

应力敏感性低渗透油藏CO₂混相驱试井模型

祝浪涛, 廖新维, 陈志明, 穆凌雨

(中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

摘要:对于低渗透油藏,通过分析CO₂注入井的井底压力双对数曲线特征,可以有效评价CO₂混相驱的开发效果,但低渗透油藏存在强应力敏感效应,将会影响解释结果的可靠性,目前考虑应力敏感的CO₂混相驱试井模型较少。基于三区复合油藏渗流理论,设计考虑应力敏感效应的CO₂混相驱物理模型,并建立试井模型,从而获得井底压力的双对数曲线特征。结果表明:CO₂混相驱试井模型曲线分为5个渗流阶段;应力敏感效应使得整个CO₂混相驱试井曲线特征不再遵循0.5M规则,试井曲线后期出现较明显的上翘;CO₂注入井井筒储集系数过高,纯CO₂径向流阶段逐渐消失;流度比、各区驱替前缘半径将对整个CO₂混相驱的渗流过程产生较大影响。试井模型应用于CO₂注入井,能够准确确定纯CO₂区和过渡区驱替前缘半径及其他相关参数,提高低渗透油藏CO₂混相驱相关参数的解释精度。

关键词:低渗透油藏 应力敏感 CO₂混相驱 驱替前缘 井筒储集系数

中图分类号:TE357.42

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)04-0088-06

Well test model of CO₂ miscible flooding in the low-permeability reservoirs with stress sensitivity

Zhu Langtao, Liao Xinwei, Chen Zhiming, Mu Lingyu

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China)

Abstract: Analyzing the double logarithm curve characteristics of bottom hole pressure from CO₂ injection well is an efficient method to evaluate the performance of CO₂ miscible flooding in the low-permeability reservoirs. Strong stress sensitivity exists in the low-permeability reservoirs, which will affect the reliability of interpretation results. However, there is no report about well test model with the consideration of stress sensitivity. Based on the percolation theory of three-region composite reservoirs, physical model and well test model of CO₂ miscible flooding considering the stress sensitivity were established to know the double logarithm curve characteristics of bottom hole pressure. The results present that the well test model curve of CO₂ miscible flooding can be divided into five flow regions. The stress sensitivity makes the well test curve no longer follow the rule of 0.5M, and the well test curve will appear obvious upward trend in the late stage. The higher wellbore storage coefficient will cover the pure CO₂ radial flow region. Mobility ratio and displacement front radius play an important role in the process of CO₂ miscible flooding. This model was applied to the CO₂ injection well. The displacement front radius and other relevant parameters in pure CO₂ region and transition region can be accurately determined, and the interpretation accuracy of the relevant parameters of CO₂ miscible flooding in the low-permeability reservoir may be improved.

Key words: low-permeability reservoirs; stress sensitivity; CO₂ miscible flooding; displacement front; wellbore storage coefficient

准确地确定低渗透油藏CO₂混相驱的渗流规律,对低渗透油藏的高效经济开发具有十分重要的

意义。CO₂混相驱过程极为复杂^[1],因此,要研究CO₂混相驱渗流规律,就必须对CO₂混相驱渗流过程

收稿日期:2017-04-05。

作者简介:祝浪涛(1992—),男,四川内江人,在读博士研究生,从事油藏数值模拟及提高采收率方面的研究。联系电话:13261471130, E-mail:langtaozhu@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“致密气渗流规律与气藏工程方法”(2016ZX05047-004),国家“973”计划“致密油高效开发油藏工程理论与方法研究”(2015CB250900)。

进行简化处理,建立CO₂混相驱试井模型。目前,许多学者提出了多种试井模型简化CO₂混相驱渗流规律,Ambastha等采用传统的三区复合模型简化CO₂混相驱渗流过程^[2-4];苏玉亮等基于三区复合模型,进一步采用指数方程描述混相过渡区粘度和压缩系数随半径的指数变化特征^[5];李友全等也基于三区复合模型,采用牛顿插值方法描述过渡区流体粘度非线性变化特征^[6]。由以上研究成果可知,过渡区粘度和压缩系数的变化特征对CO₂混相驱渗流规律的影响较小,三区复合模型能够较为准确地描述CO₂混相驱的渗流规律,但当前试井模型未考虑低渗透油藏普遍存在的应力敏感效应。为此,笔者基于CO₂混相驱渗流规律及三区复合模型渗流理论,建立了考虑应力敏感效应的CO₂混相驱试井模型,并详细介绍了该试井模型的近似求解过程。通过实例应用验证了该试井模型的可靠性,进一步分析了相关参数对CO₂混相驱渗流规律的影响。

