracking mechanism of rock by pressure pulses[J].
 Explosion and Shock Waves, 2008, 28(4): 304-309.
- [13] 孟红霞,陈德春,吴飞鹏,等. 岩石冲击开裂试验峰 值压力和加压速率计算模型[J].石油钻探技术, 2007,35(4):28-30.
 MENG Hong-xia, CHEN De-chun, WU Fei-peng, et al. Calculation models for the peak pressure and the pressurization rate for blast cracking of rocks[J]. Petro-

leum Drilling Techniques, 2007,35(4):28-30.

(编辑 李志芬)