

文章编号: 1673-5005(2010)01-0079-05

水湿油藏油气水三相渗流模拟

杨永飞, 姚 军, 王晨晨

(中国石油大学 石油工程学院, 山东 青岛 266555)

摘要:针对试验获得多孔介质中油气水三相的渗流参数难度较大、经验模型预测不准确的问题,建立水湿油藏近混相状态下的三相渗流网络模型。利用孔隙级模拟方法分析三相渗流过程中可能存在的3种驱替过程,模拟再现不同的饱和路径,得到油气水三相相对渗透率。结果表明:在水湿油藏中,各种驱替结束后最终的油气水分布均为水相占据小孔隙,气相占据大孔隙,油相占据中间孔隙;三相水湿体系中的水相相对渗透率只是含水饱和度的函数,气相相对渗透率和油相相对渗透率不仅与各自的饱和度有关,还与三相饱和历史有关。

关键词:三相流; 相对渗透率; 水湿油藏; 三维网络模型; 驱替过程; 饱和路径

中图分类号: TE 312 **文献标志码:** A

Oil-gas-water three-phase flow simulation in water-wet reservoir

YANG Yong-fei, YAO Jun, WANG Chen-chen

(College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266555, China)

Abstract It is difficult to get the parameters of oil-gas-water three-phase flow in porous medium using experimental methods, and the present empirical models are usually not very accurate. In view of the above problem, a three-phase fluid flow network model for water-wet reservoir at near-miscible condition was established. The possible three displacement processes in three-phase flow were analyzed by using pore-scale modeling method. The three-phase relative permeability was obtained by simulating different saturation paths. The results show that water occupies small pores, gas occupies large pores and oil occupies intermediate sized pores after all kinds of displacements in water-wet reservoir. Water relative permeability is only the function of water saturation. And gas and oil relative permeability are dependent not only on their own saturation and but also on the saturation history of the system.

Key words: three-phase flow; relative permeability; water-wet reservoir; three-dimensional network model; displacement process; saturation path

在油田开发过程中,许多增产措施都会遇到油气水三相在多孔介质中同时流动的问题,如注空气驱、注CO₂驱、注天然气驱、注蒸汽驱和水气循环交替注入(WAG)等。Oak在20世纪90年代初进行了不同润湿性Berea砂岩中三相相对渗透率试验,通过试验获取三相流动参数非常困难,在低饱和度情况下很不准确^[1-3]。关于相对渗透率,石油行业中最普遍的做法就是通过采用没有或很少有实际物理依据的经验模型,利用两相流数据来估计三相相对渗透率,Elemen^[4]、Pejic^[5]和Spiteri^[6-7]都认为目前

使用的经验模型不能精确预测相对渗透率。直接测量多孔介质中三相流各种属性,特别是每一驱替过程中的一些性质非常困难,一般情况下很难开展多孔介质中油气水三相流动的物理模拟试验,加上使用经验模型估算的不准确性,更显示出了利用孔隙网络模型进行孔隙级模拟的优越性。目前国内的渗流理论,大都忽略气相的存在而把问题简化为油水两相流,很少有人涉及三相渗流的研究。笔者采用英国赫瑞瓦特大学建立的三维规则网络模型,对水湿油藏中近混相状态下的油气水三相渗流进行模拟

收稿日期: 2009-09-27

基金项目: 国家“973”重大基础研究项目(2006CB202404); 中国石油大学研究生创新基金项目(B2009-01)

作者简介: 杨永飞(1982-),男(汉族),山东平邑人,博士研究生,研究方向为微观多相渗流模拟。

研究。

1 三维网络模型

根据侵入渗流原理,假设流动受毛细力控制,不考虑重力和黏滞力影响^[8],建立节点为 $15 \times 15 \times 15$ 的平行毛管束三维网络模型。假设流体不可压缩,出口压力恒定,入口压力变化。三维网络模型和近混相状态下的三相流体参数如下:

(1) 孔隙半径 r 线性随机分布, $r_{\min} = 1 \times 10^{-7}$ m, $r_{\max} = 1 \times 10^{-5}$ m, 不考虑喉道的各向异性,即喉道半径大小不变。

(2) 孔隙配位数为 3, 体积指数为 1, 传导率指数为 2。

(3) 流体界面张力 $\sigma_{go} = 3$ mN/m, $\sigma_{ow} = 40$ mN/m, $\sigma_{gw} = 42.73$ mN/m, 根据文献[9]可知三相体系处于近混相状态。

