

doi:10.3799/dqkx.2013.102

碳酸盐岩储层参数对微观渗流的影响

姚 军, 王 鑫, 王晨晨, 杨永飞, 孙 海

中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266555

摘要: 针对碳酸盐岩油藏孔隙大小的双峰分布特征, 首先利用计算机模拟建立了描述不同孔隙特征的大孔隙网络模型和微孔隙网络模型, 在此基础上提出一种耦合算法构建出的同时描述大孔隙和微孔隙特征的碳酸盐岩双孔隙网络模型; 然后, 基于侵入-逾渗理论, 模拟双孔隙网络模型中油水两相流体的一次驱替和二次吸吮过程, 并建立了毛细管压力和相对渗透率的求解模型; 最后, 通过调整双孔隙网络结构参数, 模拟水湿油藏条件下碳酸盐岩储层参数对相对渗透率曲线的影响。结果表明, 随着微孔隙比例因子和平均配位数的增加, 油相相对渗透率曲线升高; 随着双孔隙半径比的增加, 油相和水相相对渗透率曲线下降, 这对碳酸盐岩油藏渗流机理研究有着重要的指导意义。

关键词: 碳酸盐岩; 双孔隙网络; 储层参数; 相对渗透率; 微观渗流; 数值分析。

中图分类号: TE319

文章编号: 1000-2383(2013)05-1047-06

收稿日期: 2012-10-08

The Influence of Carbonate Rocks Reservoir Parameters on Microscopic Flow

YAO Jun, WANG Xin, WANG Chen-chen, YANG Yong-fei, SUN Hai

School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266555, China

Abstract: Due to bimodal pore size distribution of carbonate rocks, macro pore network and micro pore network are produced to describe different pore characteristics separately, and carbonate dual pore network is constructed with the coupling of macro pore and micro pore network. Then primary drainage and secondary imbibition process are simulated based on intrusion-percolation theory during the oil-water two phase fluid flow, the capillary pressure and relative permeability model are calculated. At last, the influence of reservoir parameters on relative permeability curve is studied under water-wet conditions by adjusting the network structure parameters. Results show that oil relative permeability curve rises with the increase of micro pore density factor and average coordination number, and oil and water relative permeability curve drops with the increase of dual pore radius ratio. These phenomena are important to the study of carbonate reservoir microscopic flow mechanism.

Key words: carbonate rocks; dual pore network; reservoir parameters; relative permeability; microscopic flow; numerical analysis.

合理的微观网络模型对研究流体在多孔介质中的渗流特征具有重要的意义(高慧梅等, 2007; 姚军等, 2007)。Fatt(1956a, 1956b, 1956c)首次引入了真正意义上的孔隙网络模型, 并介绍了使用网络模型进行毛细管压力特征研究的情况, 他在模型中全部采用圆柱形毛细管, 各个毛细管的半径并不相等, 这些不同半径的毛细管按照随机数表以随机的方式分布于网络中。目前, 孔隙网络模型已经成为研究储层岩石微观孔隙结构和渗流特征的重要平台, 在聚合

物驱替、剩余油分布及低渗启动压力梯度研究等领域得到广泛应用(李振泉等, 2005; 王克文等, 2006; 陶军等, 2008)。

由于碳酸盐岩介质孔隙空间结构复杂, 单一孔隙分布的孔隙网络模型难以同时描述碳酸盐岩介质中的大孔隙和微孔隙系统。已有一些学者对碳酸盐岩不同尺度的孔隙特征进行了研究。其中, Knackstedt *et al.* (2006, 2007)通过微观 CT 等扫描设备研究了不同分辨率下的碳酸盐岩溶洞、大孔和微孔的

基金项目: 国家自然科学基金(No.11072268); 教育部科学技术研究重大项目(No.311009); 山东省自然科学基金(No.ZR011EEQ002); 中央高校基本科研业务费专项资金资助(No.11CX04022A); 高等学校学科创新引智计划(No.B0028); 高等学校博士学科点专项科研基金资助课题(No.0120133120017)。

