

# 油气渗流力学多尺度研究方法进展

姚军\*, 黄朝琴\*, 孙海, 严侠, 刘子攸, 王浩

中国石油大学(华东)油气渗流中心, 青岛 266580

\* 通信作者, yaojunhdpu@126.com, huangzhqin@upc.edu.cn

收稿日期: 2022-07-22

国家自然科学基金(52034010, 52074336, 52004321) 和高等学校学科创新引智计划(B08028) 联合资助

**摘要** 油气渗流力学是油气田开发的理论基础, 以连续介质假设和达西方程为基础的单一尺度传统渗流力学及研究方法在油气资源开采中发挥了重要作用。随着缝洞型碳酸盐岩和非常规等油气藏不断勘探开发, 储层空隙中的孔隙、裂缝和溶洞, 尺度差异达到 10 个数量级之大, 多尺度特征对油气流动的影响越来越大。通常从孔隙尺度、介观尺度和宏观尺度来研究不同尺度上的渗流问题, 每个尺度有独特的研究方法, 揭示了每个尺度上的特有渗流机理和规律, 如何将不同尺度上的渗流机理和规律关联起来, 在宏观尺度上形成一套系统的渗流理论, 对油气田开发来讲非常重要。因此, 尺度升级理论和多尺度方法就变得非常重要, 就好比把不同尺度上的一颗颗珍珠串起来, 形成完美的一条项链。因此, 本文针对油气渗流力学中面临的多尺度现象和科学问题, 从孔隙尺度流动、非常规油气宏观渗流、大尺度缝洞碳酸盐岩油气流动和多尺度研究方法等方面系统阐述了尺度升级理论和多尺度方法的研究现状及发展趋势。

**关键词** 油气藏; 渗流力学; 多尺度方法; 微观尺度; 宏观尺度

## Research progress of multi-scale methods for oil and gas flow in porous media

YAO Jun, HUANG Zhaoqin, SUN Hai, YAN Xia, LIU Ziyou, WANG Hao

Research Center of Multiphase Flow in Porous Media, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

**Abstract** Fluid flow in porous media is the key issue in the development of oil and gas reservoirs. The traditional fluid flow mechanics of porous media, which are based on the single-scale continuum hypothesis and Darcy's law, play an important role in the development of oil and gas reservoirs. With the increasing exploration and development of fractured vuggy carbonate and unconventional oil and gas reservoirs, there are different voids with different spatial scales, including pores, fractures, and cavities. And the scale difference is up to 10 orders of magnitude, which impacts the fluid flow in real reservoirs. Usually, there are three different scales for a reservoir rock, i.e., the pore scale, the mesoscopic scale, and the macroscopic scale. Different methods are used to discover and obtain different fluid flow mechanisms at different scales. However, connecting these mechanisms at different scales is critical for getting a systematic macroscopic fluid flow theory. As a result, upscaling theory and multiscale methods are very important for real petroleum reservoirs. It just likes to string together each pearl of different scales to form a perfect necklace. This paper reviewed the recent research progress of multiscale methods for oil and gas flow in porous media. Some remarks were made, including pore-scale flow, macroscopic unconventional oil and gas flow, large-scale fractured vuggy

引用格式: 姚军, 黄朝琴, 孙海, 严侠, 刘子攸, 王浩. 油气渗流力学多尺度研究方法进展. 石油科学通报, 2023, 01: 32-68

YAO Jun, HUANG Zhaoqin, SUN Hai, YAN Xia, LIU Ziyou, WANG Hao. Research progress of multi-scale methods for oil and gas flow in porous media. Petroleum Science Bulletin, 2023, 01: 32-68. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.004

carbonate oil and gas flow, and upscaling theory and multiscale methods.

