

低渗-特低渗油藏非稳态油水相对渗透率计算模型

吴克柳, 李相方, 樊兆琪, 李武广, 李元生, 羊新州

(中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

摘要:考虑低渗-特低渗储层多孔介质中油水渗流特征,建立考虑启动压力梯度、重力及毛管力影响的低渗-特低渗油藏非稳态油水相对渗透率计算模型,进行非稳态油水相对渗透率试验,计算不同影响因素下的油水相对渗透率曲线。结果表明,启动压力梯度作为油水渗流的阻力,对油水相对渗透率、储层压力、剩余油饱和度、产油及产水等影响最为显著,其次是重力,毛管力仅对油相相对渗透率有影响,对水相相对渗透率无影响。

关键词:油藏;低渗-特低渗油藏;非稳态;油水相对渗透率;启动压力梯度;毛管力;重力

中图分类号:TE 311

文献标志码:A

Unsteady-state model for calculating oil-water relative permeability for reservoirs with low and ultra-low permeability

WU Ke-liu, LI Xiang-fang, FAN Zhao-qi, LI Wu-guang, LI Yuan-sheng, YANG Xin-zhou

(Key Laboratory for Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Based on the characteristics of oil and water flow in porous media, a model for calculating oil-water relative permeability for oil reservoirs with low and ultra-low permeability was developed, in which the effects of threshold pressure gradient, gravity and capillary pressure were considered. A unsteady state method was used to conduct the measurement of the relative permeability, and the relative permeability curves influenced by various factors were then calculated. The results show that the threshold pressure gradient has a prominent effect on the oil-water relative permeability, formation pressure, residual oil saturation, and the recovery of oil production. The gravity also has important effect on the relative permeability and oil production, while the capillary pressure can affect the oil relative permeability, but it has little influence on the water relative permeability.

Key words: reservoir; low and ultra-low permeability reservoir; unsteady-state; oil-water relative permeability; threshold pressure gradient; capillary pressure; gravity

油水相对渗透率的准确获取对油藏开发方案制定、开发效果预测及油藏管理具有重要意义^[1-9]。低渗-特低渗储层由于孔喉细小、孔隙结构复杂及孔隙内表面积大,具有很大的固液表面分子作用力和毛管力,其流体渗流显著差异于常规中高渗储层中的流体,表现出很强的非达西渗流特征^[10-15]。与常规中高渗油藏油水相对渗透率相比,启动压力梯度及毛管力对低渗-特低渗油藏油水渗流影响显著,且当储层倾斜度较大时,重力效应的影响也不可忽略^[16-18]。笔者结合低渗-特低渗油藏油水渗流特

征,考虑启动压力梯度、重力及毛管力的影响,建立低渗-特低渗油藏非稳态油水相对渗透率计算模型,为该类油藏的有效开发提供理论支撑。

1 模型建立

假设:储层为均匀多孔介质;驱动力不变,为水驱;油水性质保持不变;油水不发生反应,且无相间传质现象;忽略储层及流体的压缩性。

1.1 运动方程

考虑低渗-特低渗储层多孔介质流体渗流特

性,则油、水相非达西流运动方程分别为

$$v_o = -\frac{kK_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \lambda_o - \rho_o g \sin a \right), \quad (1)$$

$$v_w = -\frac{kK_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} - \lambda_w - \rho_w g \sin a \right). \quad (2)$$

式中, v_o 和 v_w 分别为油相和水相渗流速度, m/s ; k 为多孔介质渗透率, m^2 ; K_{ro} 和 K_{rw} 分别为油相和水相相对渗透率; μ_o 和 μ_w 分别为油相和水相黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; p_o 和 p_w 分别为油相和水相压力, MPa ; x 为流动距离, m ; λ_o 和 λ_w 分别为油相和水相启动压力梯度, MPa/m ; ρ_o 和 ρ_w 分别为油相和水相密度, g/cm^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; a 为流体在储层多孔介质中流动流线与水平面的夹角, $(^\circ)$ 。

根据毛管力的定义有

$$p_c = p_o - p_w. \quad (3)$$

式中, p_c 为毛管压力, 是含水饱和度 S_w 的函数, MPa 。

结合式(3)则式(1)可变形为

$$v_o = -\frac{kK_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\partial p_c}{\partial x} - \lambda_o - \rho_o g \sin a \right). \quad (4)$$

