



论文

利用孔隙网络模型模拟岩样中驱替过程的一种新方法

张召彬, 林缅*, 李勇

中国科学院力学研究所, 北京 100190

*联系人, E-mail: linmian@imech.ac.cn

收稿日期: 2013-08-30; 接受日期: 2014-01-21

深层油气、非常规天然气成藏规律与有利勘探区评价技术(编号: 2011ZX05008-004)、国家潜在油气资源产学研用合作创新项目“油页岩勘探开发利用”(编号: OSR-02-05)和国家自然科学基金(批准号: 41102084)资助项目

摘要 本文提出准动态驱替的概念以描述岩石内驱替速度介于准静态和动态之间的驱替过程. 准动态模型在不同的尺度区别对待黏性力: 将表征单元体(REV)尺度的驱替视为动态, 而将孔隙尺度的驱替视为准静态. 在 REV 尺度上, 提出双重网络简化计算黏性力和毛管力的综合作用; 在孔隙尺度上, 运用概率方法描述界面在不同孔隙内的运动几率, 提高了计算效率. 通过与现有的计算和实验结果进行对比验证了模型的正确性, 并基于特定岩石微 CT 扫描图像建立等价孔隙网络, 计算分析了岩样内驱替速度、孔隙半径分布和孔隙角落形状对水驱油过程的影响. 本文计算模型有利于认识岩石内水油两相驱替的动态全过程.

关键词 准动态模型, 孔隙网络, CT 扫描, 残余饱和度, 相对渗透率

PACS: 02.60.Pn, 47.55.nb, 47.56.+r, 47.61.Jd

doi: 10.1360/SSPMA2013-00051

近年来孔隙网络模型^[1-9]被广泛地运用于岩心内驱替过程的数值模拟. 从模拟的驱替速度上, 孔隙网络模型可分为两类: 准静态模型^[7-9]和动态模型^[1-6]. 准静态模型关注驱替速度非常小的情况, 模拟过程忽略黏性力; 而动态模型关注驱替速度较大的情况, 模拟过程考虑黏性力的作用. 从驱替过程上, 孔隙网络模型涉及两个尺度: 孔隙尺度和表征单元体(REV)^[10]尺度. 驱替过程可以视为黏性力和毛管力在两个尺度上综合作用的结果. 由于两个尺度的大小

不同, 因此两种力之比在两个尺度上不能相提并论. 然而, 传统模型仅根据 REV 尺度上黏性力能否忽略来判别驱替过程, 这种粗糙的划分方法忽略了力的竞争关系在不同尺度上的差异, 因此必然会带来一些问题.

一般地, REV 尺度较孔隙尺度大两个量级左右, 根据达西定律可知, REV 尺度下累积的黏性压降较孔隙尺度也要大两个量级. 因此, 对任一岩石, 必存在一个驱替速度范围, 使黏性力在 REV 尺度下不可忽

引用格式: 张召彬, 林缅, 李勇. 利用孔隙网络模型模拟岩样中驱替过程的一种新方法. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2014, 44: 637-645
Zhang Z B, Lin M, Li Y. A new pore network based algorithm for water-oil displacements in core (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2014, 44: 637-645, doi: 10.1360/SSPMA2013-00051

略,但在孔隙尺度下作用微弱,即驱替不是完全的动态,亦不是完全的准静态,而是位于两者之间.我们不妨将这种 REV 尺度为动态、孔隙尺度为准静态的驱替过程称为准动态过程.

1 准动态模型

定义准动态过程为孔隙尺度准静态, REV 尺度动态的驱替过程.相应的计算模型称之为准动态模型.本节首先介绍模型实现,然后计算准动态的成立条件.

1.1 REV 尺度

考虑到准动态过程具备孔隙尺度准静态的特点,也就是说,孔隙内两相界面在大多时间都保持静止状态.故我们可在 REV 尺度模拟准动态过程时对计算模型进行简化.

把孔隙空间分为相对稳定的两部分:孔隙主体和润湿层.我们利用双重网络来模拟孔隙空间^[2,11],如图 1 所示,即用两个节点描述一个孔隙,分别代表孔隙主体和润湿层,用两条键描述一个孔隙.采用双重网络后,任一节点中仅有一种流体,这使得控制方程和求解过程更加简单,压力的求解可基于单一流体体系^[6]的控制方程:

$$\sum_j q_{ij} = 0, \tag{1}$$

$$q_{ij} = k_{ij}(p_i - p_j + p_{cap,ij}), \tag{2}$$

$$k = \frac{\pi r^4}{8\mu l}. \tag{3}$$

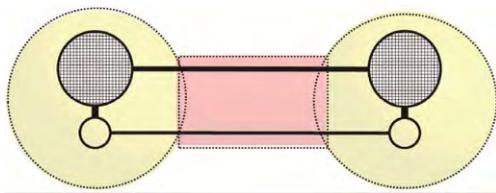


图 1 (网络版彩图)双重网络设置示意图

其中黑色虚线圆代表孔隙,黑色虚线方框代表孔隙喉,黑色实线圆代表节点(其中网格填充代表孔隙主体,无填充代表润湿层),黑色实线代表键.一个孔隙用两个节点表示(其间用一条键进行链接),一个孔隙用两条键表示

