

文章编号: 1006-6616 (2007) 04-0368-08

油藏精细地质模型网格粗化算法及其效果

孙致学¹, 鲁洪江^{1,2}, 孙治雷³

(1 成都理工大学能源学院, 四川 成都 610051;

2 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610051;

3 中国科学院广州地球化学研究所, 广东 广州 510640)

摘要: 在前人研究基础上, 根据 DP (Dykstra-Parsons) 系数能定量评价储层非均质性, 微网格块的渗透率值粗化后, 其等效渗透率的上、下限 ($C_{\min}$ 、 $C_{\max}$) 能反映渗透率的各向异性的特点, 提出了一种运算速度快和相对有效的网格粗化算法。该算法能考虑到储层非均质性对不同方向渗透率值的影响, 且求解过程相对简单。应用该方法对鄂尔多斯盆地中部某油藏的陆相储层的精细地质模型进行了网格粗化计算, 然后在粗化后的模型上进行油藏数值模拟研究, 同时针对研究区地质背景和产出流体微可压缩的物性特征, 首次利用流线模拟器对精细地质模型进行了油藏数值模拟研究, 并以此结果为标准, 对该网格粗化算法时效性进行了系统评价。分析表明, 该算法具有较快的计算速度和较高的可靠性, 是解决储层非均质强、物性差的陆相成因油藏精细油藏数值模拟的一种行之有效的手段。

关键词: 网格粗化; DP 非均质系数; 流线模拟; 精细地质模型

中图分类号: TE321

文献标识码: A

随着高分辨率三维地震技术, 测井技术和现代地质统计学理论的发展, 储层表征技术已经发展到建立三维精细地质模型水平。精细的地质模型能反映油藏微构造, 沉积微相以及储层物性参数展布规律, 对于完善油田注采井网, 优化开发方案具有举足轻重的作用, 并保证了油藏数值模拟结果的可靠性。对于一个中等规模的油藏, 这样的地质模型往往具有百万级甚至千万级的网格规模。如此精细的地质模型在刻画储层非均质性和流体渗流规律方面是极其重要的。然而由于目前计算机硬件和软件的技术限制, 精细地质模型和传统油藏数值模拟器可以支持的网格规模之间还有很大差距。通常, 应用有限差分解法的油藏数值模拟器能接受的网格节点数一般不超过 20 万个。网格粗化 (Up-scaling) 的目的就是将油藏精细地质模型粗化到油藏数值模拟器能接受的网格规模, 而重要前提是要尽最大程度的保持原来的地质信息。对于孔隙度、饱和度等标量参数, 对其粗化可采用简单的平均算法即可满足精度要求。渗透率是一个张量, 具有各向异性的特点, 粗化时要考虑到其方向性, 因此渗透率的粗化一直是网格粗化研究的重点和难点。

目前, 从国内发表的文献来看, 针对网格粗化理论方法所做的研究较少。从国外研究来

收稿日期: 2007-04-02

资助项目: 特低渗透储层有效开发技术部级攻关课题二级专题 (编号: 20041203002) 资助。

作者简介: 孙致学 (1979-), 男, 在读博士, 主要研究方向油藏描述和油藏工程。

©1994-2018 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>

看，对渗透率粗化主要有 3 类：第一类是早期粗化算法，用简单的代数平均算法来对渗透率模型进行粗化；第二类是以基于地质统计学的加权平均法（Dimitrakopoulos, 1993）为代表的数值算法；第三类是利用达西定律，以质量守恒方程的求解流动方程的粗化方法（Almeida, Barker, 1996）。以上 3 类方法各有优缺点^[1]，本文基于非均质 DP（Dykstra-Parsons）系数^[2]和渗透率上、下限值提出了一种快速和相对有效的网格粗化方法。应用该方法对鄂尔多斯盆地某区块延长组长 6 油层精细地质模型进行了粗化计算，得到数值模拟器能接受的数值模型。将该数值模型导入到有限差分法油藏数值模拟器进行数值模拟运算，将运算结果与应用流程模拟直接在粗化前的精细地质模型上进行的油藏数值模拟结果相比较，证明该粗化方法不论在运算时间还是在对原始精细地质模型信息的继承保存上是可靠有效的。