1 CO₂混相驱试井模型建立及求解

1.1 物理模型

目前大多数油藏温度和压力都超过了CO₂的临界条件,当油藏温度高于31.1℃、油藏压力高于7.38 MPa时,CO₂呈超临界状态,密度接近于液体,粘度与气体相近^[7],因此,可以将纯CO₂区的渗流规律简化为单相渗流^[5-6]。试井解释结果^[3]表明,CO₂注入井井底压力资料特征显示为三区复合模型^[8]的渗流特征。基于三区复合模型渗流理论,物理模型(图1)为:内区为超临界的纯CO₂区,表现为单相渗流;过渡区为CO₂与原油的混相区,混相状态下表现为单相渗流,渗流特征与液相类似;外区为单相储层原油区。其假设条件包括:①3个渗流区域内流体为单相、均质微可压缩流体;②流体渗流过程中温度恒定,且遵循达西渗流原理;③储层为水平、均质、等厚和无限大,初始压力处处相等;④储层存在强应力敏感效应。

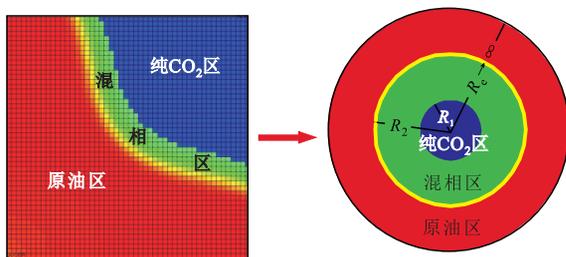


图1 CO₂混相驱物理模型示意

Fig.1 Diagram of physical model of carbon dioxide miscible flooding

1.2 数学模型及求解方法

1.2.1 非线性渗流方程

低渗透油藏存在着强应力敏感效应^[9],目前通常采用渗透率的指数表达式^[10-12]对其进行描述

$$K = K_i e^{-\alpha(p_i - p)} \quad (1)$$

弹性流体和弹性多孔介质的状态方程^[13]分别为

$$\rho = \rho_0 e^{-c_i(p_i - p)} \quad (2)$$

$$\phi = \phi_0 e^{-c_i(p_i - p)} \quad (3)$$

单相径向流动控制方程为

$$\frac{1}{r} \times \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial(\rho v)}{\partial r} \right] = \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} \quad (4)$$

基于达西渗流原理,联立式(1)一式(4),可以得到考虑应力敏感效应的单相径向流动的非线性偏微分方程为

$$\frac{1}{r} \times \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + (C_1 + \alpha) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = \frac{\mu \phi}{K_i} C_i e^{(\alpha - c_i)(p_i - p)} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

其中

$$C_i = C_1 + C_r \quad (6)$$

1.2.2 数学模型

根据CO₂混相驱物理模型(图1)和式(5),应用渗流力学理论,得到偏微分控制方程为

$$\frac{\partial^2 p_n}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \times \frac{\partial p_n}{\partial r} + (C_{1n} + \alpha) \left(\frac{\partial p_n}{\partial r} \right)^2 = \frac{\phi \mu_n}{K_i} C_{in} e^{(\alpha - c_i)(p_i - p_n)} \frac{\partial p_n}{\partial t} \quad (7)$$

$n = 1, 2, 3$

其中, $\alpha \gg C_1, \alpha \gg C_r$, 因此,可以忽略流体压缩系数和储层岩石压缩系数,需进一步引入无量纲参数,其表达式分别为

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (8)$$

$$t_D = \frac{3.6 K_i t}{\phi C_{11} \mu_1 r_w^2} \quad (9)$$

$$C_D = \frac{C}{2\pi \phi C_{11} h r_w^2} \quad (10)$$

$$\alpha_D = \frac{1.842 \times 10^{-3} q \mu_1 B_g}{K_i h} \alpha \quad (11)$$

$$p_{nD} = \frac{K_i h (p_i - p_n)}{1.842 \times 10^{-3} q \mu_1 B_g} \quad (12)$$