**Keywords** oil and gas reservoirs; fluid flow in porous media; multiscale methods; microscopic scale; macroscopic scale

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.004

### 1 油气渗流力学的多尺度性

多尺度问题广泛存在于现代科学和工程问题中,如复合材料、生物组织结构和储层岩石等。实际油气藏中的流动过程通常包含多个尺度空间,一般分为孔隙尺度、表征单元体(Representative Element Volume, REV)尺度/小尺度和宏观尺度,如图1所示。同时,实际油藏还具有非均质性,描述储层属性的参数,比如孔隙度、渗透率等,在空间上就有着显著的非均质特征。发育裂缝的油气藏,由于裂缝空间尺度跨越大,同样具有强烈的非均质性和多尺度性。油气渗流力学研究的主要困难在于油藏非均质性的多尺度表征,而相应的流动数值模拟精度则很大程度取决于地质模型对油藏多尺度性和非均质性表征的精度。目前,地质建模技术虽然可生成精细地质模型,其中包含大量的地质信息数据,一般的油藏地质模型可达数百万甚至数亿个网格单元,但因计算量巨大,很难在现有计算机技术条件下实现油藏数值模拟。

页岩油气藏、致密油气等非常规油气藏储层为典型多尺度空间(如图2所示):既具有纳微米级基质孔隙,又具有微米—厘米级天然裂缝系统,以及大规模

压裂所产生的米级到百米级的人工裂缝。从多孔介质渗流空间尺度来讲,非常规油气藏跨越了4个尺度:纳米尺度、孔隙尺度、达西尺度及宏观油藏尺度。如图3所示,不同的多孔介质空间尺度具有不同的流动机制、控制方程、渗流模型以及流动模拟方法,每个模拟方法都有其适用的空间尺度和时间尺度,小尺度上能够准确描述流体的运移特征,但由于计算量和计算资源的问题,整个油气藏区域无法直接采用小尺度上的数值模拟方法进行模拟。

因此,如何在宏观数值模拟中考虑微尺度(或小尺度)流动特征实现对整个空间区域的准确模拟,即如何将多个尺度上的流动关联起来,更加准确地表征宏观尺度的流动特征,是油气渗流力学及其数值模拟追求的目标,也是目前研究的热点和难点。

### 2 多尺度数学方法

为了解决科学和工程中的多尺度问题,国内外学者提出了多尺度数学计算方法,包括一些传统的多尺度计算方法和近些年来发展的多尺度有限元和有限体积等方法。

传统的多尺度计算方法发展较早,在计算力学和

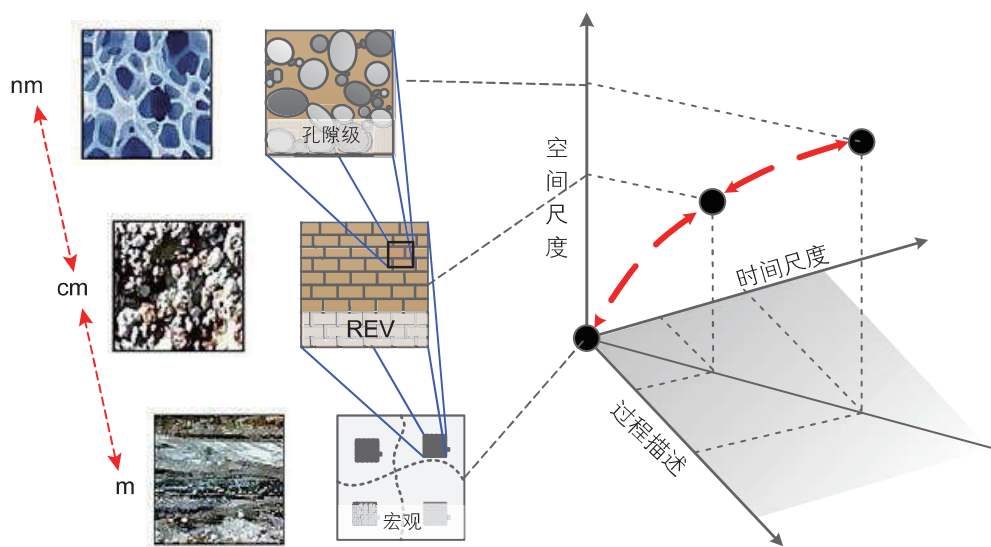


图1 空间与时间的多尺度特征示意图

Fig. 1 Schematic of characteristic dimensions at different space and temporal scales