作者简介: 姚军(1964-), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事油藏数值模拟、油气藏描述研究。E-mail: RCOGFR_UPC@126.com

特征,发现不同尺度的孔隙对碳酸盐岩介质的岩石物理特性和流体渗流性质均有重要影响.Wu *et al.* (2006,2007)通过随机重构多尺度数字岩心来定量研究了碳酸盐岩多尺度孔隙结构特征.Biswal *et al.* (2007,2009)基于碳酸盐岩各尺度孔隙的几何结构特征,通过随机法构建碳酸盐岩介质多尺度模型,描述了碳酸盐岩微观孔隙的多尺度特征.碳酸盐岩油藏非均质性强,孔隙尺寸经常呈现双峰分布,不同尺度上的孔隙结构对油藏流体渗流特征均有影响.由于相对渗透率曲线可作为研究油层流体渗流特征的重要参数,因此,研究碳酸盐岩储层参数对相对渗透率曲线的影响有着重要意义.

针对同时具有发育大孔隙和微孔隙网络的碳酸盐岩介质,本文首先利用计算机模拟建立了描述不同孔隙特征的大孔隙网络模型和微孔隙网络模型,其中大孔隙网络主要描述碳酸盐岩油藏大孔隙分布的特征,微孔隙网络主要描述碳酸盐岩油藏微孔隙分布的特征;其次,利用一种耦合算法构建出双孔隙网络模型来同时描述不同尺度孔隙的特征;最后,通过调整双孔隙网络结构参数,模拟不同储层参数对相对渗透率曲线的影响.

1 双孔隙网络模型的构建

利用计算机生成立方点阵网络(图 1a),网络由喉道及其相连的孔隙构成,孔隙和孔喉为等截面的柱体,截面形状可以是正方形、任意三角形和圆形中的一种(姚军等,2007).孔隙孔喉内切圆半径可用来表征孔隙孔喉大小.喉道大小分布函数采用比较有代表性的幂律分布函数来表示:

$$f(r_t) = (n + 1) \frac{(r_t - r_{\min})^n}{(r_{\max} - r_{\min})^{n+1}}, \quad (1)$$

式中: r_t 为喉道半径(m); r_{\min} 和 r_{\max} 分别表示最小和最大喉道半径(m); n 为幂律指数.孔隙大小分布根据下式表示:

$$r_p = \max \left[\alpha \frac{\sum_{i=1}^Z r_i}{Z}, \max(r_i) \right], \quad (2)$$

式中: r_p 为孔隙直径(m); α 为孔喉直径比; Z 为配位数.喉道长度分布根据下式表示:

$$l_t = d - r_a - r_b, \quad (3)$$

式中: d 为相邻两孔隙中心的距离(m); r_a 和 r_b 分别表示喉道两端连接的孔隙半径(m).

根据立方点阵网络的几何拓扑信息,随机生成几何拓扑等效的随机孔隙网络模型.假设 T 为网络几何拓扑参数累积分布函数 $F_T(t)$ 的变量,其随机数值 t 可由下式进行计算:

$$t = F_T^{-1}(u), \quad (4)$$

式中: u 为通过均匀分布函数 $U(0,1)$ 产生的随机数.随机网络中孔隙喉道之间的连通特征根据立方点阵网络的连通性函数来描述,网络的连通性函数比欧拉示性数定义如下(Vogel and Roth, 2001; Jiang *et al.*, 2011):

$$\chi_V(r) = \frac{N_N(r) - N_B(r)}{V}, \quad (5)$$

式中: $N_N(r)$ 为半径大于 r 的孔隙数目(个); $N_B(r)$ 为半径大于 r 的喉道数目(个); V 为网络体积(m^3).根据连通性分布函数,依次添加孔隙之间的连通喉道,进而构建出随机孔隙网络(图 1b).

