

文章编号:1673-5005(2012)04-0123-06

基于集合卡尔曼滤波的非稳态油水相对渗透率曲线计算方法

王玉斗, 李茂辉

(中国石油大学 理学院, 山东 青岛 266580)

摘要:提出一种基于半迭代集合卡尔曼滤波(EnKF)的自动历史拟合法用于非稳态油水相对渗透率曲线的计算。进行高温、低界面张力体系作用下油水相对渗透率试验,利用半迭代 EnKF 历史拟合法和 JBN 解析法进行数据处理,研究温度、界面张力对油水相对渗透率的影响。结果表明:利用半迭代 EnKF 历史拟合法和 JBN 解析法所得结果区别较大,但从历史拟合的角度来看,半迭代 EnKF 方法结果更为合理;随着温度的升高,束缚水饱和度增大,残余油饱和度降低,油相相对渗透率升高,水相相对渗透率降低,相对渗透率曲线右移;随着界面张力的降低,束缚水饱和度和残余油饱和度都降低,油水两相共渗的范围变宽;新方法将驱油机制考虑到数学模型中,得到的相对渗透率曲线更适于在油藏数值模拟、生产优化等方面应用。

关键词:集合卡尔曼滤波;相对渗透率;非稳态法;自动历史拟合;温度;界面张力

中图分类号:TE 348

文献标志码:A

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2012.04.023

A calculation method for unstable state oil-water relative permeability curve based on ensemble Kalman filter

WANG Yu-dou, LI Mao-hui

(College of Science in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: A calculation method for unstable state oil-water relative permeability curve based on half iterative ensemble Kalman filter (EnKF) was developed. The oil-water relative permeability experiments flooded by high temperature and low interfacial tension system were done. The half iterative EnKF method and JBN method were used to calculate the oil-water relative permeability curves. The effects of temperature and interfacial tension on the oil-water relative permeability were studied. The difference of the results from the two methods is large. But the result from the iterative EnKF is more accurate in the sense of data match. Both the irreducible water saturation and oil relative permeability increase with the increase of the temperature. The residual oil saturation and water relative permeability decrease with the increase of the temperature. The relative permeability curve moves to the right. Both the irreducible water saturation and the residual oil saturation decrease with the oil-water interfacial tension decreasing. The flooding mechanisms can be considered in the mathematical model, and the relative permeability obtained from this new method is more suitable to apply in reservoir numerical simulation and production optimization.

Key words: ensemble Kaman filter; relative permeability; unstable state method; automatic history matching; temperature; interfacial tension

非稳态法是测量油水相对渗透率的常用方法,其测量数据处理方法有解析法和历史拟合法两种,其中 JBN 解析法用得最多^[1]。该方法是基于两相线性稳定流,利用 Buckley-Leverett 方程推导出来的

一种油水两相相对渗透率的计算方法,而实际测量过程中油水渗流并不完全满足其前提条件,所以如果将 JBN 方法得到的相对渗透率曲线代入油藏数值模型,预测数据往往与测量数据不符。特别是对

收稿日期:2012-04-05

基金项目:山东省自然科学基金项目(ZR2010EM053);中国石油大学(华东)自主创新科研计划项目(09CX04019A)

作者简介:王玉斗(1973-),男(汉族),河南范县人,副教授,博士(后),主要从事自动历史拟合、油藏描述、油藏数值模拟等方面的研究。

于高温、低界面张力体系下水相相对渗透率曲线的测量,目前仍没有合理的计算方法,一般情况下仍应用 JBN 方法处理。但是,受乳化、润湿性、岩石表面吸附等诸多因素的影响,高温、低界面张力体系作用下油水渗流已严重偏离 JBN 方法的前提,得到的相对渗透率曲线不能真正反映油水两相的渗流机制。历史拟合是另一种行之有效的油水相对渗透率曲线计算方法,它将相对渗透率看作是油藏模型的一个参数,通过油藏数值模拟技术拟合试验测量数据来调整相对渗透率参数,最终绘制出相对渗透率曲线。该方法在对测量数据进行预测的过程中,可以合理选取油藏数值模拟模型,考虑高温、低界面张力体系作用下油水渗流机制^[2,3],从而反演出合理的相对渗透率曲线。传统的历史拟合方法需要利用伴随矩阵方法求解敏感系数矩阵,求解步骤较为繁琐且费时较长,算法稳定性差,对硬件要求高,导致其应用一直受到限制^[4]。集合卡尔曼滤波方法(EnKF)是新兴起的一种数据拟合技术,已成功应用于油藏生产历史拟合^[5,6]。Wang 等^[7,8]提出了半迭代集合卡尔曼滤波,解决了其非线性问题中的应用。笔者将半迭代 EnKF 应用于高温、低界面张力体系作用下非稳态油水相对渗透率曲线测量数据的处理,将处理结果与 JBN 方法进行对比,并利用该方法讨论温度、界面张力等因素对相对渗透率曲线的影响。