(4) 油相铺展系数 $C_{S,o} = \sigma_{gw} - \sigma_{go} - \sigma_{ow} = -0.27$ mN/m, 虽然 $C_{S,o} < 0$ 表明系统为非铺展体系, 但是已经很接近于铺展系统 $C_{S,o} = 0^{[10-11]}$ 。

(5) 油水接触角余弦值 $\cos \theta_{ow} = 1$, 气油接触角和气水接触角通过下式计算^[12]:

$$\cos \theta_{go} = \frac{1}{2\sigma_{go}} \{ C_{S,o} \cos \theta_{ow} + C_{S,o} + 2\sigma_{go} \} = \frac{\sigma_{gw} - \sigma_{ow}}{\sigma_{go}},$$

$$\cos \theta_{gw} = \frac{1}{2\sigma_{gw}} \{ (C_{S,o} + 2\sigma_{ow}) \cos \theta_{ow} + C_{S,o} + 2\sigma_{go} \} = 1.$$

式中, $r_{\min}$ 和 $r_{\max}$ 分别为最小孔隙半径和最大孔隙半径, m; 下标 o, g, w 分别表示油、气、水相; θ_{ow} , θ_{go} 和 θ_{gw} 分别为相应两相的接触角; σ_{ow} , σ_{go} 和 σ_{gw} 分别为相应两相的平衡界面张力, mN/m; $C_{S,o}$ 为油相铺展系数, mN/m。

2 驱替过程分析

多孔介质中一种流体驱替另外一种流体, 只有驱替相压力大于一定值, 才可以驱动被驱替相。驱替相 i 驱动被驱替相 j 的条件^[13]为

$$p_i \geq p_{\text{entry}, i} \quad (1)$$

$$p_{\text{entry}, i} = p_j + p_{c, ij} \quad (2)$$

式中, p_i 为驱替相 i 的压力, MPa; $p_{\text{entry}, i}$ 为入口压力, MPa; p_j 为被驱替相 j 的压力, MPa; $p_{c, ij}$ 为对应孔喉的毛细管压力, MPa, 可由 Young-Laplace 方程求出^[14], 即

$$p_{c, ij} = \frac{2\sigma_{ij} \cos \theta_{ij}}{r} \quad (3)$$

式中, σ_{ij} 为相 i 与相 j 之间的界面张力, mN/m; θ_{ij} 为相 i 与相 j 之间的平衡接触角, ($^\circ$); r 为对应孔喉半

径, m。

在油气水三相体系中, 二级驱替过程可能存在以下 6 种情况: 气驱油驱水 (即一次油驱二次气驱)、气驱水驱油 (一次水驱二次气驱)、水驱气驱油 (一次气驱二次水驱)、油驱气驱水、水驱油驱气和油驱水驱气。后 3 种驱替情况对于石油工程没有太大的研究意义, 故本文中只分析前 3 种驱替过程。

2.1 一次油驱二次气驱

一次油驱二次气驱过程是指模型初始状态饱和水, 首先注入油相模拟油藏的生成过程, 然后注入气相模拟气驱的过程。

模型初始饱和水相 (图 1(a)), 当注入油相时, 由方程 (2) 和 (3) 可得最大半径处的孔隙入口压力和最小半径处的孔隙入口压力, 即

$$p_{\text{entry}, o}(r_{\max}) = p_w + p_{c, ow}(r_{\max}) = p_w + \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_{ow}}{r_{\max}},$$

$$p_{\text{entry}, o}(r_{\min}) = p_w + p_{c, ow}(r_{\min}) = p_w + \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_{ow}}{r_{\min}},$$

式中, $p_{\text{entry}, o}(r_{\max})$ 和 $p_{\text{entry}, o}(r_{\min})$ 分别为最大和最小半径处的油相入口压力, MPa; $p_{c, ow}(r_{\max})$ 和 $p_{c, ow}(r_{\min})$ 分别为最大和最小半径处的油水两相间毛细管压力, MPa; p_w 为水相压力, MPa。

由 $p_{\text{entry}, o}(r_{\max}) < p_{\text{entry}, o}(r_{\min})$ 可知, 油相会首先进入半径最大的孔隙, 然后逐渐驱替小孔隙中的水相 (图 1(b))。