Figure 1 (Color online) The double network setting. Black dotted circles represent pores, black dotted box represents throat, black solid line circles represent nodes (grid fill on behalf of pore bodies, not fill on behalf of wetting layer), black solid lines represent key.

$$p_{cap} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}. \tag{4}$$

其中下标 i 或 j 指序号为 i 或 j 的节点物理量,下标 ij 指连接节点 i 和 j 的键内的物理量, q_{ij} 为从节点 i 流向节点 j 的流量, p 为节点压力, $p_{cap,ij}$ 是节点 i 和 j 之间的界面张力,以促进流体从 i 流向 j 为正值, k 为键的导水率, r 为键的等效半径, l 为键长, μ 为键两端流体的平均黏性, σ 为界面张力系数, θ 为接触角.联立方程(1)–(4)即可得到所有节点的压力 p 和所有键的流量 q .

1.2 孔隙尺度

我们知道,准静态模型^[7-9]的特点是完全忽略黏性,任意时刻驱替只在一个孔隙内发生,然而在准动态过程中,由于黏性在 REV 尺度的作用,驱替可能在多个孔隙同时发生,因此本文引入概率机制来刻画一个时间步内,驱替在计算区域不同孔隙内发生的几率.

根据联立方程(1)–(4)求解得到的流量 q ,可得双重网络任一节点 i 中水驱油的体积流量 $q_{disp,i}$.则节点 i 中的油被完全驱替需耗时为 $t_i = V/q_{disp,i}$,其中 V 为节点体积.取时间步长为 $\Delta t = \min(t_i)$,即在驱替最快的位置,界面恰好跨越整个节点,则 Δt 内界面通过任一节点的概率为

$$\eta_i = \frac{\Delta t}{t_i}. \tag{1}$$

对于任一节点 i ,取[0,1]区间的随机数 ξ ,当且仅当 $\xi < \eta_i$ 时,认为节点内油被驱替.易知,在驱替速度最快的孔隙中,该概率值为 1,即驱替必然发生.其余孔隙中驱替发生的概率主要取决于 REV 尺度的驱替速度:当驱替速度较大时,会有更多孔隙内的驱替概率接近 1,驱替可呈“活塞式”;反之,驱替速度极低时,其余孔隙驱替概率接近 0,即任一时间步内,驱替仅在速度最快的孔隙内发生,驱替呈现“毛管指进式”.因此,这种概率方法可描述不同速度的驱替过程,且无需记录驱替过程的非饱和状态,使模型更简洁高效.

综上,准动态模型包含两个层面,REV 尺度基于双重网络的动态压力求解和孔隙尺度基于概率的静态流体更新.具体计算流程如图 2 所示.

准动态模型依据概率更新孔隙中的流体状态,因此模拟结果存在不确定性.分别建立横向节点数

W 为 10, 40, 100 的孔隙网络模型, 模拟其水驱过程. 计算结果如图 3 所示. 理论上注入水体积应等于孔隙网络中的水体积变化, 可随机性使得模拟结果偏离理论值. 但是体积波动非常有限, 特别当网格数增加后, 体积波动量呈现降低趋势. 本文模型(附录)横向节点数大于 100, 我们认为此时模型随机性的影响可以忽略.

1.3 适用范围

由前面分析可知, 准动态模型适用的前提是在孔隙尺度下毛细力阈值决定驱替过程. 下面利用毛细管模型^[12]模拟孔隙中的动态驱替过程, 以此得到准动态模型的适用范围.

两个任意半径的孔隙, 初始被油占据, 给定注水总速度和出口压力, 模拟其动态驱替过程. 由于两个孔隙半径不同, 进而毛细力阈值不同. 当毛细力为主控力时, 驱替在两个孔隙内依次进行. 具体地, 当一个孔隙内的界面已经通过, 而另一个孔隙内的界面运动距离小于该孔隙直径的 10% 时, 我们认为驱替过程是毛细力控制的, 驱替过程是准动态过程. 对所

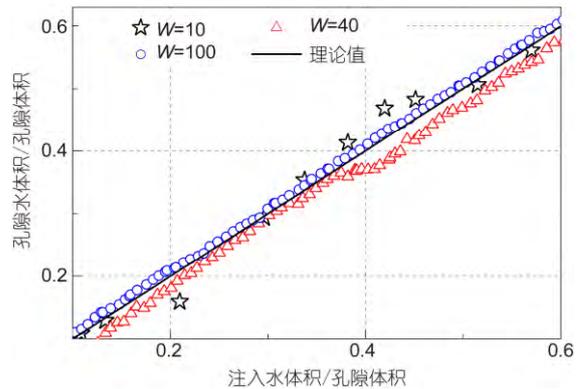


图 3 (网络版彩图)不同模型尺寸下, 模型内部水总体积随着注入体积的变化. 其中 W 为横截面节点数

Figure 3 (Color online) The variation of the water volume in model with the water volume injected under different cross section node number W .