储层多孔介质中流体总渗流速度为

$$v = v_o + v_w. \quad (5)$$

则油、水分流量可分别表示为

$$f_o = \frac{v_o}{v}, f_w = \frac{v_w}{v}. \quad (6)$$

式中, v 为总渗流速度, m/s ; f_o 和 f_w 分别为油相和水相分流量。

由式(1)和式(2)变形得

$$\frac{v_o \mu_o}{K_{ro}} = -k \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \lambda_o - \rho_o g \sin a \right), \quad (7)$$

$$\frac{v_w \mu_w}{K_{rw}} = -k \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} - \lambda_w - \rho_w g \sin a \right). \quad (8)$$

式(8)减式(7),联立式(6)得

$$\frac{v f_w \mu_w}{K_{rw}} - \frac{v f_o \mu_o}{K_{ro}} = k \left(\frac{\partial p_c}{\partial x} + \lambda_w - \lambda_o + (\rho_w - \rho_o) g \sin a \right). \quad (9)$$

物质平衡关系有 $f_o = 1 - f_w$, 则式(9)变为

$$f_w \left(\frac{\mu_w}{K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K_{ro}} \right) = \frac{\mu_o}{K_{ro}} + \frac{k}{v} \left(\frac{\partial p_c}{\partial x} + \lambda_w - \lambda_o + (\rho_w - \rho_o) g \sin a \right). \quad (10)$$

由式(10)变形得

$$f_w(t) = \frac{\frac{\mu_o}{K_{ro}} + \frac{k}{v} \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} + (\lambda_w - \lambda_o) + (\rho_w - \rho_o) g \sin a \right]}{\frac{\mu_w}{K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K_{ro}}}. \quad (11)$$

式中, t 为流动时间, s 。

1.2 Buckley-Leverett 方程

忽略油、水压缩性,一维均质地层水驱油过程中的油、水相连续性方程分别为

$$\frac{\partial v_o}{\partial x} + \varphi \frac{\partial S_o}{\partial t} = 0, \quad (12)$$

$$\frac{\partial v_w}{\partial x} + \varphi \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0. \quad (13)$$

式中, φ 为多孔介质孔隙度; S_o 为含油饱和度。

结合式(6),式(13)可变形为

$$v(t) \frac{\partial f_w}{\partial x} + \varphi \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0. \quad (14)$$

由式(14)变形整理,可得等含水饱和度面在多孔介质中的移动速度为

$$\left(\frac{dx}{dt} \right) \bigg|_{S_w} = \frac{v}{\varphi} \frac{df_w}{dS_w}. \quad (15)$$

这就是 Buckley-Leverett 方程,油水两相流体不可压缩时才适用。其中含水率 f_w 用式(11)代入,则式(15)即为考虑了启动压力梯度、重力及毛管力影响的 Buckley-Leverett 方程。

1.3 油水相对渗透率计算方程

岩心两端压差 Δp 与相对渗透率的关系通过式(2)变形可表达为

$$\frac{\partial p_w}{\partial x} = -\frac{v_w \mu_w}{kK_{rw}} + \lambda_w + \rho_w g \sin a. \quad (16)$$

将式(6)代入式(16)得

$$\frac{\partial p_w}{\partial x} = -\frac{v f_w \mu_w}{kK_{rw}} + \lambda_w + \rho_w g \sin a. \quad (17)$$

岩石多孔介质多为水湿,故岩心两端压差用含水相的参数表达较为合理,为

$$\Delta p = - \int_0^L \frac{\partial p_w}{\partial x} dx. \quad (18)$$

式中, L 为岩心长度, m 。

依据等含水饱和度面推进速度,由式(15)可推导出

$$dx = \frac{L}{f'_{w2}} df'_w, \quad (19)$$

其中

$$f'_{w2} = \frac{1}{Q_{lw}} = \frac{AL\varphi}{Q_{lw}(t)}.$$

式中, f'_{w2} 为在岩心末端的分流量对含水饱和度的导数; f'_w 为分流量对含水饱和度的导数; $\bar{Q}_{lw}$ 为累积注入孔隙体积倍数; $Q_{lw}(t)$ 为累积注入水量, m^3 ; A 为岩心横截面积, m^2 。

将式(17)和(19)代入式(18)得

$$\Delta p = \int_0^{f_{w2}} \left[\frac{v f_w \mu_w}{k K_{rw}} - \lambda_w - \rho_w g \sin a \right] \frac{L}{f_{w2}} df'_w. \quad (20)$$