将式(8)一式(12)代入式(7),得到无量纲条件下的偏微分控制方程为

$$\frac{\partial^2 p_{nd}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \times \frac{\partial p_{nd}}{\partial r_D} - \alpha_D \left(\frac{\partial p_{nd}}{\partial r_D} \right)^2 = \frac{\omega_{n1}}{M_{1n}} e^{\alpha_D p_{nd}} \frac{\partial p_{nd}}{\partial t_D}$$

$$n = 1, 2, 3 \quad (13)$$

其中

$$M_{1n} = \frac{\frac{K}{\mu_1}}{\frac{K}{\mu_n}} \quad (14)$$

$$\omega_{n1} = \frac{\phi C_{1n}}{\phi C_{11}} \quad (15)$$

无量纲边界条件包括初始条件、内边界条件、交界面条件和外边界条件,其中,交界面条件遵循压力和流量相等原理。

初始条件

$$p_{1D}|_{t_D=0} = p_{2D}|_{t_D=0} = p_{3D}|_{t_D=0} \quad (16)$$

内边界条件

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} (r_D \frac{\partial p_{1D}}{\partial r_D}) = -e^{\alpha_D p_{nd}} \approx -1 \quad (17)$$

交界面条件为

$$\begin{cases} p_{1D}|_{r_D=R_{1D}} = p_{2D}|_{r_D=R_{1D}} \\ p_{2D}|_{r_D=R_{2D}} = p_{3D}|_{r_D=R_{2D}} \\ \frac{\partial p_{1D}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{1D}} = \frac{1}{M_{12}} \times \frac{\partial p_{2D}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{1D}} \\ \frac{\partial p_{2D}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{2D}} = \frac{M_{12}}{M_{13}} \times \frac{\partial p_{3D}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{2D}} \end{cases} \quad (18)$$

其中

$$M_{12} = \frac{\frac{K}{\mu_1}}{\frac{K}{\mu_2}} \quad (19)$$

$$M_{13} = \frac{\frac{K}{\mu_1}}{\frac{K}{\mu_3}} \quad (20)$$

外边界条件

$$\lim_{r_D \rightarrow R_e} p_{3D} = 0 \quad (21)$$

1.2.3 求解方法

为了求解考虑应力敏感的非线性渗流方程,引入代换式为

$$p_{nd} = -\frac{1}{\alpha_D} \ln(1 - \alpha_D \eta_n)$$

$$n = 1, 2, 3 \quad (22)$$

将代换式(22)代入式(13),可使无量纲条件下的偏微分控制方程变换为

$$\frac{\partial^2 \eta_n}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \times \frac{\partial \eta_n}{\partial r_D} = \frac{\omega_{n1}}{M_{1n}} \times \frac{1}{1 - \alpha_D \eta_n} \times \frac{\partial \eta_n}{\partial t_D}$$

$$n = 1, 2, 3 \quad (23)$$

同时,将代换式(22)代入初始条件及边界条件式(16)一式(18),整理后得

$$\begin{cases} \eta_1|_{t_D=0} = \eta_2|_{t_D=0} = \eta_3|_{t_D=0} \\ \lim_{r_D \rightarrow 0} (r_D \frac{\partial \eta_1}{\partial r_D}) = -1 \\ \eta_1|_{r_D=R_{1D}} = \eta_2|_{r_D=R_{1D}} \\ \eta_2|_{r_D=R_{2D}} = \eta_3|_{r_D=R_{2D}} \\ \frac{\partial \eta_1}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{1D}} = \frac{1}{M_{12}} \times \frac{\partial \eta_2}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{1D}} \\ \frac{\partial \eta_2}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{2D}} = \frac{M_{12}}{M_{13}} \times \frac{\partial \eta_3}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{2D}} \end{cases} \quad (24)$$

根据 Pedrosa 等提出的简化方法^[14-15]可以得到

$$\eta_n = \eta_{n0} + \alpha_D \eta_{n1} + \alpha_D^2 \eta_{n2} + \dots \quad (25)$$

$$\frac{1}{1 - \alpha_D \eta_n} = 1 + \alpha_D \eta_n + \alpha_D^2 \eta_n^2 + \dots \quad (26)$$