有相邻孔隙重复该过程, 则可以得到一定注水速度下毛细力控制驱替过程的概率.

采用 Zhao, Blunt 和 Yao^[9]的岩石数据^[13](附录)计算毛细力控制驱替过程的概率. 引用毛细数 $N_c (=v\mu_w/\sigma)$, 其中 v 为达西流速, μ_w 为水的黏性系数, σ 为界面张力系数)表征驱替速度, 得到概率随着 N_c 的变化如图 4 所示. 可见毛细数越小, 黏性越弱, 毛细力能够控制驱替结果的概率越大. 当 $N_c < 10^{-5}$ 时, 该概率值大于 90%, 我们认为此时忽略界面在孔隙内的运动过程是合理的. 实际开发过程毛细数一般为 10^{-6} 的量级^[14], 所以计算该类岩层的开采率应选用准动态模型. 由图 1 还可看出, $N_c < 10^{-7}$ 时的驱替完全可以采用准静态模型描述^[4]. 本文的后续计算均采用该岩石数据, 讨论 $N_c \in [10^{-7}, 10^{-5}]$ 的驱替过程.

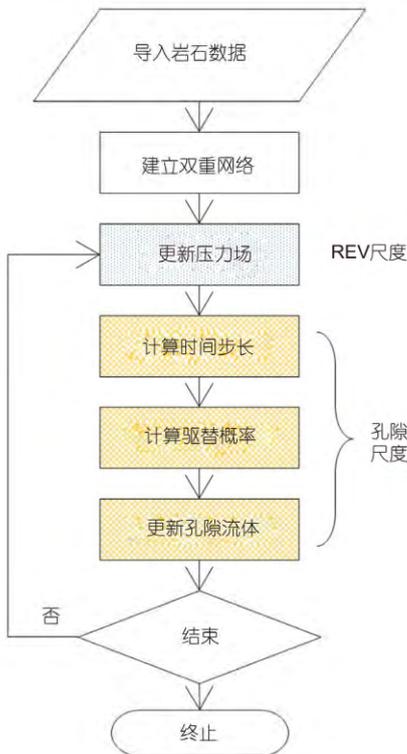


图 2 (网络版彩图)准动态模型计算流程图

Figure 2 (Color online) The flow diagram of quasi-dynamic model.

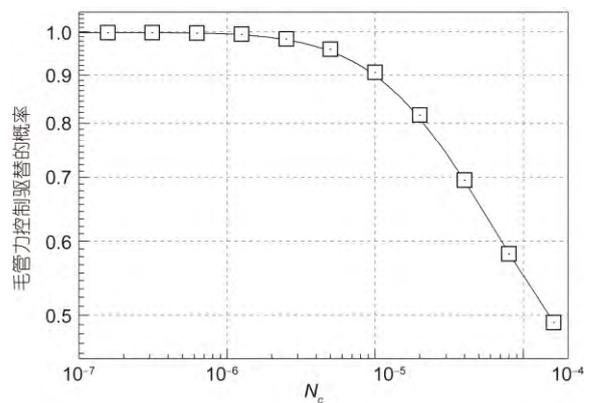


图 4 毛细力能够控制驱替结果的概率随着毛细数 N_c 的变化

Figure 4 The variation of the probability that capillary force controls displacement with capillary number N_c .

1.4 计算效率

我们知道, 准静态模型^[7-9]无需跟踪界面在孔隙内的运动, 计算时间步长可取界面通过整个孔隙的时间. 而在动态模型中, 不存在油水界面平衡位置, 必须跟踪界面在孔隙内的运动过程, 因此计算时间步长须远小于界面通过整个孔隙的时间. 例如, 若假设流体赋存于节点内, 则时间步长必须远小于界面通过单个节点的时间^[6,15]; 若假设流体赋存于键内^[5], 则时间步长必须远小于界面通过单个键的时间. 这样可推知准动态模型的计算效率会高于动态模型.