将式(19)代入式(20)并两端求导,整理得水相相对渗透率为

$$K_{rw2} = f_{w2} \frac{d \left[\frac{1}{Q_{lw}} \right]}{\left\{ \frac{k [d\Delta p - (\rho_w g L \sin a + \lambda_w L) \bar{Q}_{lw}^{-1} d\bar{Q}_{lw}]}{v \mu_w L \bar{Q}_{lw}} \right\}}. \quad (21)$$

联立式(21)和(11)得油相相对渗透率表达式为

$$K_{ro2} = \frac{\mu_o (1 - f_{w2})}{\frac{\mu_w f_{w2}}{K_{rw2}} - \frac{k}{v} \left[\frac{dp_c}{ds_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} + (\lambda_w - \lambda_o) + (\rho_w - \rho_o) g \sin a \right]}. \quad (22)$$

式中,下标“2”代表岩心末端处。

从水油两相相对渗透率式(21)和(22)可知:①如果不考虑启动压力梯度、重力和毛管压力,式(21)和(22)退化为常规的 JBN 方法油水相对渗透率计算公式;②毛管力仅对油相相对渗透率有影响,即对润湿相(水相)无作用,这一现象与现场情况相符;③油水相对渗透率均受启动压力梯度和重力的影响。

1.4 含水饱和度及梯度计算

由式(21)和(22)可知,油水相对渗透率计算首先必须求取岩心末端的含水饱和度及其梯度。

由物质平衡原理有

$$S_{wa} = S_{wc} + \frac{\sum Q_o}{A \varphi L}. \quad (23)$$

式中, S_{wa} 为平均含水饱和度; S_{wc} 为束缚水饱和度; $\sum Q_o$ 为累积产油量, m^3 。

岩心末端的含水饱和度可表示为

$$S_{w2} = S_{wa} - \frac{Q_{lw}(t)}{A L \varphi} f_{o2}. \quad (24)$$

式中, S_{w2} 为岩心末端处含水饱和度; f_{o2} 为岩心末端处油相分流量。

由偏导数基本性质可得

$$\frac{\partial S_w}{\partial x} = - \frac{\frac{\partial S_w}{\partial t}}{\frac{dx}{dt}}. \quad (25)$$

结合式(15),式(25)变形为

$$\frac{\partial S_w}{\partial x} = - \frac{A \varphi \partial S_w}{f'_w \partial Q}. \quad (26)$$

式中, Q 为累积总产液量,其与累积注入水量 $Q_{lw}(t)$ 几乎相等, m^3 。

根据物质平衡关系,岩心中含水饱和度变化的比例等于累积产液量变化的比例^[16],即

$$\frac{\partial \bar{S}_w(x, t)}{S_w(x, t) - \bar{S}_w(x, t)} = - \frac{\partial Q}{Q}. \quad (27)$$

将式(27)变形整理得

$$S_w(x, t) = \bar{S}_w(x, t) - Q \frac{\partial \bar{S}_w(x, t)}{\partial Q}. \quad (28)$$

式中, $S_w(x, t)$ 为 t 时刻岩心 x 处含水饱和度; $\bar{S}_w(x, t)$ 为 t 时刻岩心 $[0, x]$ 区间内的平均含水饱和度。

对式(27)两边求导可得

$$\frac{\partial S_w(x, t)}{\partial Q} = - Q \frac{\partial^2 \bar{S}_w(x, t)}{\partial Q^2}. \quad (29)$$

岩心中水驱油时,有

$$\bar{S}_w(x, t) = S_{w2} + \frac{[1 - f_w(x, t)] Q}{A \varphi}. \quad (30)$$

对式(30)连续两次求导并代入式(29)得

$$\frac{\partial S_w(x, t)}{\partial Q} = \frac{Q}{A \varphi} \left[2 \frac{\partial f_w(x, t)}{\partial Q} + Q \frac{\partial^2 f_w(x, t)}{\partial Q^2} \right]. \quad (31)$$

将式(31)代入式(26),则岩心末端处含水饱和度和梯度为

$$\left. \frac{\partial S_w}{\partial x} \right|_{x=L} = - \frac{Q^2}{A \varphi L} \left[2 \frac{df_{w2}}{dQ} + Q \frac{d^2 f_{w2}}{dQ^2} \right]. \quad (32)$$