取式(25)和式(26)等号右边的第1项近似求解,并代入式(23),整理得到

$$\frac{\partial^2 \eta_{n0}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \times \frac{\partial \eta_{n0}}{\partial r_D} = \frac{\omega_{n1}}{M_{1n}} \times \frac{\partial \eta_{n0}}{\partial t_D}$$

$$n = 1, 2, 3 \quad (27)$$

将式(25)和式(26)等号右边的第1项代入式(24),整理得到

$$\begin{cases} \eta_{10}|_{t_D=0} = \eta_{20}|_{t_D=0} = \eta_{30}|_{t_D=0} \\ \lim_{r_D \rightarrow 0} (r_D \frac{\partial \eta_{10}}{\partial r_D}) = -1 \\ \eta_{10}|_{r_D=R_{1D}} = \eta_{20}|_{r_D=R_{1D}} \\ \frac{\partial \eta_{10}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{1D}} = \frac{1}{M_{12}} \times \frac{\partial \eta_{20}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{1D}} \\ \eta_{20}|_{r_D=R_{2D}} = \eta_{30}|_{r_D=R_{2D}} \\ \frac{\partial \eta_{20}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{2D}} = \frac{M_{12}}{M_{13}} \times \frac{\partial \eta_{30}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{2D}} \\ \lim_{r_D \rightarrow R_e} \eta_{30} = 0 \end{cases} \quad (28)$$

对式(27)进行 Laplace 变换得到其通解形式为

$$\begin{cases} \overline{\eta_{10}} = AI_0(r_D \sqrt{s}) + BK_0(r_D \sqrt{s}) \\ \overline{\eta_{20}} = CI_0(r_D \sqrt{s} \chi_{12}) + DK_0(r_D \sqrt{s} \chi_{12}) \\ \overline{\eta_{30}} = EI_0(r_D \sqrt{s} \chi_{13}) + FK_0(r_D \sqrt{s} \chi_{13}) \\ \chi_{12} = \frac{\omega_{21}}{M_{12}} \\ \chi_{13} = \frac{\omega_{31}}{M_{13}} \end{cases} \quad (29)$$

结合式(25)、式(28)及通解形式(29),可以得到拉氏空间线性方程组为

$$\begin{cases} [AI_1(\sqrt{s}) - BK_1(\sqrt{s})]\sqrt{s} = -\frac{1}{s} \\ AI_0(r_{1D}\sqrt{s}) + BK_0(r_{1D}\sqrt{s}) = CI_0(r_{1D}\sqrt{s\chi_{12}}) + DK_0(r_{1D}\sqrt{s\chi_{12}}) \\ AI_1(r_{1D}\sqrt{s}) - BK_1(r_{1D}\sqrt{s}) = \frac{\sqrt{\chi_{12}}}{M_{12}} [CI_1(r_{1D}\sqrt{s\chi_{12}}) - DK_1(r_{1D}\sqrt{s\chi_{12}})] \\ CI_0(r_{2D}\sqrt{s\chi_{12}}) + DK_0(r_{2D}\sqrt{s\chi_{12}}) = EI_0(r_{2D}\sqrt{s\chi_{13}}) + FK_0(r_{2D}\sqrt{s\chi_{13}}) \\ CI_1(r_{2D}\sqrt{s\chi_{12}}) - DK_1(r_{2D}\sqrt{s\chi_{12}}) = \frac{M_{12}\sqrt{\chi_{13}}}{M_{13}\sqrt{\chi_{12}}} [EI_1(r_{2D}\sqrt{s\chi_{13}}) - FK_1(r_{2D}\sqrt{s\chi_{13}})] \\ \lim_{r_D \rightarrow \infty} [EI_0(r_D\sqrt{s\chi_{13}}) + FK_0(r_D\sqrt{s\chi_{13}})] = 0 \end{cases} \quad (30)$$

最后,利用高斯消元法可确定待定系数 A, B, C, D, E, F ,从而得到压力函数在拉氏空间下的解。

若考虑井筒储集系数和表皮效应的影响,可以求得无量纲井底压力^[16]在拉氏空间下方程式的解

$$\overline{\eta_{w0}} = \frac{s\overline{\eta_{10}}(s) + S}{s\{1 + C_D s[s\overline{\eta_{10}}(s) + S]\}} \quad (31)$$