考察毛管数从 10^{-8} 到 10^{-5} 的驱替过程. 模型的孔隙总数为 1434(附录). 如图 5 所示, 迭代次数随着毛管数下降. 当 $N_c \in [10^{-7}, 10^{-5}]$ 时, 迭代次数仅为 40 到 65 次之间. 对于相同的驱替过程, 如果利用动态模型模拟驱替, 需要捕获每个孔隙内的驱替过程, 要求一个时间步内任一界面不能运动到下一个孔隙^[15], 这样时间步长必须足够小. 这样当 $N_c \in [10^{-7}, 10^{-5}]$, 迭代一般需要数千次.

对比可见, 由于准动态过程在驱替速度上介于动态和准静态之间, 故准动态模型既可兼备动态模型^[1-6]和准静态模型^[7-9]的优点, 又考虑到准动态过程的特点, 可以有效减少计算消耗.

2 模型验证

2.1 动态特性验证

Løvoll 等人^[16]利用二维实验模型进行了驱替实验, 并测量了不同驱替速度下的毛管压力曲线. Løvoll 等人^[16]利用使用孔隙尺度黏性力和毛管力的比值 Ca 来表征驱替速度. 根据 Hantschel 和 Kauerauf^[14]的推导, 易知 $Ca \approx N_c \times 10^4$. 为建立和实验等效的数值模型, 首先模拟 $Ca=0.078$, 即等效毛管数 $N_c=7.8 \times 10^{-6}$ 的过程, 并调整模型中的配位数设置以使饱和度变化范围和实验一致, 最终得等效配位数为 3.1. 进一步模拟 $N_c=3.9 \times 10^{-6}$ 和 $N_c=1.0 \times 10^{-6}$ 的驱替过程, 和实验对比结果如图 6 所示, 可见数模和实验吻合良好, 由此可见本文模型可良好再现不同速度的驱替过程.

2.2 静态特性验证

为考察准动态模型在极低毛管数时的可靠性, 我们特与 Zhao, Blunt 和 Yao^[9]的准静态模拟结果进

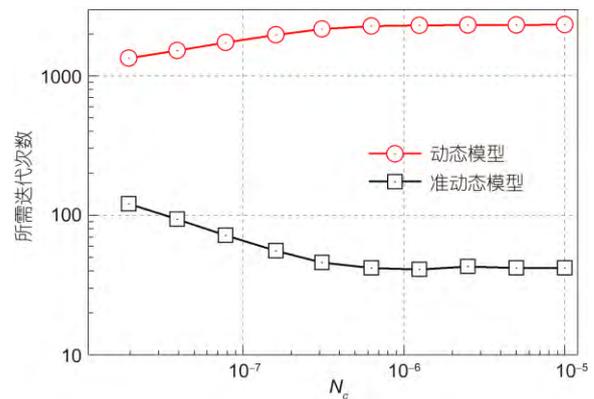


图 5 (网络版彩图)不同驱替速度下完成整个模拟过程所需要的迭代步数

Figure 5 (Color online) The variation of the max step number with the displacement rate.

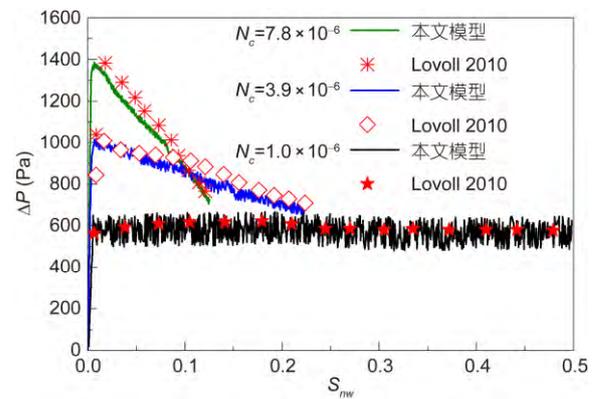


图 6 (网络版彩图)利用准动态模型计算驱替过程的毛管压力曲线和文献[16]的对比

Figure 6 (Color online) The comparison of the capillary pressure curves calculated by quasi-dynamic model with the experiment in ref. [16].

行比较. 考虑到 1.3 节已证明 $N_c < 10^{-7}$ 时的驱替为准静态, 因此将毛管数设置为 3.0×10^{-8} 以模拟准静态驱替过程, 并采用和文献[9]完全相同的岩石数据, 计算了驱替过程的油水相对渗透率. 如图 7 所示, 可见本文结果与 Zhao, Blunt 和 Yao^[9]的基本一致. 由此可见, 毛管数极低时, 本文模型的计算结果能有效收敛于准静态的结果.

3 水驱模拟

孔隙网络模型一般关注以下三方面因素对驱替过程的影响, 一是驱替速度^[4], 二是孔隙形状^[7], 三

是岩石孔隙的半径分布^[7,17]. 下面我们通过以下三组算例来论证准动态模型的可行性.