联立式(21)、(22)、(24)和(32)就可计算出低渗-特低渗储层多孔介质中油水渗流时考虑启动压力梯度、重力及毛管力影响的油水相对渗透率曲线。

2 非稳态试验

为了计算低渗-特低渗油藏油水相对渗透率,分析启动压力梯度、重力及毛管力对相对渗透率的影响,需通过试验获取计算相对渗透率的基础参数。试验装置见文献[20]。

2.1 试验样品

原油:密度为 0.809 g/cm^3 ,黏度为 $0.66 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,体积系数为 1.045 ,原始气油比为 $7.23 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

地层水:根据地层水矿化度及离子含量配置试验用地层水,总矿化度为 158.842 g/L ,pH值为

5.64,水型为 CaCl_2 型,密度为 1.01 g/cm^3 ,黏度为 $0.93\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

岩心:试验所用岩心取自延长油田长 6 储层,岩心直径为 2.37 cm ,长度为 4.79 cm ,气测孔隙度为 10.8% ,气测渗透率为 $2.35\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。

2.2 试验条件

采用非稳态法测定油水相对渗透率曲线。试验温度为地层温度($32\text{ }^\circ\text{C}$),试验压力模拟原始地层条件下有效覆压 $7.5\text{ MPa}^{[19]}$,驱替速度为 0.6 mL/min 。

2.3 试验步骤

- (1)对岩心进行清洗、烘干,测定基本参数;
- (2)岩心抽真空饱和和地层水,装入岩心夹持器;
- (3)调整出口处的油、水体积计量装置;
- (4)测定岩心的含油饱和度和束缚水饱和度,用油驱水的方法建立束缚水,直至不出水为止,记录驱出的水量,计算岩心的含油饱和度和束缚水饱和度;
- (5)在试验条件下进行水驱油,驱替至含水率 达到或接近 99% ,记录各个时刻的驱替压力、产油量和产水量。

2.4 试验结果分析

2.4.1 油水相对渗透率曲线

把试验测得基础数据等代入式 (21)、(22)、(24) 和 (32),其中水相启动压力梯度为 0.013 MPa/m ,油相启动压力梯度为 0.016 MPa/m ,岩心倾斜度为 10° ,计算岩心油水两相渗流时考虑启动压力梯度、重力及毛管力影响的油水相对渗透率曲线,结果见图 1。

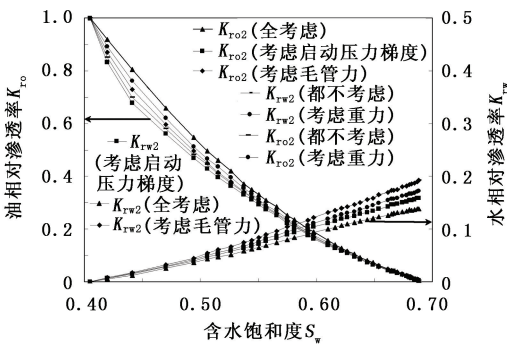


图 1 非稳态油水相对渗透率曲线

Fig. 1 Unsteady-state oil-water relative permeability curves

由图 1 可以看出:考虑启动压力梯度时,油水相对渗透率均下降,但油相对渗透率下降幅度较小,等渗点向右下方移动;考虑重力时,水相对渗透率下降,油相对渗透率升高,油水相对渗透率等渗点几乎不变;考虑毛管力时,油相对渗透率升高,水相对渗透率不变,油水相对渗透率等渗点向左上方移动;随着含水饱和度的增加,启动压力梯度、重力及毛管力对油水相对渗透率的影响逐渐增强。

启动压力梯度阻碍油水相的渗流,水相对渗透率下降。油相启动压力梯度一般大于水相启动压力梯度,油相渗流能力比水相下降更明显,所以油相对渗透率也下降;对于倾斜储层,生产井在高部位时重力作为油水相渗流阻力,水相对渗透率下降,油相对渗透率提高,等渗点几乎不变;岩心水湿,毛管力对水相无影响,对油相而言,毛管力作为动力提高了油相渗流能力,油相对渗透率增大。