1 原理介绍

本文提出的网格粗化方法分两步：首先运用代数平均算法求出粗化网格等效渗透率的极值；然后将定量表征储层非均质性的 DP 非均质系数引入粗化方程，联立求解粗化网格的等效渗透率值。单一的平均方法，如算术平均法、调和平均法和几何平均法虽然运算速度很快，但不能反映渗透率的各向异性。将两种简单的平均算法结合应用，求出粗化网格的等效渗透率的极值。当流体流动方向垂直于两个并行的微网格块时，其等效渗透率理论值为微网格块的算术平均值；当流动方向与微网格块排列方向一致时，其等效渗透率理论值为微网格块的调和平均值。应用迭代方法重复计算细网格的渗透率值，最终获得一个理想尺度的网格块的等效渗透率的极值。结果表明，某一给定方向上的等效渗透率具有两个极值：渗透率的最大值（ $C_{\max}^i$ ）是原始渗透率的算术平均值的调和平均值，最小值（ $C_{\min}^i$ ）是原始渗透率调和平均值的算术平均值（图 1）。

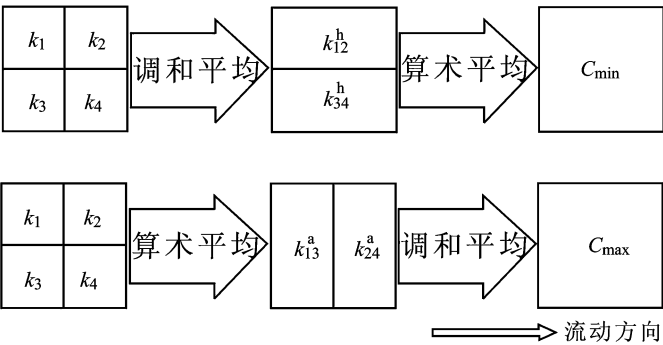


图 1 计算渗透率上、下限迭代算法示意图

Fig. 1 Diagram of the iterative algorithm for the upper and lower limits of permeability
图中， k —精细网格块渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； k^h —调和平均法等效渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； k^a —算术平均法等效渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； $C_{\max}$ —渗透率极大值， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； $C_{\min}$ —渗透率极小值， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ， $i = 1, 2, 3, \dots, n$ ，精细地质模型网格序号。

对于一个三维的模型，其 x 方向渗透率的上限和下限的计算过程如下所示：

$$C_{\max}^x = \frac{n_x}{n_y n_z} \left[\sum_{i=1}^{n_x} \left(\sum_{j=1}^{n_y} \sum_{k=1}^{n_z} k_{i,j,k}^{xx} \right)^{-1} \right]^{-1} = \mu_h^x (\mu_h^y (\mu_a^z)) \tag{1}$$

$$C_{\min}^x = \frac{n_x}{n_y n_z} \sum_{k=1}^{n_z} \sum_{j=1}^{n_y} \left[\sum_{i=1}^{n_x} (K_{i,j,k}^{xx}) \right]^{-1} = \mu_a^x (\mu_a^y (\mu_h^x)) \tag{2}$$

同理可求得 y 和 z 方向的渗透率上限和下限:

$$C_{\max}^y = \mu_h^y (\mu_a^x (\mu_a^z)), \quad C_{\min}^y = \mu_a^y (\mu_h^x (\mu_h^z)) \tag{3}$$

$$C_{\max}^z = \mu_h^z (\mu_a^y (\mu_a^x)), \quad C_{\min}^z = \mu_a^z (\mu_h^y (\mu_h^x)) \tag{4}$$

若渗透率值各向同性, 则粗化后的等效渗透率为 $C_{\max}$ 和 $C_{\min}$ 两个值的几何平均值, 即:

$$K_{eq} = \sqrt{C_{\max} \cdot C_{\min}} \tag{5}$$

式中, K_{eq} —粗化网格等效渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$, 其他符号同前。

当然这是理想情况, 在实际应用时, 储层是非均质的, 即渗透率值具有各向异性, 因此需要引入系数, 来表征储层非均质性对渗透率粗化值的影响^[3]。前人研究表明, 直接用 $C_{\min}$ 和 $C_{\max}$ 值之差来反映非均质性是不合理的。