3.1 动态特性

由于准动态模型的适用范围为 $N_c \in [10^{-7}, 10^{-5}]$, 跨越两个量级, 为观察准动态模型在不同驱替速度时候的结果, 本文特计算了毛管数 $N_c = 10^{-7}$, 10^{-6} 和 10^{-5} 三种情况, 计算结果如图 8 所示. 当 $N_c = 10^{-7}$ 时, 水沿着润湿层前进的黏性阻力远小于毛管力, 孔隙网络内部各处水驱油概率相当, 沿程饱和度几乎均匀变化(图 8(a)), 即此时的驱替是准静态的, 可用准静态模型模拟; 当 $N_c = 10^{-6}$ 时, 黏性力开始发挥作用, 水在润湿层内流动阻力增加. 由于上游水驱油概率较大, 油会优先得到驱替(图 8(b)); 当 $N_c = 10^{-5}$ 时, 黏性影响更加明显. 上游水驱油概率远大于下游, 驱替呈现活塞式(图 8(c)). 该模拟结果与 Idowu 和 Blunt^[4] 一致, 说明准动态模型虽然是一种简化模型, 但是能够在 REV 尺度抓住驱替是动态的这个特性, 从而能

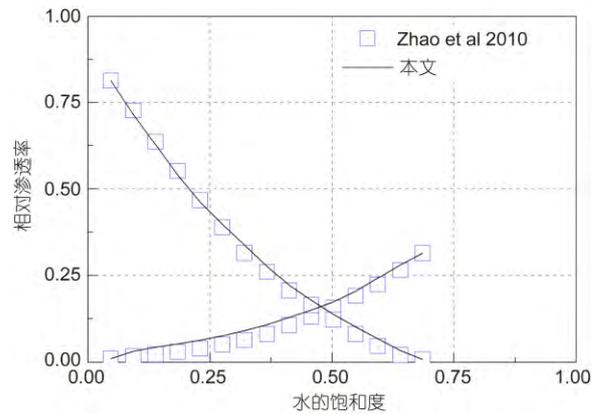


图 7 (网络版彩图)利用准动态模型预测的油水相对渗透率曲线, 与 Zhao, Blunt 和 Yao^[9]预测结果对比

Figure 7 (Color online) The comparison of the relative permeability curves calculated by quasi-dynamic model with that of Zhao, Blunt and Yao [9].

够展现出驱替速度的影响. 对比可见准动态模型的合理性, 说明在 $N_c \in [10^{-7}, 10^{-5}]$ 的区间内, 准动态模拟完全可以替代复杂的动态模型.

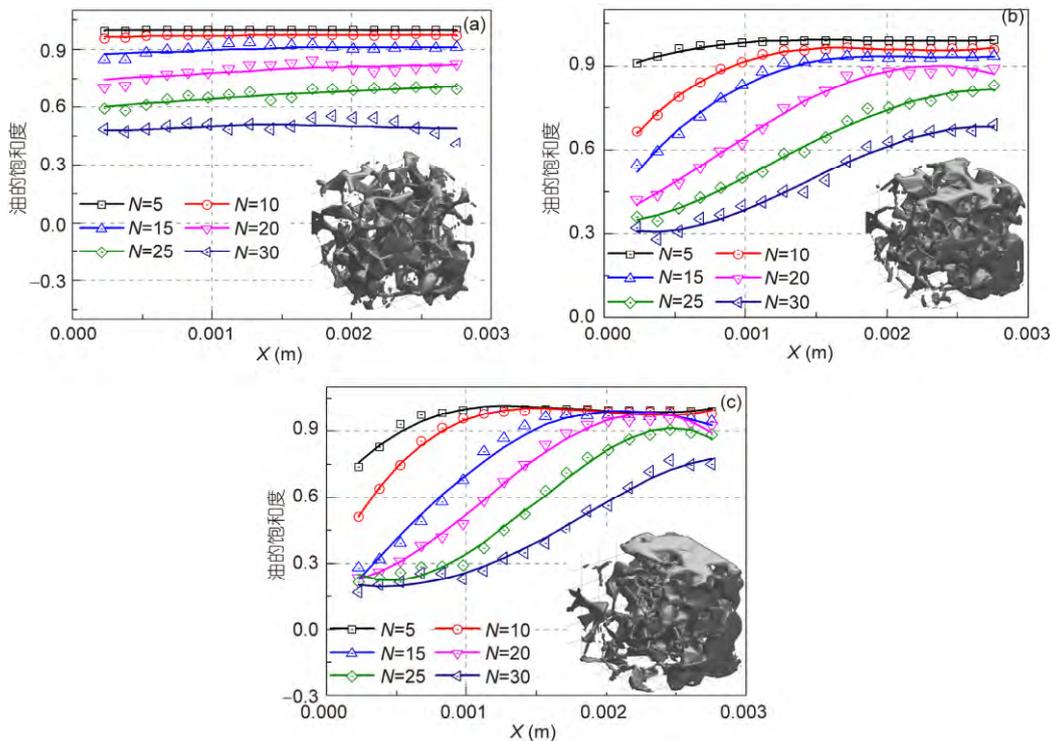


图 8 (网络版彩图)相饱和度沿程变化

其中 N 为计算步数, 小图为某时刻的残余油分布. 其中: (a) $N_c = 10^{-7}$, (b) $N_c = 10^{-6}$, (c) $N_c = 10^{-5}$