1 基于 EnKF 的相对渗透率曲线计算

基于自动历史拟合方法的相对渗透率曲线计算方法中,油藏相对渗透率曲线由解析模型进行描述。目前相对渗透率曲线解析模型一般有 Corey 指数模型和样条模型^[9](B 样条模型应用较多)。Corey 模型形式简单,未知参数少,但对一些特殊条件下的相对渗透率曲线的描述会有偏差;B 样条模型形式复杂,未知参数多,可表现复杂的相对渗透率曲线,但各参数没有明确的物理意义。对于特殊条件下,如高温、低界面张力体系下水相相对渗透率曲线,人们认识仍然较少,目前还没有统一的相渗曲线模型,实际应用中仍然用 Corey 模型来表示。无论利用哪种相对渗透率解析模型,都可以通过估计解析模型中各相关系数来估计相对渗透率曲线。假设油水相对渗透率曲线^[10]由下式确定:

$$K_{rw} = K_{rw}^* \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1.0 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w} \quad (1)$$

$$K_{ro} = K_{ro}^* \left(\frac{1.0 - S_w - S_{or}}{1.0 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_o} \quad (2)$$

式中, K_{rw}^* 为水相相对渗透率端点值; K_{ro}^* 为油水两相渗流条件下油相相对渗透率端点值; S_{wc} 为束缚水饱和度; S_{or} 为油水两相条件下残余油饱和度; e_w 和 e_o 分别为水、油两相的相对渗透率曲线指数。定义相对渗透率曲线模型向量 $\mathbf{m}$

$$\mathbf{m} = [S_{wc} \quad S_{or} \quad K_{rw}^* \quad K_{ro}^* \quad e_w \quad e_o]^T \quad (3)$$

与 n 时刻动态场 $\mathbf{f}^n$

$$\mathbf{f}^n = \begin{bmatrix} \mathbf{p} \\ \mathbf{S}_w \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中,向量 $\mathbf{p}$ 为油藏压力场;向量 $\mathbf{S}_w$ 为含水饱和度和场; $\mathbf{f}^0$ 为油藏初始动态场。将非稳态法测量数据向量定义为

$$\mathbf{d}^n = [p_i^n \quad p_o^n \quad q_w^n \quad q_o^n]^T \quad (5)$$

式中, n 为 t_n 时刻; p_i 为注入端压力; p_o 为出口端压力; q_w 为水流量; q_o 为油流量。按照渗流力学理论,油藏模型、动态场与生产数据之间满足

$$\mathbf{d}^n = \mathbf{g}^n(\mathbf{m}, \mathbf{f}^n) \quad (6)$$

式中, $\mathbf{g}^n$ 表示油藏数值模型,表示 t_n 时刻生产预测数据与油藏模型的关系,即 t_n 时刻产量只与油藏地质模型和该时刻的动态场有关。求解式(6)实际是运行油藏数值模拟软件的过程。

假设在非稳态法测量相对渗透率曲线试验过程中,可在 $t_1, t_2, \dots, t_n$ 时刻得到式(5)中的测量数据。JBN 方法只用到见水之后的测量数据,但基于 EnKF 的历史拟合方法所有的测量数据都是有用的。 t_n 时刻的测量数据 $\mathbf{d}_{obs}^n$ 可看作随机向量,由下式表示:

$$\mathbf{d}_{obs}^n = \mathbf{d}^n + \mathbf{e}_d^n = \mathbf{g}^n(\mathbf{m}, \mathbf{f}^n) + \mathbf{e}_d^n \quad (7)$$