2 CO₂混相驱渗流特征

2.1 典型试井曲线分析

对以上所求得的拉氏空间下的解 $\overline{\eta_{w0}}$,进一步采用Stehfest数值反演技术进行反演,得到考虑应力敏感效应影响的实空间井底压力 $p_{wD} \sim t_D/C_D$ 与压力导数 $p'_{wD}(t_D/C_D) \sim t_D/C_D$ 的无量纲双对数井底压力动态响应特征曲线(图2)。不同影响因素的双对数曲

线可以划分为5个渗流阶段:①第I阶段,主要受无量纲井筒储集系数控制,表现为压力和压力导数相近、斜率为1的直线;②第II阶段,受井筒储集系数和表皮系数共同控制;③第III阶段,第1径向流阶段,主要受超临界纯CO₂区渗流规律控制,由于受应力敏感的影响,压力导数曲线值大于0.5;④第IV阶段,第2径向流阶段,主要受过渡区渗流规律控制和应力敏感效应的影响,压力导数曲线的值大于0.5M₁₂;⑤第V阶段,第3径向流阶段,主要受地层原油渗流规律控制和应力敏感效应的影响,压力导数曲线的值大于0.5M₁₃,并出现明显上翘趋势。

2.2 敏感性分析

根据相关参数进行敏感性分析,结果表明:①分析图2a可知,由于应力敏感效应的影响,地层原油径向流阶段的压力导数高于0.5M₁₃;随着应力敏

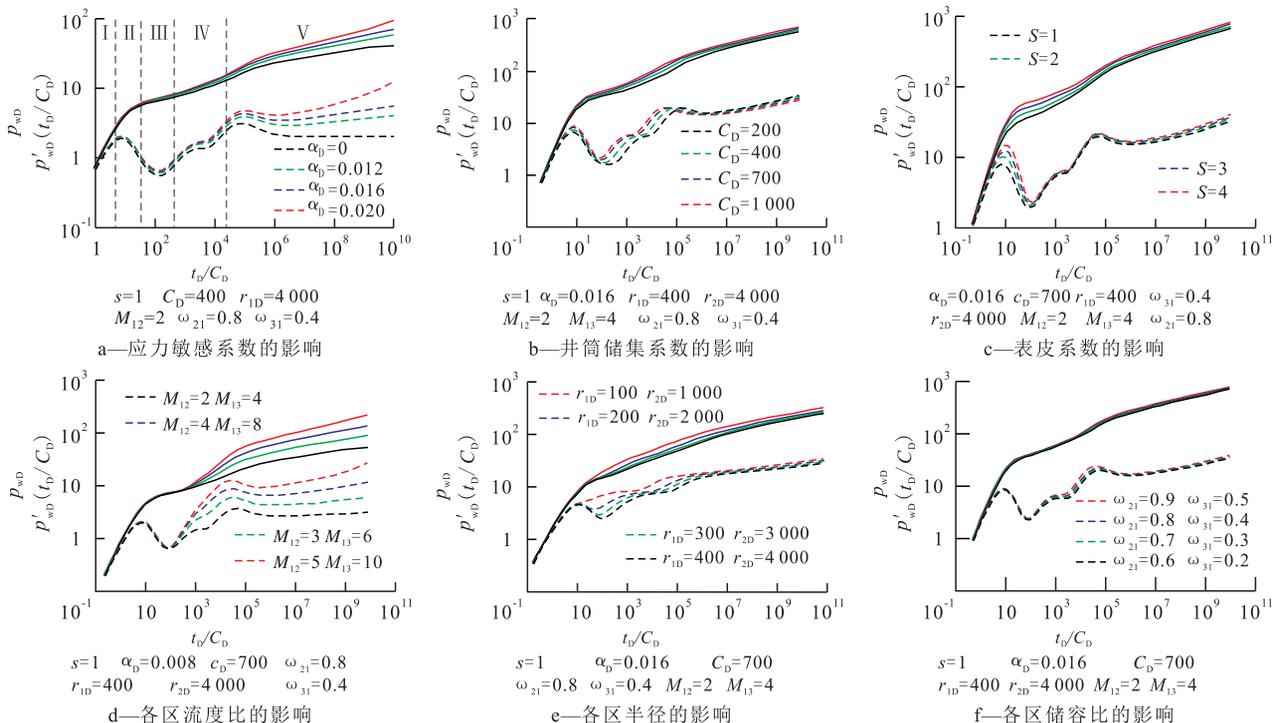


图2 CO₂混相驱试井曲线特征及相关参数敏感性分析

Fig.2 Well test curve of carbon dioxide miscible flooding and sensitivity analysis