Dykstra-Parsons 系数 (DP) 是度量储层非均质性的参数, 与渗透率变异系数相比, 其取值范围是有界的, 因而更具有实用性。Dykstra 和 Parsons (1950) 研究发现, 流体流度比、初始饱和度和渗透率差异等参数影响油田最终的水驱采收率。在渗透率值符合对数正态分布的假设条件下, 提出用 DP 系数对储层非均质性进行定量分级。 DP 系数具有明确的地质意义, 当 $DP=0$ 时, 则在该区域上渗透率无变化, 即储层为理想均质; 随着 DP 值的增大, 储层非均质性逐渐增强, 当 $DP=1$ 时, 则储层为无限非均质。故 DP 系数能反映储层的非均质性的强弱, 对于油气储集层, Lambert^[4] 在对大量岩心数据的分析基础上, 认为 DP 系数的取值范围在 0.6~0.8 之间。

计算 DP 系数的主要步骤如下:

- (1) 将渗透率数据按降序排列。
- (2) 计算该序列中每个渗透率值的百分比, 并写出其累积概率, 即给定一个渗透率值 X , 则小于 X 的累计概率就是 $p=P(x \leq X)$ 。
- (3) 将第 (2) 步得到的数据画在对数概率纸上。渗透率为纵坐标, 用对数刻度, 横坐标为累积概率。
- (4) 遵循以中心处的点为主, 两端远距离的点为辅的原则, 将这些数据点拟合成一条直线; 从拟合的直线上选择对应概率为 0.5 和 0.841 的渗透率值, 这两个渗透率值分别称为 K_{50} 和 $K_{84.1}$ 。如果数据点不是对数分布, 那么在拟合直线时应优先保证概率在 0.16~0.84 范围内的数据点的拟合精度。
- (5) 最后, 由下式计算得 DP :

$$DP = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}} \tag{6}$$

式中, K_{50} —渗透率中值, 即概率为 50% 时对应的渗透率; $K_{84.1}$ —概率为 84.1% 时对应的渗透率值。

在完成以上各参数的计算后, 将 DP 非均质系数和 $C_{\min}$ 、 $C_{\max}$ 相结合, 提出了一种新的针对渗透率的网格粗化算法, 其粗化后网格块的等效渗透率按下式计算:

$$K_{eq} = (C_{\max})^{DP} (C_{\min})^{1-DP} \tag{7}$$

对于均质的或近均质的精细地质模型, 即 $DP \approx 0$, $C_{\max} \approx C_{\min}$, 根据方程 (7), 有 $K_{eq} \approx C_{\max}$

2 流线模拟介绍

应用基于有限差分解法的数值模拟器无法直接在精细的地质模型上进行油藏开发历史的模拟, 因此在研究网格粗化算法时, 无法将在粗化后的数值模型上进行的模拟结果与直接在精细地质模型上进行的精细油藏数值模拟结果相对比。因此, 如何对比网格粗化前后地质模型的精度成为了一个制约评价不同网格粗化方法的瓶颈问题。本文应用流线模拟器对巨型的精细地质模型进行了油藏数值模拟研究, 结合流线模拟算法和油藏内流体微可压缩的特点, 认为流线模拟得到的结果是精确的, 并以此结果为标准, 检验该粗化算法的精度。

流线模拟的基本思路^[5]是, 先求出流体在连续多孔介质中的压力场和流速场, 然后求流线(流体的流动轨迹), 最后求出任一流线中任一点的饱和度值, 由此建立一个自然运移网络, 流体沿流线运移, 追踪油、气、水在油藏中的移动。流线模拟是将求解三维网格的问题转化为一维的问题。它利用了IMPES数值解法, 利用隐式技术求解压力方程, 得到一组代表流体运移的流线轨迹。每条轨迹代表了流量并在一维网格内与压力等值线垂直。在传统的模拟方法中, 流体运动方向是垂直于网格面的, 而在这种类型的模拟中, 流体是沿流线在一维网格内运动的。流线模型不存在数值弥散和不稳定性, 比传统的数值模拟速度快, 允许节点多, 能充分体现精细地质模型对流体动态、流动特征的影响。限于篇幅, 详细的数学推导^[6-7]略。