通过设定不同尺度上大孔隙和微孔隙的孔喉特征参数,分别构建出描述碳酸盐岩油藏中大孔隙特

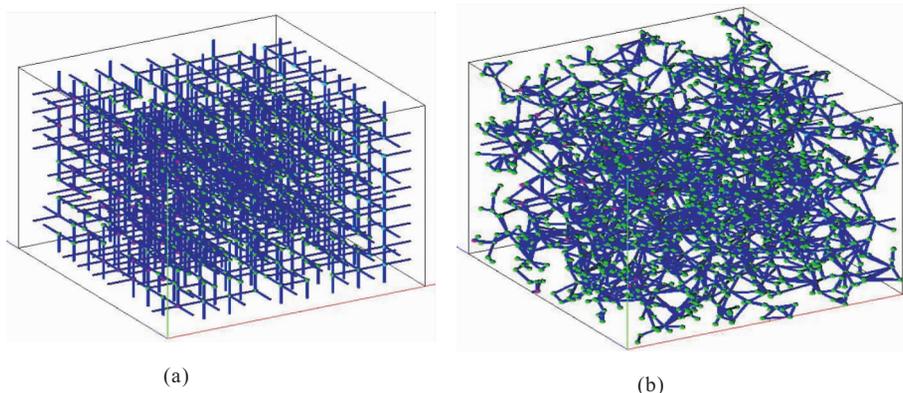


图 1 随机孔隙网络模型的建立

Fig.1 Construction of stochastic pore network

a.立方点阵网络;b.随机孔隙网络

征和微孔隙特征的随机大孔隙网络模型和随机微孔隙网络模型;接着,提取随机微孔隙网络的几何拓扑信息,在随机大孔隙网络模型的骨架空间中,根据微孔隙网络孔喉单元的几何拓扑信息生成等价的微孔隙网络,这样便构建出了同时包含大孔隙和微孔隙的双孔隙网络模型。然而,此时不同尺度的孔隙之间互不连通,对大孔隙网络和微孔隙网络的连通性函数进行加权平均来求取双孔隙网络的连通性函数,并在此基础上添加大孔隙和微孔隙之间的连通喉道,进而构建出碳酸盐岩双孔隙网络模型(Wu *et al.*, 2011)。基于随机大孔隙网络模型和微孔隙网络模型,通过耦合算法构建出碳酸盐岩双孔隙网络模型,能够同时描述大孔隙和微孔隙网络的几何拓扑结构特征,有效表征大孔隙之间、微孔隙之间、大孔隙-微孔隙之间的相互连通关系。

2 两相渗流计算过程

将孔隙网络模型考虑为一种拟稳态模型。根据侵入-逾渗理论,流体从一个孔隙流动到另一个孔隙是瞬时的,不考虑孔喉中的流动过程。流体为不可压缩牛顿流体,利用孔隙级网络模型模拟渗流的驱替和吸吮过程(Valvatne and Blunt, 2004; 姚军等, 2007)。

模型的绝对渗透率由达西公式进行求解,油进入充满水的单元时所需要克服的毛细管入口压力,可通过 Young-Laplace 方程进行计算。当孔隙的形状和油水界面的接触角确定后,就可以计算出相应的毛细管压力。模型是用规则的几何形状来表征孔隙空间,所以具体到每一个孔隙孔喉中的油水分布可以定量地利用初等几何进行求解。计算出每一孔隙孔喉中的油水量后,就可以计算整个模型的含水

饱和度 S_w (侯健等, 2005):

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n V_{iw}}{\sum_{i=1}^n V_i}, \quad (6)$$

式中: n 为孔隙和孔喉的总数; V_i 为孔隙或孔喉的体积(cm^3); V_{iw} 为对应的孔隙孔喉中含水的体积(cm^3)。

设 P_i 、 P_j 分别为由喉道相连的两孔隙中的压力,则此两孔隙之间的流量 q_{ij} 为:

$$q_{ij} = \frac{g_{ij}}{L_{ij}} (P_i - P_j), \quad (7)$$

式中: L_{ij} 为两孔隙间的距离(m); g_{ij} 为两孔隙间总的传导率($\text{cm}^4/(\text{MPa} \cdot \text{s})$)。对于模型中的每一个孔隙,由入口孔喉进入的流量应该等于由出口孔喉流出的量,即由流量守恒可以得到:

$$\sum_{j=1}^{z_i} q_{ij} = 0, \quad (8)$$

式中: Z_i 为与 i 孔隙相连的孔喉数。

将上述方程应用到所有孔隙可以得到一组线性方程组,求解即可得到每一孔隙的压力,进而求出给定模型两端压差下的总流量。油水两相同时流动时,压力场的求解与单相时的方法相同,只是传导系数需要用相应流体相的传导系数。求出每一相的流量后,则可以计算相对渗透率 K_{rp} :

$$K_{rp} = \frac{Q_{mp}}{Q_{tsp}}, \quad (9)$$

式中: Q_{mp} 为多相流时 p 相的流量(cm^3/s); Q_{tsp} 为整个模型为 p 相单相流的总流量(cm^3/s)。

3 模拟结果与讨论

基于立方点阵网络构建碳酸盐岩随机大孔隙网

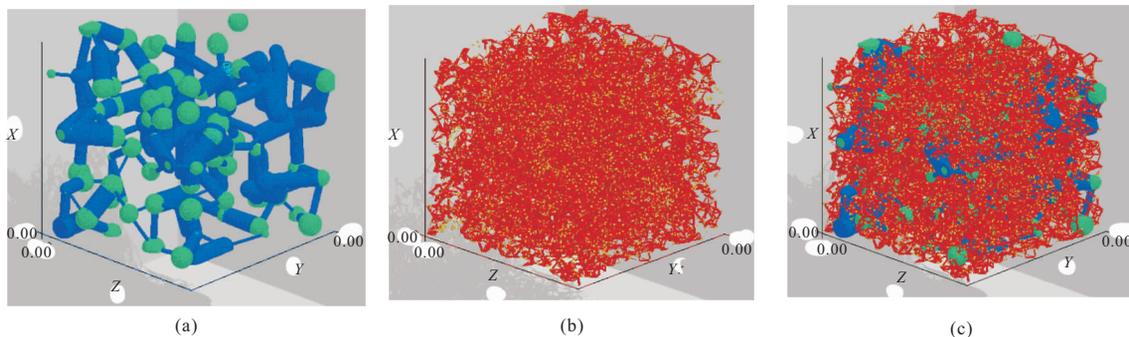


图2 碳酸盐岩双孔隙网络模型的构建

Fig.2 Construction of carbonate dual pore scale network model

a.随机大孔隙网络;b.随机微孔隙网络;c.双孔隙网络

表 1 网络模型的基本参数

Table 1 Basic parameters of network models

基本参数	大孔隙网络	微孔隙网络	双孔隙网络
网络尺寸	0.1 mm×0.1 mm×0.1 mm	0.1 mm×0.1 mm×0.1 mm	0.1 mm×0.1 mm×0.1 mm
孔隙数目	125	8 000	8 072
喉道数目	139	16 376	17 453
平均配位数	3.15	3.65	4.02
网络孔隙度	10.37%	17.21%	25.46%

络(图 2a)和微孔隙网络(图 2b),进而构建出同时描述大孔隙特征和微孔隙特征的碳酸盐岩双孔隙网络模型(图 2c),各模型的基本参数如表 1 所示.由表 1 可以看出,相比单一孔隙网络模型,双孔隙网络模型孔喉数目增加,网络孔隙度、平均配位数增大,网络连通性得到提高.

通过调整立方点阵网络的结构参数,构建了一系列不同微孔隙比例因子、配位数和双孔隙半径比的双孔隙网络模型,模拟水湿油藏条件下油水两相渗流的一次驱替和二次吸吮过程,对比吸吮相对渗透率曲线的变化特征,分析结果如下.

3.1 微孔隙比例因子的影响

微孔隙比例因子用来描述构建的双孔隙网络模型中微孔隙占随机微孔隙网络孔隙的百分比,其定义如下:

$$\beta = N'_p / N_p, \quad (10)$$

式中: β 为微孔隙比例因子; N_p 为随机微孔隙网络中的孔隙数目; N'_p 为所构建双孔隙网络模型中的微孔隙数目.依次调整 β 取值为 20%、60%、100%,可得到一系列双孔隙网络模型,相应的油水相对渗透率曲线对比如图 3 所示.