式中, $\mathbf{e}_d^n$ 为测量误差向量。

基于自动历史拟合求解相对渗透率曲线是根据测量数据反演相对渗透率曲线模型 $\mathbf{m}$,使得式(7)成立。集合 Kalman 滤波方法通过对目标函数

$$O(\mathbf{m}_j^n) = \frac{1}{2}(\mathbf{m}_j^n - \mathbf{m}_j^{n,p})^T \mathbf{C}_{m_j^n}^{-1}(\mathbf{m}_j^n - \mathbf{m}_j^{n,p}) + \frac{1}{2}(\mathbf{g}(\mathbf{m}_j^n) - \mathbf{d}_{w,j}^n)^T \mathbf{C}_{d_{w,j}^n}^{-1}(\mathbf{g}(\mathbf{m}_j^n) - \mathbf{d}_{w,j}^n), \quad j=1, \dots, N_e \quad (8)$$

进行极小值求解得到可以拟合测量数据的相对渗透率模型集合。其中 N_e 表示集合中的模型数, $\mathbf{m}_j^{n,p}$ 表示在第 n 个拟合时间步的第 j 个相对渗透率先验模型, $\mathbf{d}_{w,j}^n$ 由下式表示:

$$\mathbf{d}_{w,j}^n = \mathbf{d}_{obs}^n + \mathbf{L}_D \mathbf{Z}_D \quad (9)$$

其中测量误差协方差矩阵 $\mathbf{C}_{D_D} = \mathbf{L}_D \mathbf{L}_D^T$, $\mathbf{Z}_D$ 为 $N_D \times 1$ 维的正态分布的无相关的随机数,其平均值为0,标准偏差为1。 $\mathbf{C}_{m_j^n}$ 是 t_n 时刻先验相对渗透率模型参数的协方差矩阵。利用高斯-牛顿法对式(8)求极

值,第一次迭代过程中敏感系数矩阵取平均,就得到标准集合卡尔曼滤波方法的相对渗透率更新模型。

为了解决非线性油藏问题中更新模型与更新动态场的非一致性,Wang 提出半迭代 EnKF 方法^[7,8]

$$m_j^{n+1} = m_j^{n,p} + C_{M,p_n} (C_{D_n} + C_{D_{n,j}})^{-1} (d_{n,j}^{n,p} - d_j^{n,p}), j = 1, 2, \dots, N_c. \quad (10)$$

与标准集合卡尔曼滤波不同的是,预测数据 $d_j^{n,p}$ 是利用 t_n 时刻相对渗透率曲线模型 $m_j^{n,p}$ 从初始状态运行油藏数值模拟软件到时间 t_n 得到。拟合 t_n 时刻测量数据后,利用更新的相对渗透率曲线从时间零重新运行数值模拟软件到下一个数据拟合时间 t_{n+1} 得到 $d_j^{n+1,p}$,进行下一次数据拟合。经证明该方法与集合随机极大似然法(EnRML 方法)是一致的^[7]。

2 油水相对渗透率曲线的测量

目前还没有高温、低界面张力体系下油水相对渗透率曲线测量的标准,测量方法及过程按照稠油油藏高温相对渗透率曲线测量标准进行。

试验采用粒径 $(15 \sim 18) \times 10^{-3}$ cm 和 $(7.5 \sim 15) \times 10^{-3}$ cm 石英砂按质量比例 2 : 1 配制的人造岩心,直径为 25 mm,长度为 300 mm,岩心渗透率为 $(1998 \sim 2548) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为 38.3% ~ 41.0%;试验用油是胜利油田孤岛三区的脱水原油;试验用水为孤岛三区地层水;试验用表面活性剂由胜利油田提供石油磺酸盐类表面活性剂与甜菜碱复配而成,共配制 3 种油水界面张力分别为 0.1、0.01、0.001 mN/m 的溶液体系,每一个界面张力体系分别在 65、120 和 200 °C 下进行油水相对渗透率曲线的测量。为了保证驱替过程中油水界面张力稳定,从岩心饱和水到水驱油过程都采用相同界面张力体系的表面活性剂溶液。

JBN 方法处理相对渗透率曲线测量数据时,只用到水突破后的数据。实际上,水突破之前的数据仍然包含有相对渗透率曲线的信息,所以利用自动历史拟合方法处理相对渗透率曲线数据时,水突破之前也要记录数据。