假设当油注入到一定程度 (r_0) 时开始注入气相, 此时油水两相之间的压力差为

$$p_{ow} = p_o - p_w = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_{ow}}{r_0}.$$

式中, p_{ow} 为油水两相之间的压力差, MPa; p_o 为油相压力, MPa。

气相可以从 3 个半径 ($r_{\max}$, r_0 和 $r_{\min}$) 处开始驱替, 这 3 个半径处的气相入口压力分别为

$$p_{\text{entry}, g}(r_{\max}) = p_o + p_{c, go}(r_{\max}) = p_w + \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_{ow}}{r_0} + \frac{2\sigma_{go} \cos \theta_{go}}{r_{\max}},$$

$$p_{\text{entry}, g}(r_0) = p_w + p_{c, gw}(r_0) = p_w + \frac{2\sigma_{gw} \cos \theta_{gw}}{r_0} = p_w + \frac{2\sigma_{gw}}{r_0},$$

$$p_{\text{entry}, g}(r_{\min}) = p_w + p_{c, gw}(r_{\min}) = p_w + \frac{2\sigma_{gw} \cos \theta_{gw}}{r_{\min}} = p_w + \frac{2\sigma_{gw}}{r_{\min}}.$$

对 $p_{\text{entry},g}(r_{\text{max}})$ 变形并应用 Bartell-Osterhof 方程^[15] 可得气相进入最大半径所需要的压力为

$$p_{\text{entry},g}(r_{\text{max}}) < p_w + \frac{2\sigma_{\text{ow}} \cos \theta_{\text{ow}}}{r_0} + \frac{2\sigma_{\text{go}} \cos \theta_{\text{go}}}{r_0} = p_w + \frac{2\sigma_{\text{gw}} \cos \theta_{\text{gw}}}{r_0}.$$

式中, r_0 为注入到一定压力时油相所能进入的最小孔隙半径, m; $p_{\text{entry},g}(r_0)$ 为 r_0 处的气相入口压力,

MPa; $p_{c,go}(r_{\text{max}})$ 为 r_{max} 处的气油毛细管压力, MPa; $p_{c,gw}(r_0)$ 和 $p_{c,gw}(r_{\text{min}})$ 分别为 r_0 和 r_{min} 处的气水毛细管压力, MPa。

对比 3 个半径处的入口压力, 由 $p_{\text{entry},g}(r_{\text{max}}) < p_{\text{entry},g}(r_0) < p_{\text{entry},g}(r_{\text{min}})$ 可知, 气相会首先驱替 r_{max} 处的油相, 最终的油气水分布为水相占据小孔隙, 气相占据大孔隙, 油相占据中间大小的孔隙 (图 1(c))。

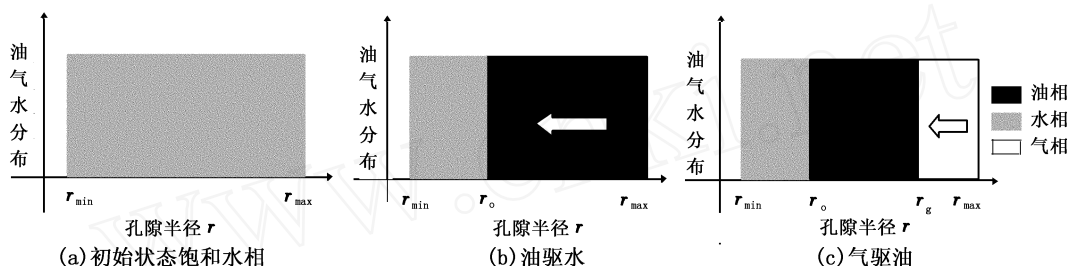


图 1 一次油驱二次气驱过程孔喉中油气水分布

Fig 1 Oil-gas-water three-phase pore occupancies of primary oil drive and second gas drive process

2.2 一次水驱二次气驱

一次水驱二次气驱过程是指模型初始状态饱和油, 首先注入水相模拟水驱油过程, 然后注入气相模拟水驱后进行气驱的过程。

水相注入时, 毛细管压力为水驱油的动力 (负值), r_{min} 对应的毛细管压力小于 r_{max} 对应的毛细管压力, 即

$$p_{c,wo}(r_{\text{min}}) = \frac{2\sigma_{\text{wo}} \cos \theta_{\text{wo}}}{r_{\text{min}}} < p_{c,wo}(r_{\text{max}}) = \frac{2\sigma_{\text{wo}} \cos \theta_{\text{wo}}}{r_{\text{max}}},$$