Figure 8 (Color online) Effects of rate on average oil saturation profiles for N_c : (a) 10^{-7} , (b) 10^{-6} , (c) 10^{-5} . The subplots are the residual oil distributions during the displacements, N is step number.

3.2 孔隙角落形状

孔隙角落的形状决定了润湿层的稳定性和导水率^[7], 因此会对驱替过程产生明显的影响. 准动态模型利用双重网络来模拟带有润湿层的孔隙空间, 可以考虑孔隙角落形状的影响. 为了检验准动态模型对不同孔隙夹角的适应能力, 特考虑了不同夹角情况下的驱替过程, 计算水的相对渗透率(K_{rw}). 对三种角落形状(图 9), 其中夹角 $\phi_b < \phi_c < \phi_a$, 计算所得驱替初期的水的相对渗透率曲线如图 10 所示. 对比可见, 孔隙角落的夹角越小, 则水的相对渗透率越大, 这和 Piri 和 Blunt^[7]所讨论的关于润湿层的理论是一致的, 由此可见准动态模型的双重网络和孔隙尺度规则是合理的.

3.3 半径分布

半径分布是孔隙网络最重要的参数之一, 在很大程度上决定了岩石空间的性质. 为观察半径分布对模拟结果的影响, 特利用截断正态分布进行理论研究参数 ω 表示分布的平均值, δ 表示标准差. 数值模

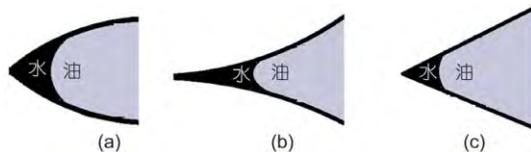


图 9 (网络版彩图) 计算采用的孔隙单元角落位置的 3 种不同形状

Figure 9 (Color online) The pore corner shapes used in simulations.

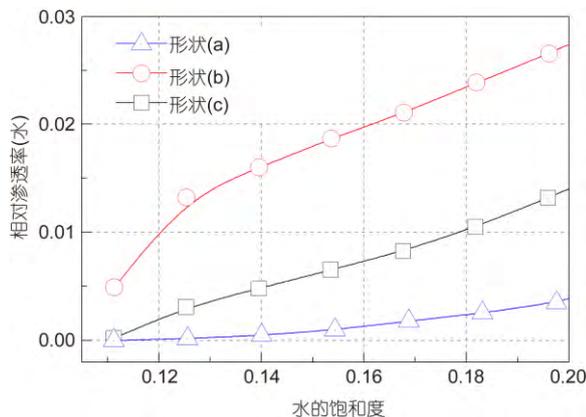


图 10 (网络版彩图) 不同角落形状时水相相对渗透率随水的饱和度变化曲线

Figure 10 (Color online) The variation of the relative permeability of water with water saturation under different corner shapes.

$$p(r) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^r e^{-\frac{(t-\omega)^2}{2\delta^2}} dt. \quad (6)$$

拟利用附录数据的空间结果, 并利用(6)式对半径重新赋值. 赋值过程不改变相邻节点和键的大小关系: 首先根据(6)式确定键半径, 然后再确定节点半径. 计算 $\delta=12 \mu\text{m}$ 时三种内径分布 $\omega=0 \mu\text{m}$, $\omega=12 \mu\text{m}$ 和 $\omega=24 \mu\text{m}$ 下的相对渗透率(K_r)曲线(图 11), 可以看出水的相对渗透率(K_{rw})随着 ω 值的增大而减小. 这是因为水是润湿相, 在毛管力作用下会优先进入较小的孔隙. 因此 S_w 一定时, 被水侵入的孔隙数量随着 ω 值的增大而减少. 又因为水相连通性随着被水侵入的孔隙数量的增多而增强. 所以, ω 值越大, 水的流动阻力越小, 渗透率越大, 该结论和 Bustos 和 Toledo^[17] 一致, 从而说明准动态模型可以考虑半径分布对驱替的影响.