2.4.2 敏感性分析

为了分析毛管力对油水相对渗透率影响程度,分别选取了 4 条毛管力曲线(图 2),计算不同毛管力下的油水相对渗透率曲线。

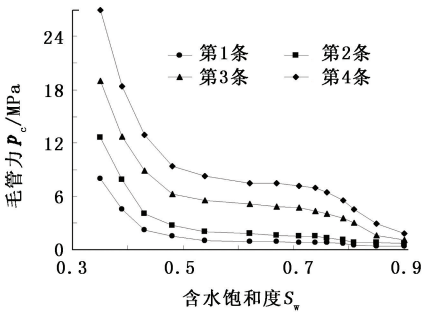


图 2 毛管力曲线

Fig. 2 Capillary pressure curves

分析不同启动压力梯度下重力和毛管力对油水相对渗透率的影响,结果如图 3 所示。

图 3 表明:启动压力梯度越大,油水相对渗透率下降越明显;随着含水饱和度的增加,启动压力梯度对油水相对渗透率的影响逐渐增强;储层倾斜度越大,油水相对渗透率变化越明显;随着含油饱和度的增加,油相对渗透率也增加,且受毛管力的影响越大,即在低含水饱和度时毛管力大,作为动力更有助于油相渗流。

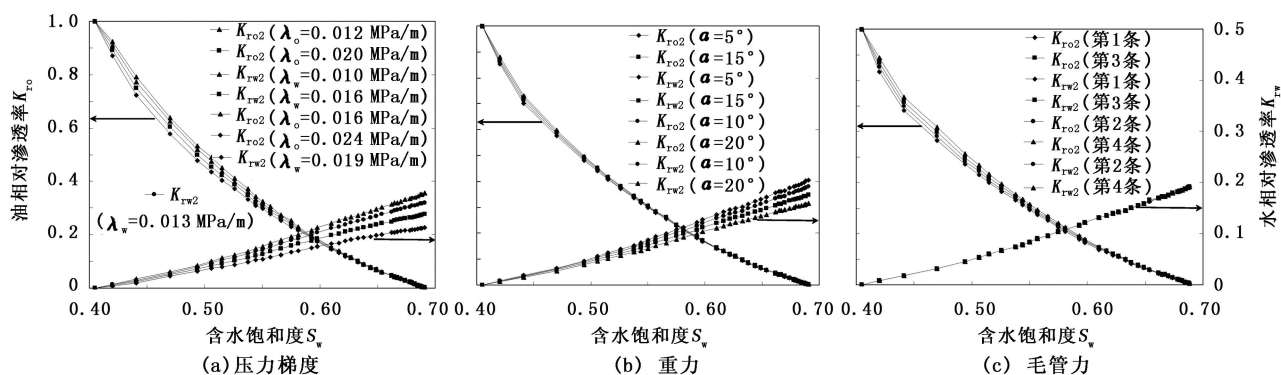


图3 油水相对渗透率敏感性分析

Fig.3 Sensitivity analysis on oil-water relative permeability

3 结 论

(1) 考虑低渗-特低渗储层多孔介质中油水渗流特征建立并求解了低渗-特低渗油藏非稳态油水相对渗透率计算数学模型。

(2) 油水启动压力梯度越大, 油水相对渗透率下降越明显; 随着含水饱和度的增加, 启动压力梯度对油水相对渗透率的影响逐渐增强; 储层倾斜度越大, 油水相对渗透率变化越明显; 随着含水饱和度的增加, 油相对渗透率增大且受毛管力的影响越大, 即在低含水饱和度时毛管力大, 作为动力更有助于油相渗流。

(3) 启动压力梯度对油水相对渗透率影响最为显著, 其次是重力, 而毛管力仅对油相对渗透率有影响, 对水相对渗透率无影响。

参考文献:

- [1] 张继成, 宋考平. 相对渗透率特征曲线及其应用[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 104-107.
ZHANG Ji-cheng, SONG Kao-ping. Eigen curve of relative permeability and its application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 104-107.
- [2] 王曙光, 赵国忠, 余碧君. 大庆油田油水相对渗透率统计规律及其应用[J]. 石油学报, 2005, 26(3): 78-81.
WANG Shu-guang, ZHAO Guo-zhong, YU Bi-jun. Statistical regularity of oil-water relative permeability in Daqing Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(3): 78-81.
- [3] 赵培华, 谭廷栋, 宋社民, 等. 利用生产测井资料确定水驱油藏产层剩余油饱和度方法[J]. 石油学报, 1997, 18(2): 54-60.
ZHAO Pei-hua, TAN Ting-dong, SONG She-min, et al. Determination of remaining oil saturation of water-drive

pool from production logging data [J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(2): 54-60.