3 方法验证及试验结果分析

3.1 基于 EnKF 的历史拟合方法与 JBN 解析方法结果对比

利用 EnKF 方法计算相对渗透率曲线时,相对渗透率曲线模型 m 中的所有参数都是未知的,其初始时刻先验值的选取自由度较大,只要相渗曲线的

端点值互相匹配即可。在拟合过程中,一般根据 JBN 方法测得的束缚水饱和度和残余油饱和度数值选取初始先验值。图 1 为 120 °C、界面张力为 0.001 mN/m 时 EnKF 方法和 JBN 方法得到的相对渗透率曲线。可以明显看出,二者差别较大。因为自动历史拟合方法相渗曲线用指数解析式表示,反演得到的相对渗透率曲线更为光滑;而 JBN 方法得到的结果呈现凸型曲线,与常规曲线形式不符。自动历史拟合得到的水相相对渗透率大于 JBN 方法结果,而油相相对渗透率小于 JBN 结果。

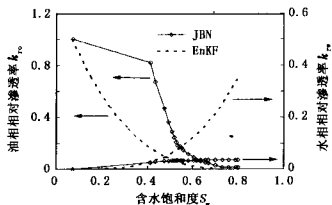


图1 自动历史拟合方法与 JBN 方法结果对比

Fig.1 Results comparison of automatic history matching and JBN

JBN 方法是利用 Buckley-Leverett 方程推导出来的一种油水两相相对渗透率的计算方法,其基本前提是两相线性稳定流,而高温、低界面张力体系下很难符合其基本前提。自动历史拟合方法通过拟合试验测量数据来反演相对渗透率曲线,反演过程中油藏数值模型可以考虑高温、低界面张力体系的作用机制,得到的相对渗透率曲线更适合在油藏数值模拟中应用。将两种方法得到的相渗曲线代入油藏数值模拟软件,预测结果与试验测量数据结果的对比见图 2。可以看出自动历史拟合方法得到的相渗曲线的预测结果与试验测量结果拟合得很好。JBN 方法得到的相渗曲线由于油相渗透率偏大,水相渗透率偏低,造成含水率降低,累积产油量偏高。

实际上,相对渗透率曲线的影响主要体现在水突破时间及含水率上升过程,当含水率超过 95% 时,无论相渗曲线形状如何,含水率区别不大。JBN 方法计算相对渗透率曲线时,主要利用水突破后的测量数据,容易造成相对渗透率曲线信息的丢失,而自动历史拟合方法可以很好地解决这个问题。但是,试验过程中水突破时间很短,很难精确记录产出数据,所以加强非稳态相对渗透

率试验产出数据的自动记录研究,增加水突破前及含水率上升阶段的数据记录量是保证自动历史

拟合计算精度的关键。

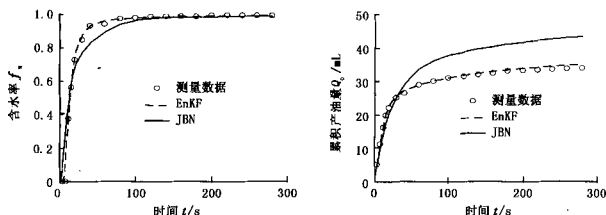


图2 EnKF与JBN结果对测量数据的拟合

Fig.2 Data history matching using results from EnKF and JBN

3.2 温度对油水相对渗透率的影响

水驱及油水界面张力(σ)为0.001 mN/m时的油水相对渗透率曲线见图3,其中曲线表示EnKF方法得到的结果,离散点是JBN方法得到的结果。可以明显看出,EnKF方法得到的水相相对渗透率远远大于JBN方法的结果,油相渗透率小于JBN方法的结果。基于EnKF的自动历史拟合得到的结果中温度的影响更具规律性,无论普通水驱,还是低界面张力体系驱,随着温度的升高,束缚水饱和度升高,残余油饱和度降低,油相相对渗透率升高,水相相对

渗透率降低,相对渗透率曲线向右偏移。这是因为少量原油成分在岩石表面吸附成膜,岩石具有亲油性。但是,油膜高温不稳定,当温度增加时,油膜被解吸,岩石变得更亲水,所以束缚水饱和度增加,残余油饱和度降低^[11]。另一方面,温度高时,油水流动度比变大,油驱水效率变低,束缚水饱和度升高,而水驱油效率变高,残余油饱和度降低。还可以看出,随温度的变化,残余油变化的幅度要大于束缚水变化的幅度。低界面张力时,相对渗透率随温度的变化不太明显。