感系数从0逐渐增大到0.02,地层原油径向流阶段的上翘幅度逐渐增大。②分析图2b可知,井筒储集系数对整个试井曲线的影响较显著;随着井筒储集系数从200逐渐增大到1000,压力导数曲线表现为:纯CO₂区径向流阶段逐渐消失,同时该流动阶段压力导数曲线的值显著增大;该现象与图3类似,其原因为CO₂的压缩性远大于原油,井筒储集系数较大,能够明显提高纯CO₂区压力导数曲线的值;过渡区径向流阶段,压力导数出现时间随井筒储集系数增大而显著提前,压力导数值和曲线变化趋势都保持不变;地层原油径向流阶段,出现时间逐渐提前,压力导数曲线的变化趋势保持不变。③表皮系数主要影响试井曲线的第Ⅱ渗流阶段;随着表皮系数从1逐渐增大到4,压力导数曲线表现为纯CO₂区径向流阶段压力导数曲线的值显著增大,其它2个径向流动阶段的压力导数值增加幅度较小。④CO₂过渡区、地层原油区的流度参数主要控制的是CO₂过渡区和地层原油区径向流阶段的渗流特征,其压力导数曲线值随过渡区、原油区流度比的增大而增大,但整个压力导数曲线的变化趋势并未发生明显的变化。⑤纯CO₂区驱替前缘和过渡区驱替前缘2个参数,主要控制的是纯CO₂区和过渡区的径向流阶段;随着纯CO₂区驱替前缘的逐渐增大,纯CO₂区的径向流阶段的持续时间逐渐增长,压力导数曲线的值逐渐靠近0.5;过渡区径向流动阶段的持续时间随着过渡区驱替前缘半径增大而逐渐增长,但压力导数的值并未发生明显的变化。⑥储容比主要影响的是径向流之间的过渡阶段,随着储容比的降低,过渡阶段的压力导数值逐渐降低,但降低幅度较小;对其他渗流阶段的影响较小。

2.3 实例应用

选取胜利油区某低渗透油藏CO₂注入井为研究对象^[7],进行实例验证分析。该油藏主要的储层参数包括:储层厚度为9.2 m,孔隙度为9.3%,原油粘度为1.54 mPa·s,原油体积系数为1.24 m³/m³。CO₂注入速度为11 t/d,注入时间为350 d。实验测试获得CO₂混相驱试井曲线(图3),采用试井模型进行拟合,所得拟合精度达到90%以上,拟合效果较好。试井解释结果显示:井筒储集系数为1.6×10⁻³ m³/MPa,表皮系数为0.3;纯CO₂区驱替前缘为10.8 m,过渡区驱替前缘为84.2 m;过渡区与纯CO₂区流度比为1.6,与纯CO₂区储容比为0.64;原油区流度比为3.1,储容比为0.53;储层渗透率为0.25×10⁻³ μm²,应力敏感系数为0.012 MPa⁻¹。解释结果与矿场实际相近,证明该试井模型是可靠的。

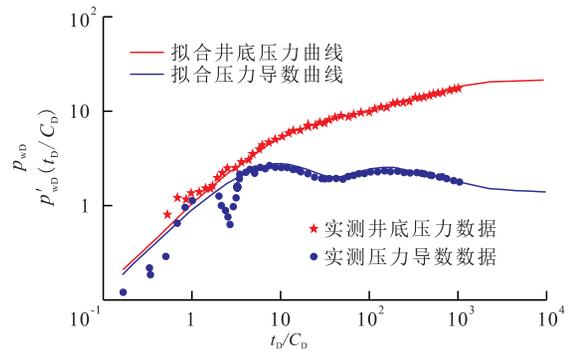


图3 典型实测CO₂混相驱试井拟合曲线

Fig.3 Fitting with real measured well test curve of CO₂ miscible flooding

3 结论

低渗透油藏应力敏感效应能够显著增大CO₂注入井近井区域储层的导流能力,严重影响CO₂注入井的井底压力变化特征,因此低渗透油藏CO₂混相驱试井模型必须考虑应力敏感的影响。