- [4] 王洪光, 蒋明, 张继春, 等. 高含水期油藏储集层物性变化特征模拟研究[J]. 石油学报, 2004, 25(6): 53-58.
WANG Hong-guang, JIANG Ming, ZHANG Ji-chun, et al. Simulation on variation of physical properties in high water-cut reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 53-58.
- [5] JONES S C, ROSZELLE W O. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments [J]. JPT, 1978, 30(5): 807-817.
- [6] SIGMUND P M, MCCAFFERY F G. An improved unsteady-state procedure for determining the relative permeability characteristics of heterogeneous porous media [J]. SPEJ, 1979, 19(1): 593-608.
- [7] 桓冠仁, 沈平平. 一种非稳态油水相对渗透率曲线计算方法[J]. 石油勘探与开发, 1982, 9(2): 52-58.
HUAN Guan-ren, SHEN Ping-ping. A new unsteady-state method for calculating relative permeability [J]. Petroleum Exploration and Development, 1982, 9(2): 52-58.
- [8] 杨小平. 精确计算相对渗透率的方法[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(6): 63-66.
YANG Xiao-ping. A method to calculate the relative permeability accurately [J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(6): 63-66.
- [9] 李克文, 戴志坚, 江义容. 稳定流方法与非稳定流方法的对比研究[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(1): 47-51.
LI Ke-wen, DAI Zhi-jian, JIANG yi-rong. A comparison of water-oil relative permeability by steady-state flow and unsteady-state flow techniques [J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(1): 47-51.
- [10] 李道品. 低渗透油田高效开发决策论[M]. 北京: 石

- 油工业出版社, 2003:8-9.
- [11] 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京:石油工业出版社, 1998:12.
- [12] 杨正明, 张英芝, 郝明强, 等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. 石油学报, 2006, 27(2):64-67.
YANG Zheng-ming, ZHANG Ying-zhi, HAO Ming-qiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2):64-67.
- [13] 杨正明, 李治硕, 王学武, 等. 特低渗透油田相对渗透率曲线测试新方法[J]. 石油学报, 2010, 31(4):629-632.
YANG Zheng-ming, LI Zhi-shuo, WANG Xue-wu, et al. A new method for testing relative permeability of ultra-low permeability reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4):629-632.
- [14] 林玉保, 刘春林, 卫秀芬, 等. 特低渗透储层油水渗流特征研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(6):42-44.
LIN Yu-bao, LIU Chun-lin, WEI Xiu-fen, et al. Oil and water flow characteristics in ultra-low permeable reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(6):42-44.
- [15] 高慧梅, 姜汉桥, 陈民锋. 储层孔隙结构对油水两相相对渗透率影响微观模拟研究[J]. 西安石油大学学报:自然科学版, 2007, 22(2):56-60.
GAO Hui-mei, JIANG Han-qiao, CHEN Min-feng. Simulation study on the effect of the microscopic parameters of reservoir pore structure on oil-water relative permeability [J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2007, 22(2):56-60.
- [16] 李克文, 沈平平, 秦同洛. 考虑毛管压力时计算油水相对渗透率的新方法[J]. 力学与实践, 1994, 16(2):46-48.
LI Ke-wen, SHEN Ping-ping, QIN Tong-luo. A new approach for calculating oil-water relative permeabilities considering the capillary pressure[J]. Mechanics in Engineering, 1994, 16(2):46-48.
- [17] 邓英尔, 王允诚, 刘慈群, 等. 低渗非达西渗流相对渗透率计算方法及特征[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(3):34-36.
DENG Ying-er, WANG Yun-cheng, LIU Ci-qun, et al. Calculating relative permeability of non-Darcy flow in low permeability media [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000, 22(3):34-36.
- [18] CIVAN F, DONALDSON E C. Relative permeability from unsteady-state displacements with capillary pressure included [J]. Journal of SPE Formation Evaluation, 1989, 4(2):189-193.
- [19] 吕成远. 油藏条件下油水相对渗透率实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4):102-105.
LÜ Cheng-yuan. Experimental study on oil-water relative permeability under natural reservoir conditions [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4):102-105.
- [20] 李武广, 杨胜来, 李芳, 等. 冷冻与常规岩心油水相对渗透率实验对比[J]. 中国海上油气, 2012, 24(3):41-43.
LI Wu-guang, YANG Sheng-lai, LI Fang, et al. An experimental comparison of oil-water relative permeability between frozen and conventional cores [J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24(3):41-43.

(编辑 李志芬)