流线模拟适合于具有巨型网格规模的微可压缩或不可压缩的油藏数值模型。当然, 流线模拟也具有一定的局限性。油藏的主要能量是弹性驱动能量(溶解气驱或气顶驱动)时, 有限差分方法是最佳的选择。某些水驱油田未达到良好的注采平衡(注采比 <0.9)时, 流线模拟技术的应用效果不好。对于层间窜流的水驱油藏, 常规有限差分模拟算法有明显的优势。

3 应用实例

应用该粗化方法对陆相成因的低孔特低渗砂岩油藏精细地质模型进行了网格粗化, 并进行数值模拟研究, 以检验该方法结果的可靠性。工区位于鄂尔多斯盆地中部, 为一套晚三叠世沉积的陆相砂岩储层, 其构造位于鄂尔多斯盆地西倾的陕北斜坡带, 为一西倾单斜, 起伏平缓, 区内无断层分割^[8]。长6油层组以三角洲前缘亚相砂体为主, 物性差、非均质性强。油井试采表明, 单井产能低, 且难以稳产, 并具低孔、低渗、低产的特点, 属典型陆相成因的低孔特低渗致密砂岩储层。通过对油藏精细描述研究, 建立了油藏三维精细地质模型, 网格系统规模 $250 \times 250 \times 50$ 共3125000个网格节点。地质模型孔隙度介于 $0.02 \sim 0.14$ 之间, 水平 x 方向和 y 方向的渗透率相等, 即 $k_x = k_y$, 渗透率变化范围在 $(0.3 \sim 1.04) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, z 方向渗透率由水平方向渗透率求得^[9], 变化范围在 $(0.03 \sim 0.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。研究区内目前共有钻井15口, 均为直井, 其中注水井为9口, 注采比大于0.9, 而且地质综合研究表明, 油藏纵向上非均质性较强, 隔夹层的存在限制了油藏流体的层间窜流; PVT测试表明, 油藏流体具微可压缩性, 因此可以应用流线模型来对油藏进行精细油藏数值模拟。区内注采井网采用五点面积注水系统, 图2、图3为研究区布井方式及研究区平面和剖面渗透率分布图。生产井工作制度为定井底压力方式开采, 井底流压为3.5MPa, 注水井采用 $50\text{m}^3/$