可以看出,随着微孔隙比例因子的增加,油相和水相相对渗透率曲线、等渗点含水饱和度右移,残余油饱和度增加.这是因为微孔隙比例因子决定微孔隙比例,在水湿油藏条件下,水作为润湿相,主要分布于微小孔隙、死孔隙或以薄膜状态分布于表面,随着微孔隙比例因子的增加,更多的水被束缚在微孔隙之中,而水的这种分布基本上不妨碍油的流动,油相达到同样的渗流能力对应的含水饱和度增加,相渗曲线右移;由于微孔隙比例因子的增加导致微孔隙数目增多,残余油饱和度升高.

3.2 平均配位数的影响

平均配位数 Z 用来描述与孔隙连通的喉道数目,是表征储层连通程度的微观参数.在构建双孔隙网络过程中,依次采用不同的平均配位数 4、5、6 得到不同的网络模型,相应的油水相对渗透率曲线对

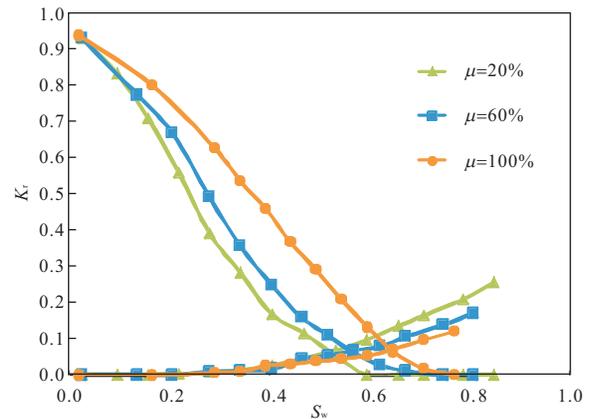


图 3 不同微孔隙比例因子下的相对渗透率曲线

Fig.3 Relative permeability curves in different micro pore density factors

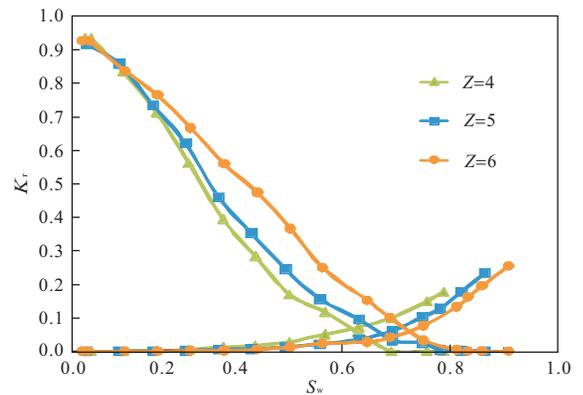


图 4 不同配位数下的相对渗透率曲线

Fig.4 Relative permeability curves in different coordination numbers

比如图 4 所示.

可以看出,随着配位数的增加,油相相对渗透率曲线升高,等渗点含水饱和度右移,残余油饱和度降低.这是因为,随着平均配位数的增加,网络连通性越好,流体的流动通道增多,油作为非润湿相占据孔喉中心,被捕集的机会减少,油相相对渗透率曲线升高,残余油饱和度降低;水作为润湿相,主要沿孔隙表面流动,水相相对渗透率变化不是很明显,由于流

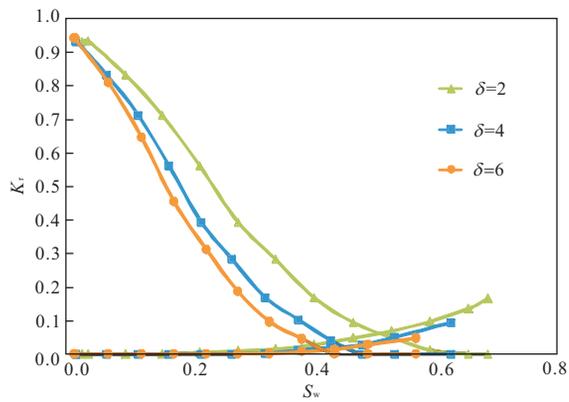


图5 不同双孔隙半径比下的相对渗透率曲线

Fig.5 Relative permeability curves in different dual pore radius ratios

动通道的增多,其相渗端点值增大。

3.3 双孔隙半径比的影响

双孔隙半径比用来描述双孔隙网络中的大孔隙网络和微孔隙网络的平均孔隙半径之比,其定义如下:

$$\delta = R_a / r_a, \quad (11)$$

式中: δ 为双孔隙半径比; R_a 表示大孔隙网络的平均孔隙半径(m); r_a 为微孔隙网络的平均孔隙半径(m)。依次采用不同的双孔隙半径比2、4、6来构建双孔隙网络模型,各网络模型对应的油水相对渗透率曲线对比如图5所示。

可以看出,随着双孔隙半径比的增加,油相和水相相对渗透率曲线降低,等渗点含水饱和度左移,残余油饱和度升高。这是因为在保证双孔隙网络整体孔隙度不变的情况下,双孔隙半径比的增加导致整个网络结构的非均质性增加,双尺度孔隙半径比越大,越容易发生卡断,更多的油被捕集在孔隙中,油相相对渗透率下降,残余油饱和度升高;水相通过多孔介质的能力下降,渗流阻力增大,水相相对渗透率下降,等渗点含水饱和度左移。

4 结论

(1)基于立方点阵规则网络,提出一种随机算法,能够建立与真实岩心孔喉拓扑结构更为接近的随机孔隙网络模型。

(2)基于随机大孔隙网络模型和微孔隙网络模型,通过耦合算法构建出碳酸盐岩双孔隙网络模型,能够同时描述大孔隙和微孔隙网络的几何拓扑结构特征,有效表征大孔隙之间、微孔隙之间、大孔隙一

微孔隙之间的相互连通关系。

(3)在水湿油藏条件下,模拟碳酸盐岩不同储层参数时油水两相的渗流过程可以发现:随着微孔隙比例因子的增加,油相和水相相对渗透率曲线、等渗点含水饱和度右移,残余油饱和度升高;随着配位数的增加,油相相对渗透率曲线升高,水相相对渗透率影响较小,等渗点含水饱和度右移,残余油饱和度降低;随着双孔隙半径比的增加,油相和水相相对渗透率曲线降低,等渗点含水饱和度左移,残余油饱和度升高。

致谢:英国赫瑞瓦特大学石油工程学院微观渗流研究小组为本工作提供了大量帮助和指导,作者在此表示衷心的感谢。

References

- Biswal, B., Oren, P. E., Held, R. J., et al., 2007. Stochastic Multiscale Model for Carbonate Rocks. *Physical Review E Stat. Nonlin Soft Matter Phys.*, 75(6-1): 061303
- Biswal, B., Oren, P. E., Held, R. J., et al., 2009. Modeling of Multiscale Porous Media. *Image Analysis and Stereology*, 28(1): 23-34. doi: 10.5566/ias.v28.p23-34
- Fatt, I., 1956a. The Network Model of Porous Media I. Capillary Pressure Characteristics. *Petroleum Transactions, AIME*, 207: 144-159.
- Fatt, I., 1956b. The Network Model of Porous Media II. Dynamic Properties of a Single Size Tube Network. *Petroleum Transactions, AIME*, 207: 160-163.
- Fatt, I., 1956c. The Network Model of Porous Media III. Dynamic Properties of Networks with Tube Radius Distribution. *Petroleum Transactions, AIME*, 207: 164-181.
- Gao, H. M., Jiang, H. Q., Chen, M. F., 2007. Simulation Study on the Effect of the Microscopic Parameters of Reservoir Pore Structure on Oil-Water Relative Permeability. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 22(2): 56-59 (in Chinese with English abstract).
- Hou, J., Li, Z. Q., Guan, J. T., et al., 2005. Water Flooding Microscopic Seepage Mechanism Research Based on Three-Dimension Network Model. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 37(6): 783-787 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z., Van Dijke, M. I. J., Wu, K., et al., 2011. Stochastic Pore Network Generation from 3D Rock Images. *Transport in Porous Media*, 94(2): 571-593. doi: 10.1007/s11242-011-9792-z
- Knackstedt, M., Sheppard, A., Arns, C., et al., 2006. 3D Imaging and Characterization of the Pore Space of Carbon-