我们进一步研究了 ω 值对采收率的影响. 从图 12

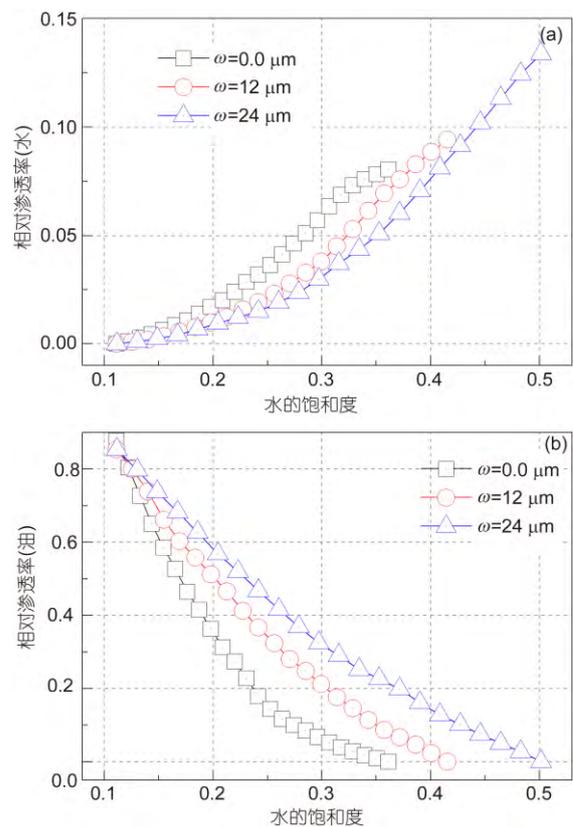


图 11 (网络版彩图) 不同半径分布条件下的水相和油相的相对渗透率

Figure 11 (Color online) The relative permeability curves under different pore radius distributions.

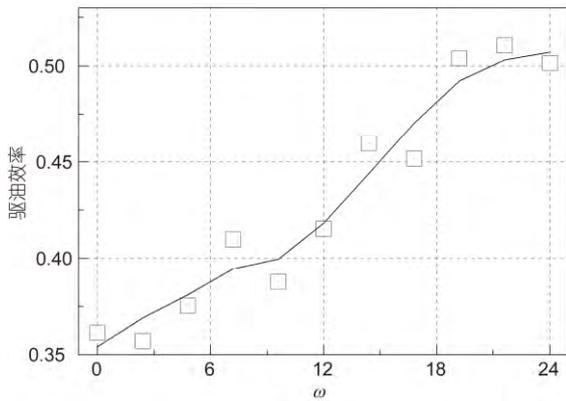


图 12 不同半径偏移下的油被驱替出的比例. 图中的每一个小方块代表 10 次模拟的平均结果, 黑色实线为拟合的变化趋势
Figure 12 The variation of oil recovery with parameter ω . One small square represents the average results of 10 simulations. The black solid line is the fitted results.

可以看出, 采收率随着 ω 减小而减小. 因为当 S_w 一定, ω 较小时会有更多的孔隙被水侵入, 水的连通性更强, 容易形成从入口到出口通道. 出口一旦见水, 驱油接近结束, 所以 ω 较小时驱替效果差.

附录

本文使用 Zhao, Blunt 和 Yao^[9]的岩石微 CT 扫描数据^[13], 如图 a1 所示. 首先利用该数据构建岩石三维结构, 并根据最大球模型^[18-21]得到孔隙网络. 该孔隙网络包含 1434 个孔隙和 3656 个孔喉, 孔隙和孔喉的平均半径分别为 46.7 μm 和 25.7 μm . 油水黏度比 M 设置为 5.28, 接触角为 20°到 60°之间.

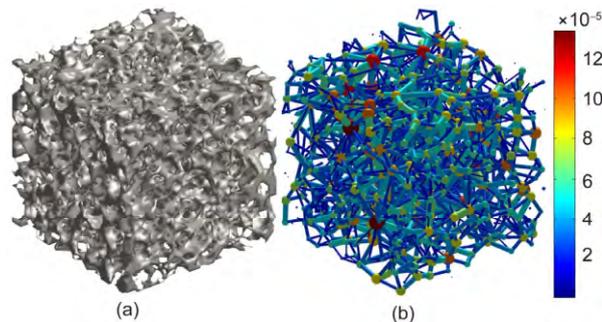


图 a1 (网络版彩图)计算所采用的岩石数据. (a)从扫描切片构建的岩石三维实体, 图中画出的是岩石的空腔, 骨架为透明; (b)对应的孔隙网络, 球体表示孔隙, 柱体表示孔喉, 颜色表示大小(单位 m)

Figure a1 (Color online) The rock data used in this work. (a) The 3-D structure of the rock reconstructed from CT-scan images; (b) the extracted pore network, where pore is represented by ball, throat is represented by cylinder, pore size is represented by color (in meter).