d 的注水量向地层补充能量。

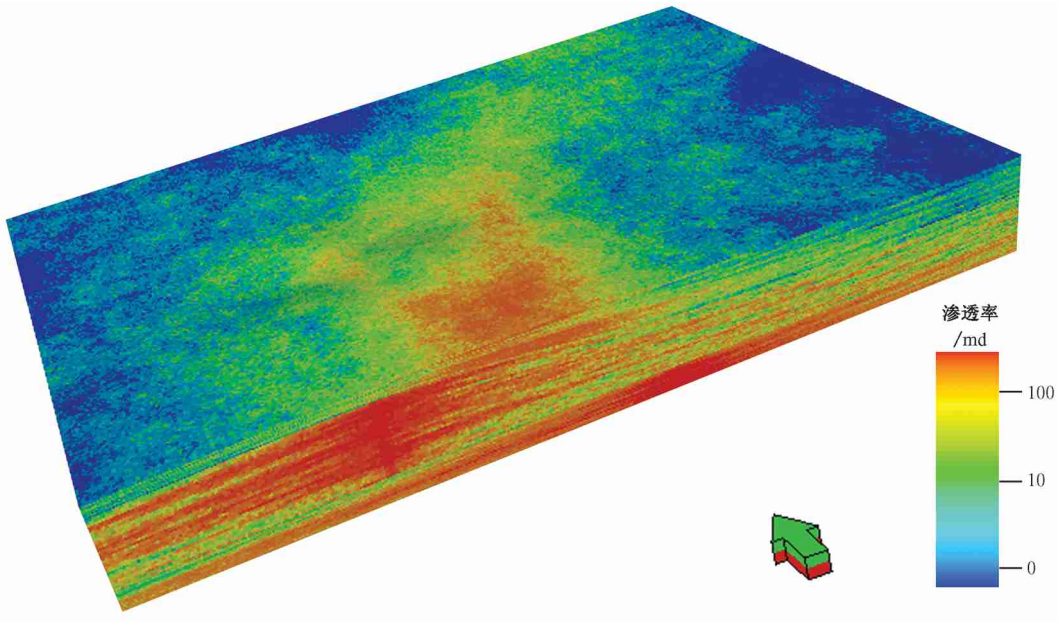


图 2 研究区渗透率三维地质模型

Fig 2 Pemeability 3D fine geological model of the target oilfield

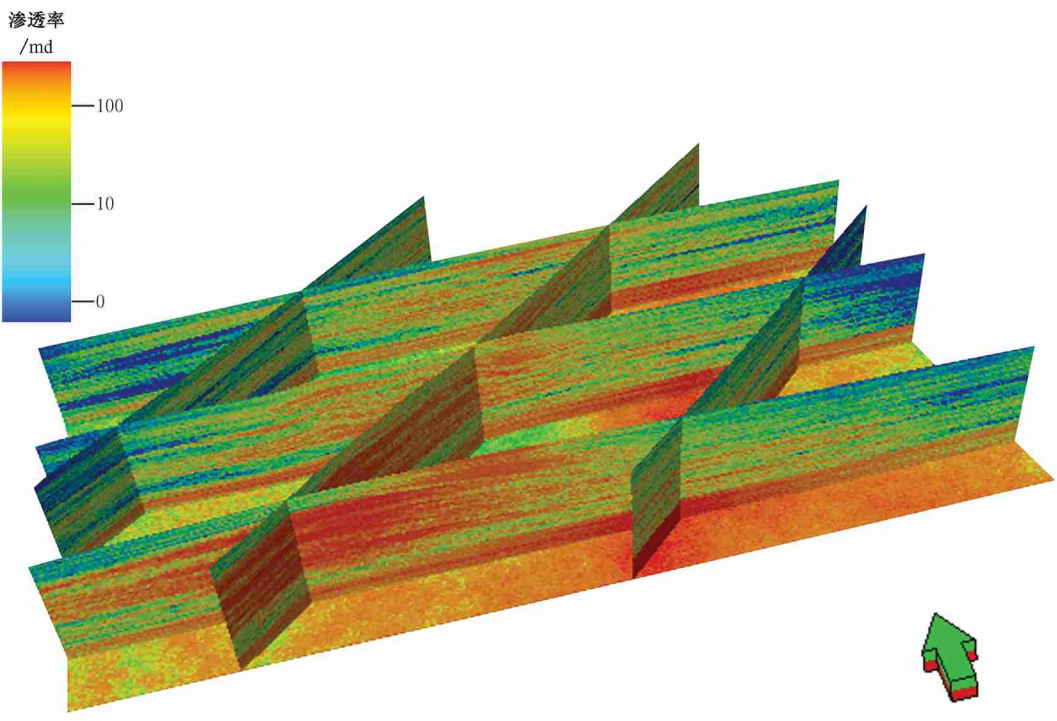


图 3 研究区渗透率三维地质模型（剖面）

Fig 3 Pemeability 3D fine geological model of the target oilfield (isometric projection)

根据上述原理，利用 FORTRAN90 高级语言制计算机程序。对其进行粗化运算，精细地质模型经粗化运算后得到网格系统规模为 $50 \times 50 \times 10$ 数值模型。将粗化后的数值模型输入到三维两相（油水两相）黑油模拟器，并设置 PVT、相对渗透率和生产动态参数进行数值模拟运算。

4 应用效果评价

为评价该粗化方法的可靠性和时效性，本次研究将用 DP 粗化方法后的数值模拟结果与直接用流线模拟器对精细地质模型进行数值模拟研究结果进行对比评价。根据流线模拟的适用条件和研究区岩石流体的物性特点，可以流线模拟来对研究区的精细油藏地质模型进行数值模拟，并以此结果为标准来评价本文提出粗化方法的可靠程度。

图 4 为油田产油量（日产油量和累计产油量）的历史拟合结果。从图上可以看出，大致分为 3 个生产阶段来评价不同模拟结果和实际生产数据的拟合程度。第一阶段是生产时间在 0 ~ 500 天之间，如图 4 所示，该粗化算法计算的日产油量稍低于流线模拟计算结果，但粗化算法所模拟的产油量和实际生产数据已经达到了很高的相关程度，说明在此阶段，该算法具有较高的可靠性；而流线模拟产油量与油田实际产油量表现出了相同的变化趋势，拟合度较高，这也说明在该研究区应用流线模拟来进行精细油藏数值模拟的结果是可信的；第二阶段是 500 ~ 1000 天之间，粗化算法的产油量与流线模拟产油量和实际日产油量拟合度最高；