- ate Core; Implications to Single and Two Phase Flow Properties. SPWLA 47th Annual Logging Symposium, Veracruz, Mexico.
- Knackstedt, M. A., Arns, C. H., Sok, R. M., et al., 2007. 3D Pore Scale Characterisation of Carbonate Core; Relating Pore Types and Interconnectivity to Petrophysical and Multiphase Flow Properties. International Petroleum Technology Conference, Dubai, United arab emirates, Society of Petroleum Engineers.
- Li, Z. Q., Hou, J., Cao, C. L., et al., 2005. Microscopic Simulation for Influence of Microscopic Reservoir Parameters on Remaining Oil Distribution. *Acta Petrolei Sinica*, 26(6): 69—73 (in Chinese with English abstract).
- Tao, J., Yao, J., Fan, Z. F., et al., 2008. A New Method for Determination of Start-Up Pressure Gradient in Low Permeability Reservoir. *Xinjiang Petroleum Geology*, 29(5): 626—628 (in Chinese with English abstract).
- Valvatne, P. H., Blunt, M. J., 2004. Predictive Pore-Scale Modeling of Two-Phase Flow in Mixed Wet Media. *Water Resources Research*, 40(7): W07406. doi: 10.1029/2003WR002627
- Vogel, H. J., Roth, K., 2001. Quantitative Morphology and Network Representation of Soil Pore Structure. *Advances in Water Resources*, 24(3—4): 233. doi: 10.1016/S0309—1708(00)00055—5
- Wang, K. W., Sun, J. M., Guan, J. T., et al., 2008. Network Model Modeling of Microcosmic Remaining Oil Distribution after Polymer Flooding. *Journal of China University of Petroleum*, 30(1): 72—76 (in Chinese with English abstract).
- Wu, K. J., Dijke, M. I. J., Couples, G., et al., 2006. 3D Stochastic Modelling of Heterogeneous Porous Media Applications to Reservoir Rocks. *Transport in Porous Media*, 65(3): 443—467. doi: 10.1007/s11242—006—0006—z
- Wu, K. J., Jiang, Z. Y., Couples, G. D., et al., 2007. Reconstruction of Multi-Scale Heterogeneous Porous Media and Their Flow Prediction. International Symposium of the Society of Core Analysts, Calgary, Canada.
- Wu, K. J., Jiang, Z. Y., Ma, J. S., et al., 2011. Multiscale Pore System Reconstruction and Integration. International Symposium of the Society of Core Analysts, Austin, Texas, USA.
- Yao, J., Tao, J., Li, A. F., 2007. Research on Oil-Water Two-Phase Flow Using 3D Random Network Model. *Acta Petrolei Sinica*, 28(2): 94—97 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 高慧梅, 姜汉桥, 陈民锋, 2007. 储层孔隙结构对油水两相相对渗透率影响微观模拟研究. 西安石油大学学报: 自然科学版, 22(2): 56—59.
- 侯健, 李振泉, 关继腾, 等, 2005. 基于三维网络模型的水驱油微观渗流机理研究. 力学学报, 37(6): 783—787.
- 李振泉, 侯健, 曹绪龙, 等, 2005. 储层微观参数对剩余油分布影响的微观模拟研究. 石油学报, 26(6): 69—73.
- 陶军, 姚军, 范子菲, 等, 2008. 一种确定低渗透油藏启动压力梯度的新方法. 新疆石油地质, 29(5): 626—628.
- 王克文, 孙建孟, 关继腾, 等, 2006. 聚合物驱后微观剩余油分布的网络模型模拟. 中国石油大学学报: 自然科学版, 30(1): 72—76.
- 姚军, 陶军, 李爱芬, 2007. 利用三维随机网络模型研究油水两相流动. 石油学报, 28(2): 94—97.