式中, $p_{c,wo}(r_{\text{max}})$ 和 $p_{c,wo}(r_{\text{min}})$ 分别为最大和最小半径处的水油两相间毛细管压力, MPa。

由 $p_{\text{entry},w}(r_{\text{min}}) = p_0 + p_{c,wo}(r_{\text{min}}) < p_0 + p_{c,wo}(r_{\text{max}}) = p_{\text{entry},w}(r_{\text{max}})$ 可知, 水相会先进入半径最小的孔隙, 然后逐渐驱替大孔隙中的油相。

假设当水相注入到 r_w 时, 开始注入气相。用 2.1 中类似的分析方法可知气相会首先驱替油相, 即

$$p_{\text{entry},g}(r_{\text{max}}) < p_{\text{entry},g}(r_w) < p_{\text{entry},g}(r_{\text{min}}).$$

式中, r_w 为注入到一定压力时水相所能进入的最大孔隙半径, m; $p_{\text{entry},g}(r_{\text{max}})$, $p_{\text{entry},g}(r_w)$ 和 $p_{\text{entry},g}(r_{\text{min}})$ 分别为 r_{max} , r_w 和 r_{min} 处的气相入口压力, MPa。

最终的油气水分布也为水相占据小孔隙, 气相占据大孔隙, 油相占据中间孔隙。

2.3 一次气驱二次水驱

一次气驱二次水驱过程是指模型初始状态饱和油, 首先注入气相模拟气驱油过程, 然后注入水相模拟气驱后进行水驱的过程。

气相注入时, 有

$$p_{c,go}(r_{\text{max}}) = \frac{2\sigma_{\text{go}} \cos \theta_{\text{go}}}{r_{\text{max}}} < p_{c,go}(r_{\text{min}}) = \frac{2\sigma_{\text{go}} \cos \theta_{\text{go}}}{r_{\text{min}}},$$

$$p_{\text{entry},g}(r_{\text{max}}) = p_0 + p_{c,go}(r_{\text{max}}) < p_0 + p_{c,go}(r_{\text{min}}) = p_{\text{entry},g}(r_{\text{min}}).$$

式中, $p_{c,go}(r_{\text{max}})$ 和 $p_{c,go}(r_{\text{min}})$ 分别为最大和最小半径处的气油两相间毛细管压力, MPa。

根据式 (4) 可知气相会先进入半径最大的孔隙, 然后逐渐驱替小孔隙中的油相。

假设当气相注入到 r_g 时, 开始注入水相。同样利用 2.1 中类似的分析方法可知水相会首先从 r_{min} 处驱替油相, 即

$$p_{\text{entry},w}(r_{\text{min}}) < p_{\text{entry},w}(r_g) < p_{\text{entry},w}(r_{\text{max}}).$$

式中, r_g 为注入到一定压力时气相所能进入的最小孔隙半径, m; $p_{\text{entry},w}(r_{\text{max}})$, $p_{\text{entry},w}(r_g)$ 和 $p_{\text{entry},w}(r_{\text{min}})$ 分别为 r_{max} , r_g 和 r_{min} 处的水相入口压力, MPa。

最终的油气水分布同样为水相占据小孔隙, 气相占据大孔隙, 油相占据中间孔隙。

3 饱和路径

饱和度历史对三相体系的宏观性质影响很大, 在驱替过程中, 饱和度的变化可以产生无穷多的饱和路径。模型中相 j 的饱和度定义^[16] 如下:

$$S_j = \sum_{r=r_j} V(r) f(r).$$

式中, r_j 为被 j 相占据的孔隙半径, m; $V(r)$ 为相对于总孔隙体积的量纲为一的孔隙体积函数; $f(r)$ 为孔隙分布函数。

为方便研究, 定义一次驱替后驱替相的饱和度

为目标饱和度。如在一次油驱二次气驱过程中,油驱水过程称为一次驱替,油驱水结束后的含油饱和度和即为目标含油饱和度。

以一次油驱二次气驱过程为例具体分析饱和度的变化,图 2 为该过程的油气水饱和路径图 (S_o , S_g 和 S_w 分别为油、气、水饱和度)。当目标含油饱和度小于 0.3 左右时,气相的注入只会降低含水饱和度 (饱和路径平行于 S_o 线);当目标含油饱和度大于 0.3 小于 0.55 时,气相的注入一开始会同时降低含水饱和度和含油饱和度 (曲线部分),到达一定程度后就只降低含水饱和度;当目标含油饱和度大于 0.55 时,气驱一开始只降低含油饱和度,到达一定程度后只降低含水饱和度。由于体系为水湿系统,水相之间良好的连通性使得气相基本上可以驱出所有的水相。然而,对油相来说,由于捕集效应的影响,不同目标含油饱和度体系中最终的剩余油饱和度不同,但总体上趋向于 0.4 左右 (图 3)。