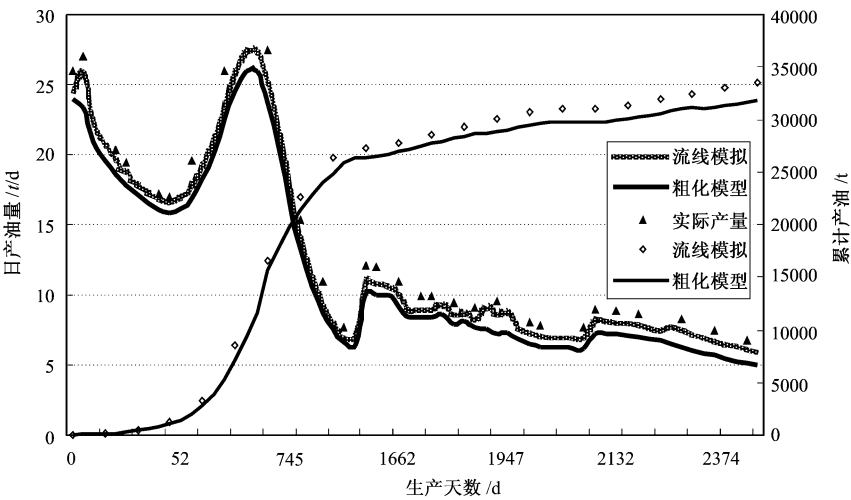


图 4 油田产油量对比图

Fig 4 Comparison of oil recoveries in the oil field

第三阶段是在 1000 天到 2000 天生产阶段，由于后期含水率的不断增加，油田进入高含水开发阶段，不同模拟方法的计算结果之间的差距有所增大，然而从总体变化趋势上看，该粗化算法模拟结果与流线模拟的结果仍具有较高的相关性。因此，该应用算法对精细地质模型进行网格粗化后，基本上保持了原有的地质信息，从其数值模拟结果来看，和实际生产数据能很好的匹配，因此，基于粗化算法的数值模拟研究，能为油田中后期开发方案的调整和井网完善，提供可靠的决策依据。

图 5 是对研究区含水率的模拟结果与实际含水率值的比较。可以看出，粗化算法的模拟

结果、流线模拟结果和实际含水率之间达到了理想的拟合度。限于篇幅，在此不在赘述。

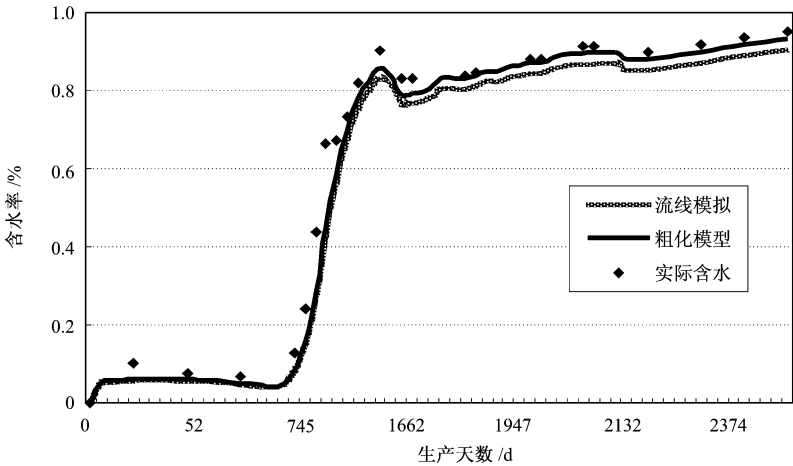


图5 油田含水率变化对比图

Fig 5 Comparison of water-bearing rates in the oil field

运算时间：使用 Pentium IV 1.7G 微型计算机，分别以网格节点规模 $250 \times 250 \times 50$ 精细地质模型和 $50 \times 50 \times 10$ 网格规模的粗化数值模型为数值模型进行油藏数值模拟运算，传统的粗化算法用时 34 分钟，本文提出的粗化算法运算时间为 68 秒，运算速度提高了约 30 倍。