应力敏感效应使压力导数曲线偏离常规模型的曲线,导数曲线的值不再遵循0.5M规则,同时压力导数曲线的上翘幅度随应力敏感系数值增大而增大;此外,应力敏感效应会掩盖三区径向渗流的特征,使得各区径向渗流持续时间减少。

敏感性分析结果表明:流度比主要影响径向流阶段压力导数的值,并未改变曲线的变化特征;各区驱替前缘半径主要影响的是径向流阶段的持续时间,并未改变各区压力导数曲线的值;储容比主要影响径向流之间的过渡阶段。

试井模型应用于CO₂注入井,能够准确地确定纯CO₂区和过渡区驱替前缘半径及其他相关参数;因此,该模型可以被推广到低渗透应力敏感储层的CO₂混相驱参数反演或驱替前缘动态监测中。

符号解释:

R_1 ——纯CO₂区半径,m; R_2 ——混相过渡区半径,m;
 R_o ——原油区油藏半径,m; K ——地层流体压力条件下的渗透率,10⁻³ μm²; K_i ——油藏初始压力条件下的渗透率,10⁻³ μm²; α ——应力敏感系数,MPa⁻¹; p_i ——油藏初始压力,MPa; p ——地层流体压力,MPa; ρ ——流体密度,kg/m³;
 ρ_0 ——流体在油藏初始压力下的密度,kg/m³; C_1 ——流体压缩系数,MPa⁻¹; ϕ ——地层流体压力条件下的储层孔隙度; ϕ_0 ——油藏初始压力下的孔隙度; C_r ——储层岩石压缩系数,MPa⁻¹; r ——储层半径,m; v ——流体渗流速度,m/s; t ——时间,h; μ ——流体粘度,mPa·s; C_f ——地层综合压缩系数,MPa⁻¹; p_n ——不同流体区域的压力,MPa; n ——不同流体区域的标识符, n 为1表示纯CO₂区, n 为2表示过渡

区, n 为3表示原油区; C_{ln} ——不同流体区域流体压缩系数, MPa^{-1} ; μ_n ——不同流体区域流体粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; C_{in} ——不同流体区域地层综合压缩系数, MPa^{-1} ; r_D ——无量纲半径; r_w ——井筒半径, m ; t_D ——无量纲时间; C_{1l} ——纯CO₂区地层综合压缩系数, MPa^{-1} ; μ_1 ——纯CO₂区粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; C_{1D} ——无量纲井筒储集系数; C ——井筒储集系数, m^3/MPa ; h ——地层厚度, m ; α_D ——无量纲应力敏感系数; q ——CO₂注入速度, m^3/d ; B_g ——CO₂体积系数, m^3/m^3 ; p_{nD} ——不同流体区域无量纲压力; ω_{n1} ——不同流体区域与纯CO₂区的储容比; M_{1n} ——纯CO₂区与不同流体区域的流度比; p_{wD} ——无量纲井底压力; R_{1D} ——纯CO₂区与过渡区交界面无量纲半径; R_{2D} ——过渡区与原油区交界面无量纲半径; μ_2 ——过渡区粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; η_n ——不同流体区域压力的代换参数, MPa ; η_{n0} , η_{n1} , η_{n2} ——不同流体区域压力的0阶、1阶、2阶微量; η_{10} , η_{20} , η_{30} ——纯CO₂区、过渡区和原油区的0阶微量; $\bar{\eta}_{n0}$ ——不同流体区域拉氏空间下压力的0阶解; A , B , C , D , E , F ——方程组待定系数; I_0 ——零阶虚宗量第1类贝塞尔函数; s ——拉氏空间下时间的变量; K_0 ——零阶虚宗量第2类贝塞尔函数; I_1 ——一阶虚宗量第1类贝塞尔函数; K_1 ——一阶虚宗量第2类贝塞尔函数; $\bar{\eta}_{w0}$ ——考虑表皮效应及井筒储集系数的拉氏空间下无量纲井底压力; S ——表皮系数。

参考文献:

- [1] 叶恒, 廖新维, 黄海龙, 等. 三叠系长6油藏二氧化碳驱技术方案优选[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 129-132.
Ye Heng, Liao Xinwei, Huang Hailong, et al. Selection of CO₂ displacement scheme for Triassic Chang-6 reservoir, Changqing Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 129-132.
- [2] Su K, Liao X, Zhao X. Transient pressure analysis and interpretation for analytical composite model of CO₂ flooding[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 125: 128-135.
- [3] Tang R W, Ambastha A K. Analysis of CO₂ pressure transient data with two- and three-region analytical radial composite models[R]. Houston: the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1988.
- [4] 王敬瑶. 二氧化碳驱试验区试井测试资料分析及应用[J]. 大庆石油学院学报, 2011, 35(3): 85-90.
Wang Jingyao. Analysis of well testing data of carbon dioxide flooding zone and its application[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(3): 85-90.
- [5] 苏玉亮, 孟凡坤, 周诗雨, 等. 低渗透油藏CO₂驱试井曲线特征分析[J]. 科技导报, 2015, 33(18): 34-39.
Su Yuliang, Meng Fankun, Zhou Shiyu, et al. Characteristics analysis of well testing curve of CO₂ flooding in low permeability reservoir[J]. Science & Technology Review, 2015, 33(18): 34-39.
- [6] 李友全, 孟凡坤, 阎燕, 等. 考虑流体非均质性的低渗透油藏CO₂驱试井分析[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(4): 106-112.
Li Youquan, Meng Fankun, Yan Yan, et al. Pressure transient analysis on CO₂ flooding in low permeability reservoirs considering fluid heterogeneity[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(4): 106-112.
- [7] 沈平平, 廖新维. 二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
Shen Pingping, Liao Xinwei. The technology of carbon dioxide stored in geological media and enhanced oil recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [8] 朱常玉, 程时清, 唐恩高, 等. 聚合物驱三区复合模型试井分析方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(3): 106-110.
Zhu Changyu, Cheng Shiqing, Tang Engao, et al. Well-test analyzing method with three-zone composite model for the polymer flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(3): 106-110.
- [9] 王厉强, 刘慧卿, 甄思广, 等. 低渗透储层应力敏感性定量解释研究[J]. 石油学报, 2009, 30(1): 96-99.
Wang Liqiang, Liu Huiqing, Zhen Siguang, et al. Quantitative research on stress sensitivity of low-permeability reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(1): 96-99.
- [10] 窦祥骥, 廖新维, 赵晓亮, 等. 应力敏感微纳米孔隙储层压裂裂缝反演方法[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 76-82.
Dou Xiangji, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al. Inversion method for hydraulic fracture in stress-sensitive formation with micro-nano pores[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 76-82.
- [11] 雷刚, 王昊, 董平川, 等. 非均质致密砂岩应力敏感性的定量表征[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 90-94.
Lei Gang, Wang Hao, Dong Pingchuan, et al. Quantitative analysis on stress sensitivity of heterogeneous tight sandstone[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 90-94.
- [12] 李玉丹, 董平川, 张荷, 等. 低渗透油藏渗透率及启动压力梯度应力敏感性分析[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(6): 57-63.
Li Yudan, Dong Pingchuan, Zhang He, et al. Stress sensitivity analysis of permeability and threshold pressure gradient in low-permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 57-63.
- [13] 张林, 贾永禄, 张福祥, 等. 考虑二次压力梯度非线性渗流三区复合油藏模型分析[J]. 大庆石油学院学报, 2011, 35(5): 54-59.
Zhang Lin, Jia Yonglu, Zhang Fuxiang, et al. Analysis of considering quadratic pressure gradient nonlinear percolation in 3-zone composite reservoir[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(5): 54-59.
- [14] Jr Pedrosa O A. Pressure transient response in stress-sensitive formations[R]. Oakland: the SPE California Regional Meeting, 1986.
- [15] Kikani J, Pedrosa A O. Perturbation analysis of stress-sensitive reservoirs[J]. SPE Formation Evaluation, 1991, 6(3): 379-386.
- [16] 徐梦雅. 致密砂岩气藏压裂井动态反演技术及其应用研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2013.
Xu Mengya. Dynamic inversion and application research of fractured wells in tight sandstone gas reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2013.