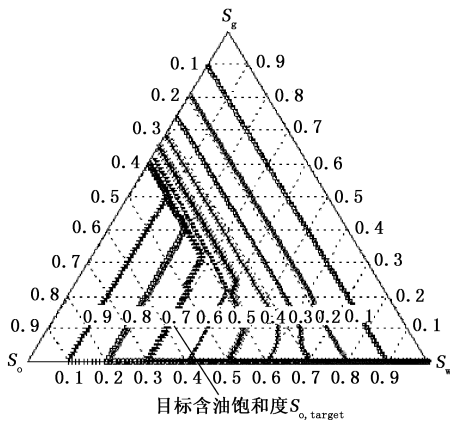


图 2 一次油驱二次气驱过程中的
油气水饱和路径

Fig 2 Oil-gas-water saturation path during primary
oil drive and second gas drive

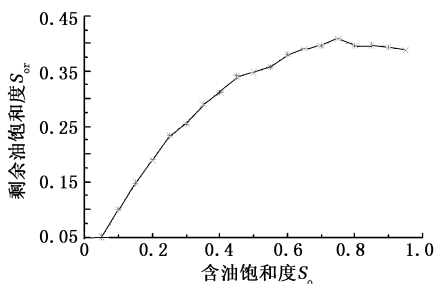


图 3 目标含油饱和度和三相体系
剩余油饱和度的关系

Fig 3 Relation between target oil saturation and
residual oil saturation in three-phase system

4 相对渗透率

定义相 j 的相对渗透率^[16]为

$$K_{r,j} = \sum_{r=r_j} g(r) f(r).$$

式中, $K_{r,j}$ 为 j 相的相对渗透率; $g(r)$ 为相对于总传导率的量纲为一的传导率函数。

以气相注入油水系统为例分析各相相对渗透率的变化,气相注入过程 (饱和路径见图 2) 中的三相相对渗透率分别见图 4~6。

在水湿体系中,油相为中间润湿相,气相为非润湿相,图 4 和 5 中不同目标含油饱和度的气相相对渗透率和油相相对渗透率数据比较发散,所以它们的相对渗透率不仅与各自的饱和度有关,还与三相饱和和历史有关^[17]。

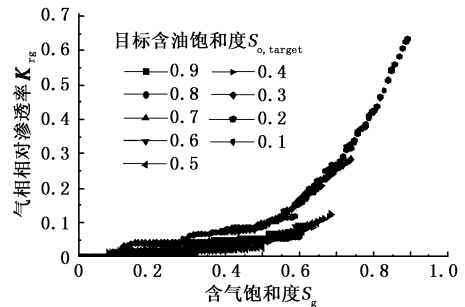


图 4 不同驱替饱和路径下的气相相对渗透率

Fig 4 Gas relative permeability under
different saturation paths

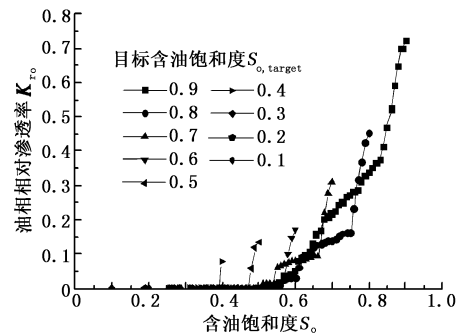


图 5 不同驱替饱和路径下的油相相对渗透率

Fig 5 Oil relative permeability under different
saturation paths

由图 6 可以看出,三相水湿体系中的水相相对渗透率只是含水饱和度的函数,与三相体系的饱和路径没有关系,这一结果与大部分观点相一致^[1, 13, 17]。水湿体系中,水相为润湿相,同时也是连续相,它能在孔隙表面形成一层薄膜,通过这层薄膜,水相可以在整个多孔介质中流动,而油相和气相为中间润湿相和非润湿相,它们的多孔介质中不能形成连续的流动通道,所以会受到饱和路径的影响。