5 结论

针对陆相成因低孔特低渗储层非均质性强，储层复杂的特点，油藏描述阶段建立的精细地质模型的网格系统规模往往达到百万级。本文在前人研究基础上，提出了一种运算快速和相对有效的网格粗化算法，其基本原理是 DP 系数能定量评价储层非均质性，微网格块的渗透率值粗化后等效渗透率的上、下限 (C_{min} 、 C_{max}) 能反映渗透率的各向异性，因此该方法能考虑了储层非均质对不同方向的渗透率的影响，并且运算速度是同精度的传统粗化技术的 120 倍。针对研究区地质背景和产出流体具微可压缩特征，利用流线模拟器对精细地质模型进行了油藏数值模拟研究，并以流线模拟结果为标准，对该网格粗化算法可靠程度进行系统评价，分析表明该算法具有较快的计算速度和较高的可靠性，是解决储层非均质强、物性差的陆相成因油藏精细油藏数值模拟的一种行之有效的手段。

参 考 文 献

[1] 王家华, 张团峰. 储层随机建模 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.

[2] Arya Atul. Dispersion and reservoir heterogeneity, U-M-I Dissertation Information Service, 1986, p. 52 ~ 56.

[3] 陈占坤, 于兴河, 李胜利. 渤海湾盆地曙光油田曙 266 油藏沉积微相及储层的非均质性研究 [J]. 地质力学学报, 2006, 12 (1): 91 ~ 96.

[4] Lambert ME. A Statistical Study of Reservoir Heterogeneity, MS Thesis, The University of Texas, Austin, Texas (1981).

[5] King MJ, Datta-Gupta A. 1998. Streamline simulation; a current perspective. In Situ, 22 (1), 91.

[6] Lokman T. The Use of Streamline Simulation in Reservoir Management; Methodology and Case Studies. SPE 63157.

[7] 王洪宝, 苏振阁, 陈忠云. 油藏水驱开发三维流线模型 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 4 (31): 99 ~ 103.

- [8] 王春宇, 张志国, 李兆明, 等. 鄂尔多斯盆地马岭油田高分辨率层序地层分析及沉积体系研究 [J]. 地质力学学报, 2007, 13 (1): 71~77.
- [9] Manseur S, Berkati A, Tao Zhi. Horizontal and vertical Permeability Determination in Clean and Shaly Reservoirs Using In-Situ Measurements. SPE 76773.

UPSCALE METHOD FOR THE FINE 3D GEOLOGICAL MODEL OF HYDROCARBON RESERVOIRS AND ITS APPLICATION EFFECTIVENESS

SUN Zhi-xue¹, LU Hong-jiang^{1,2}, SUN Zhi-lei³

(1. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu 610051, Sichuan, China;

2. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology & Exploitation, Chengdu 610051, Sichuan, China;

3. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academic of Sciences, Guangzhou 510640, Guangdong, China)

Abstract: In general, the fine grid model constructed from the reservoir description stage contains more than one millions grids. However, it is not possible to import the fine grid to a traditional simulator directly. On the basis of previous research, a relative rapid and efficient method of upscaling is proposed in this paper. The proposed method, in which the anisotropy of permeability can be considered, is based on the heterogeneity DP (Dykstra-Parsons) coefficient and upper and lower permeability limits (C_{min} , C_{max}). The computational performance of the method is much faster than the traditional upscaling technique. The fine 3D geological model of Chang 6 layer of the Yanchang Formation in the central Ordos basin was calculated by the proposed method. The reservoir simulation was performed on the coarse grids. Furthermore, according to the geological setting of the study area and the low compressibility of the fluids and rocks, a numerical simulation study of the reservoir was conducted on the fine geological model by using the streamline simulator, and then the effectiveness of the upscaling method for a period of time was evaluated systematically with the results of the study as the standard. The contrast of results indicates that not only the computational performance of the proposed method is much faster, but also the results of the method are reliable. The proposed method provides an efficient technique for resolving the highly accurate simulation of strongly heterogeneous, complex reservoirs of continental origin.

Key words: upscaling; heterogeneity DP coefficient; streamline simulation; fine geological model