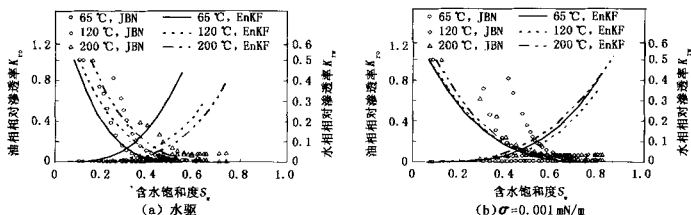


图3 温度对油水相对渗透率的影响

Fig.3 Effect of temperature on oil-water relative permeability

3.3 界面张力对油水相对渗透率的影响

65 °C和200 °C时油水界面张力对相对渗透率的影响见图4。无论高温还是低温,随着界面张力的降低,束缚水饱和度、残余油饱和度都降低,即油水两相流的饱和度区增大。界面张力的降低,使得原油和水在岩石表面的黏附功减小,它们易于从岩石表面脱离开,降低了残余油饱和度和束缚水饱和度^[11]。65 °C时,束缚水饱和度随界面张力的降低变化幅度很小,但残余油饱和度随界面张力的降

低变化较大;并且同一饱和度下,随着界面张力的降低油相渗透率升高,水相渗透率下降,且幅度较大。界面张力的降低,使得油对岩石的润湿角增加,减小了毛细管阻力,另一方面,界面张力的降低导致原油乳化,形成水包油型乳液,增加了原油的可流动性,使得油相相对渗透率增加。200 °C时,束缚水饱和度和残余油饱和度随界面张力的变化明显,但相对渗透率曲线变化很小,即高温时界面张力的作用减弱。

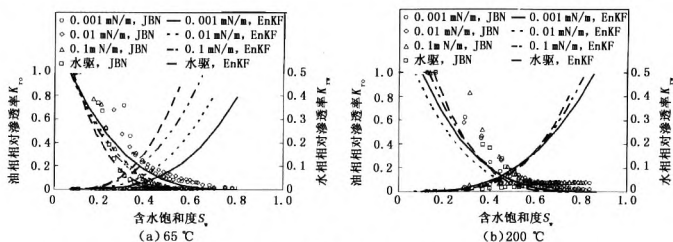


图4 界面张力对油水相对渗透率的影响
Fig.4 Effect of interfacial tension on oil-water relative permeability

3.4 温度、界面张力对束缚水饱和度和残余油饱和度的影响

温度、界面张力对束缚水饱和度和残余油饱和度的影响见图5~8。可以明显看出,两种方法得到的

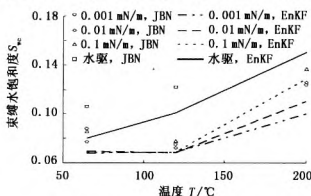


图5 温度对束缚水饱和度的影响
Fig.5 Effect of temperature on irreducible water saturation

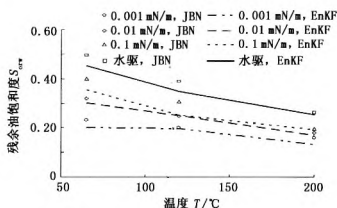


图6 温度对残余油饱和度的影响
Fig.6 Effect of temperature on residual oil saturation

结果规律是一致的。随着温度的升高,束缚水饱和度和残余油饱和度增加。当界面张力大于0.1 mN/m时,低温时束缚水饱和度随温度的变化较小,当温度从120 °C增加到200 °C时,束缚水饱和度上升幅度较大。随着界面张力的降低,束缚水饱和度降低。在温度为65和120 °C,油水界面张力降低到0.1 mN/m时,束缚水饱和度有较大幅度的降低,再继续降低界面张力束缚水饱和度变化很小。残余油饱和度与温度和界面张力基本上都成线性关系,随着温度升高,或者界

面张力降低,残余油饱和度都降低。值得指出的是,EnKF方法得到的结果一般都比解析法得到的结果小。其原因可能是:JBN方法中束缚水饱和度和残余油饱和度的计算基于质量守恒定律,饱和油时一般注入1~2倍孔隙体积的原油,结束时还有一小部分可流动水没被驱替出来;当含水率达到99.5%时,认为驱替结束,仍有一部分油没被驱替出来,所以按照质量守恒计算的束缚水饱和度和残余油饱和度要小于真实的数值。自动历史拟合方法利用数值模拟软件通过调整相对渗透率曲线拟合测量数据,得到的结果更接近实际值。

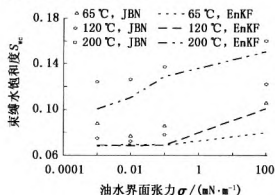


图7 界面张力对束缚水饱和度的影响
Fig.7 Effect of interfacial tension on irreducible water saturation