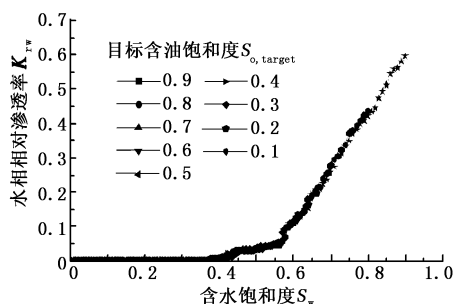


图 6 不同驱替饱和路径下的水相相对渗透率

Fig 6 Water relative permeability under different saturation paths

5 结 论

(1) 3种驱替过程得到了相同的油气水分布格局,即水相占据小孔隙、气相占据大孔隙和油相占据中间尺寸孔隙。

(2) 受饱和历史和捕集效应的影响,不同体系中各相的最终饱和度差异巨大。水湿体系三相饱和路径图分成了明显的 3 部分,随着目标含油饱和度的增加,体系的最终剩余油饱和度趋向于一个定值。

(3) 水相相对渗透率只是含水饱和度的函数,与三相体系的饱和路径没有关系;气相相对渗透率和油相相对渗透率不仅与各自的饱和度有关,还与三相饱和历史有关。

致谢 感谢英国留学期间国家留学基金委的资助,感谢英国赫瑞 瓦特大学 van Dijke, M IJ 博士提供三维网络模型和对文中部分内容的指导。

参考文献:

- [1] OAKM J. Three-phase relative permeability of waterwet Berea[R]. SPE 20183, 1990.
- [2] OAKM J. Three-phase relative permeability of intermediate-wet Berea sandstone[R]. SPE 22599, 1991.
- [3] OAKM J, BAKER L E, THOMAS D C. Three-phase relative permeability of Berea sandstone[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42(8): 1054-1061.
- [4] ELEMENT D J, MASTERS J H K, SARGENT N C, et al. Assessment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data[R]. SPE 84903, 2003.
- [5] PEJIC D, MANIB B. Three-phase relative permeability of petroleum reservoirs[R]. SPE 81021, 2003.
- [6] SPITERIE J, JUANES R, BLUNT M J, et al. Relative permeability hysteresis: trapping models and application to geological CO₂ sequestration[R]. SPE 96448, 2005.
- [7] SPITERIE J, JUANES R. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 50(2): 115-139.
- [8] STAUFFER D, AHARONY A. Introduction to percolation theory[M]. Revised 2nd Edition, London: Taylor & Francis, 1994.
- [9] AL-SIYABI Z, DANESH A, TOHDIB, et al. Variation of gas-oil-solid contact angle with interfacial tension[J]. Petroleum Geoscience, 1999, 5(1): 37-40.
- [10] AMIN R, SMITH T N. Interfacial tension and spreading coefficient under reservoir conditions[J]. Fluid Phase Equilibria, 1998, 142(1/2): 231.
- [11] KALAYDJIAN F J M. Performance and analysis of three-phase capillary pressure curves for drainage and imbibition in porous media[R]. SPE 24878, 1992.
- [12] VAN DIJKE M I J, SORBIE K S, MCDUGALL S R. Saturation-dependencies of three-phase relative permeabilities in mixed-wet and fractionally wet systems[J]. Advances in Water Resources, 2001, 24(3/4): 365-384.
- [13] HUIM H, BLUNT M J. Effects of wettability on three-phase flow in porous media[J]. Journal of Physical Chemistry: B, 2000, 104(16): 3833-3845.
- [14] VALVATNE P H, BLUNT M J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media[J]. Water Resources Research, 2004, 40(7): 074061-0740621.
- [15] BARTELL F E, OSTERHOF H J. Determination of the wettability of a solid by a liquid[J]. Industrial and Engineering Chemistry, 1927, 19(11): 1277-1280.
- [16] VAN DIJKE M I J, MCDUGALL S R, SORBIE K S. Three-phase capillary pressure and relative permeability relationships in mixed-wet systems[J]. Transport in Porous Media, 2001, 44(1): 1-32.
- [17] SARAF D N, BATYCKY J P, JACKSON C H, et al. An experimental investigation of three-phase flow of water-oil-gas mixtures through waterwet sandstones[R]. SPE 10761, 1982.

(编辑 韩国良)