参考文献

- 1 Lenormand R, Touboul E, Zarcone C. Numerical-models and experiments on immiscible displacements in porous-media. J Fluid Mech,

- 1988, 189: 165–187
- 2 Pereira G G, Pinczewski W V, Chan D Y C, et al. Pore-scale network model for drainage-dominated three-phase flow in porous media. *Transport Porous Media*, 1996, 24(2): 167–201
 - 3 Al-Gharbi M S, Blunt M J. Dynamic network modeling of two-phase drainage in porous media. *Phys Rev E*, 2005, 71(1): 016308
 - 4 Idowu N A, Blunt M J. Pore-scale modelling of rate effects in waterflooding. *Transport Porous Media*, 2010, 83(1): 151–169
 - 5 Dahle H, Celia M. A dynamic network model for two-phase immiscible flow. *Comput Geosci*, 1999, 3(1): 1–22
 - 6 Joekar-Niasar V, Hassanizadeh S M, Dahle H K. Non-equilibrium effects in capillarity and interfacial area in two-phase flow: dynamic pore-network modelling. *J Fluid Mech*, 2010, 655: 38–71
 - 7 Piri M, Blunt M J. Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two- and three-phase flow in porous media. I. Model description. *Phys Rev E*, 2005, 71(2): 026301
 - 8 Wilkinson D, Willemsen J F. Invasion percolation: A new form of percolation theory. *J Phys A-Math General*, 1983, 16(14): 3365–3376
 - 9 Zhao X C, Blunt M J, Yao J. Pore-scale modeling: Effects of wettability on waterflood oil recovery. *J Petroleum Sci Eng*, 2010, 71(3-4): 169–178
 - 10 Al-Raoush R, Papadopoulos A. Representative elementary volume analysis of porous media using X-ray computed tomography. *Powder Technol*, 2010, 200(1–2): 69–77
 - 11 Oren P E, Pinczewski W V. Fluid distribution and pore-scale displacement mechanisms in drainage dominated three-phase flow. *Transport Porous Media*, 1995, 20(1-2): 105–133
 - 12 Zhmud B. Dynamics of capillary rise. *J Colloid Interface Sci*, 2000, 228(2): 263–269
 - 13 Blunt M. Micro CT Images and Networks of Sand Pack (F42A)[EB/OL] <http://www3.imperial.ac.uk/earthscienceandengineering/research/perm/porescalemodelling/micro-ct%20images%20and%20networks/sand%20pack1#maincontent>
 - 14 Hantschel T, Kauerauf A. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Berlin: Springer Verlag, 2009
 - 15 Idowu N A, Blunt M J. Pore-scale modeling of rate effects in waterflooding. In: *The Proceedings of International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, 2008
 - 16 Løvoll G, Jankov M, Måløy K J, et al. Influence of viscous fingering on dynamic saturation-pressure curves in porous media. *Transport Porous Media*, 2010, 86(1): 305–324
 - 17 Bustos C I, Toledo P G. Pore-level modeling of gas and condensate flow in two- and three-dimensional pore networks: Pore size distribution effects on the relative permeability of gas and condensate. *Transport Porous Media*, 2003, 53(3): 281–315
 - 18 Silin D B, Jin G D, Patzek T W. Robust determination of the pore-space morphology in sedimentary rocks. *J Petroleum Technol*, 2004, 56(5): 69–70
 - 19 Silin D, Patzek T. Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres. *Phys A-Stat Mech Appl*, 2006, 371(2): 336–360
 - 20 Al-Kharusi A S, Blunt M J. Network extraction from sandstone and carbonate pore space images. *J Petroleum Sci Eng*, 2007, 56(4): 219–231
 - 21 Dong H, Blunt M J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Phys Rev E*, 2009, 80(3): 036307

A new pore network based algorithm for water-oil displacements in core

ZHANG ZhaoBin, LIN Mian* & LI Yong

Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China

The concept of quasi-dynamic displacement is presented to describe displacement with velocity between quasi-static and dynamic process. Viscosity is treated in different way in different scale: displacement in representative elementary volume(REV) scale is treated as dynamic, while displacement in pore scale is treated as quasi-static. In REV scale, double network is proposed for simplified calculation of viscous force and capillary force. In pore scale, probability technique is used to reduce computational demanding. The new model is validated by previous numerical and experimental results. With the network established based on specific micro CT scan images, the influences of displacement velocity, pore radius distribution and pore corner shape on water flooding process are analysed. The numerical model in this work is conducive to the understanding of the whole process of water-oil displacement.

quasi-dynamic model, pore-network, macro-CT, residual saturation, relative permeability

PACS: 02.60.Pn, 47.55.nb, 47.56.+r, 47.61.Jd

doi: 10.1360/SSPMA2013-00051