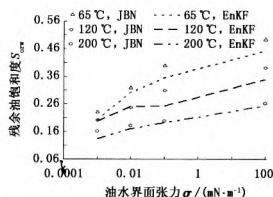


图8 界面张力对残余油饱和度的影响
Fig.8 Effect of interfacial tension on residual oil saturation

4 结论

(1) 基于 EnKF 的自动历史拟合方法是一种有效的非稳态油水相对渗透率测量数据处理方法,该方法处理过程中可以考虑温度、界面张力对油水渗流的影响,模型更合理。得到的相对渗透率曲线虽然和 JBN 方法区别较大,但从历史拟合的角度看,自动历史拟合方法得到的结果更可靠。

(2) 基于自动历史拟合的相对渗透率数据处理方法相对于解析法得到的相对渗透率曲线更光滑,形态更好,得到的束缚水饱和度、残余油饱和度更接近真实值,并且该方法可以将更多的测量数据包含的信息考虑进来。

(3) 随着温度的升高,束缚水饱和度增大,残余油饱和度降低,油相相对渗透率升高,水相渗透率降低,相对渗透率曲线右移,随着温度的升高残余油饱和度降低的幅度大于束缚水饱和度增加的幅度,油-水两相共渗范围变宽。随着界面张力的降低,束缚水饱和度和残余油饱和度都降低,油水两相共渗的范围变宽。低温时,油水两相相对渗透率的变化比较明显。高温时,界面张力变化对油水两相相对渗透率的影响减弱。

参考文献:

- [1] HUSSAIN F, CINAR Y, BEDRIKOVETSKY P. Comparison of methods for drainage relative permeability estimation from displacement tests[R]. SPE 129678, 2010.
- [2] 林梅钦,周立娟,李明远,等. 聚合物对孤岛沥青质模拟油/水界面性质的影响[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2007,31(4):126-129.
LIN Mei-qin, ZHOU Li-juan, LI Ming-yuan, et al. Effect of polymer on interfacial properties of Gudao asphaltene model oil/water[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(4): 126-129.
- [3] 孙长宇,王文强,陈光进,等. 注 CO₂ 油气藏流体体系油/水和油/气界面张力试验研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2006,30(5):109-112.
SUN Chang-yu, WANG Wen-qiang, CHEN Guang-jin, et al. Interfacial tension experiment of oil and water, oil and gas for CO₂ injected reservoir fluid system[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(5): 109-112.
- [4] LI RUIJIAN. Conditioning geostatistical models to three-dimensional three-phase flow production data by automatic history matching[D]. Tulsa: University of Tulsa, 2001.
- [5] EVENSEN G. Sequential data assimilation with a nonlinear quasi-geostrophic model using Monte Carlo methods to forecast error statistics[J]. Journal of Geophysical Research, 1994, 99(C5): 10143-10162.
- [6] NAEVDAL G, JOHNSEN L M, AANONSEN S I, et al. Reservoir monitoring and continuous model updating using ensemble Kalman filter[R]. SPE 84372, 2003.
- [7] WANG YUDOU, LI Gaoming, REYNOLDS A C. Estimation of depths of fluid contacts and relative permeability curves by history matching using iterative ensemble Kalman smoothers[J]. SPE Journal, 2010, 15(2): 509-525.
- [8] 王玉斗, LI GAOMING, 李茂辉. 集合卡尔曼滤波方法在非线性油藏问题中的应用[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2010, 34(5): 188-192.
WANG Yu-dou, LI Gao-ming, LI Mao-hui. Application of ensemble Kalman filter in nonlinear reservoir problem[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(5): 188-192.
- [9] CHEN S, LI G, PARES A, et al. A well test for in-situ determination of relative permeability curves[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 11(1): 95-107.
- [10] SEILER A, EVENSEN G, SKJERVHEIM J, et al. Advanced reservoir management workflow using an EnKF based assisted history matching method[R]. SPE 118906, 2009.
- [11] 卢广钦, 王玉斗, 陈月明, 等. 低界面张力体系对相对渗透率影响试验研究[J]. 油田化学, 2003, 20(1): 54-57.
LU Guang-qin, WANG Yu-dou, CHEN Yue-ming, et al. An experimental study on influencing factors on relative permeabilities for low tension systems[J]. Oilfield Chemistry, 2003, 20(1): 54-57.

(编辑 修荣荣)