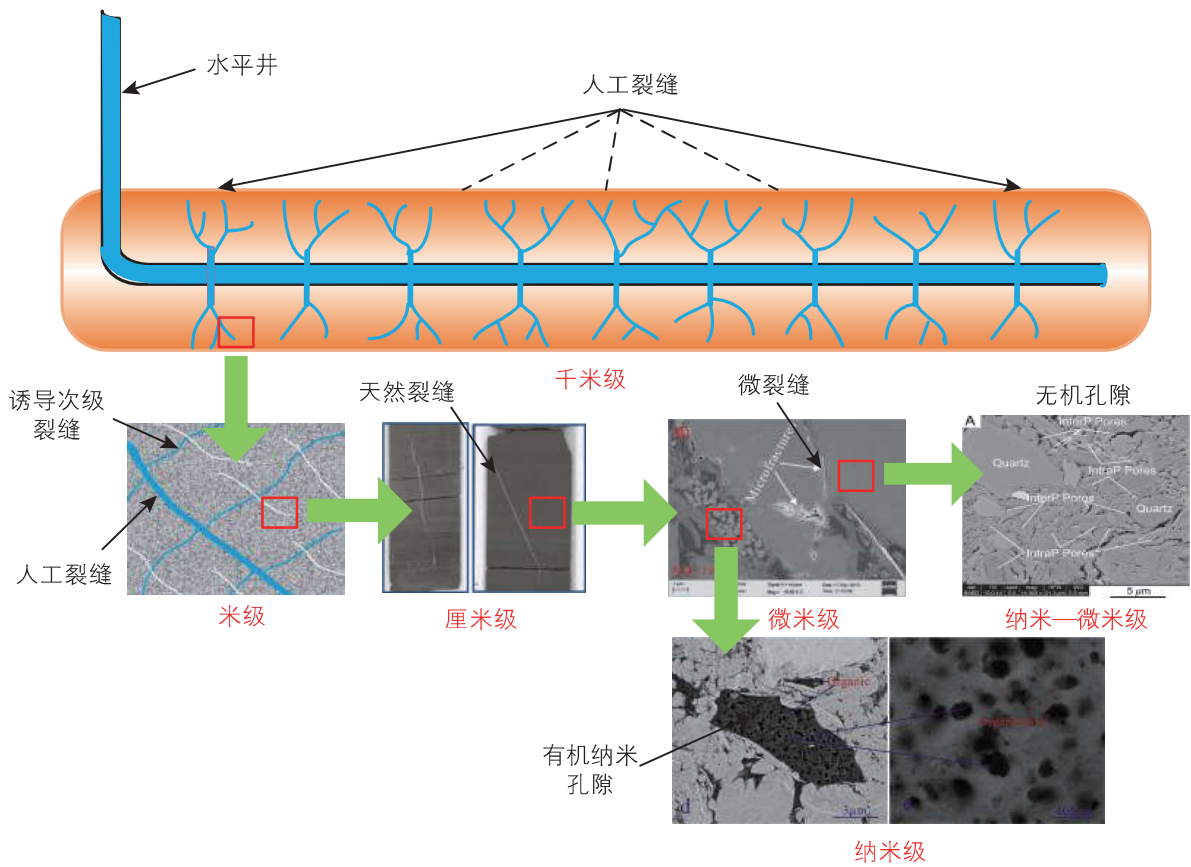


图2 页岩气藏的多尺度流动空间  
Fig. 2 Multiscale flow spaces in shale gas reservoirs

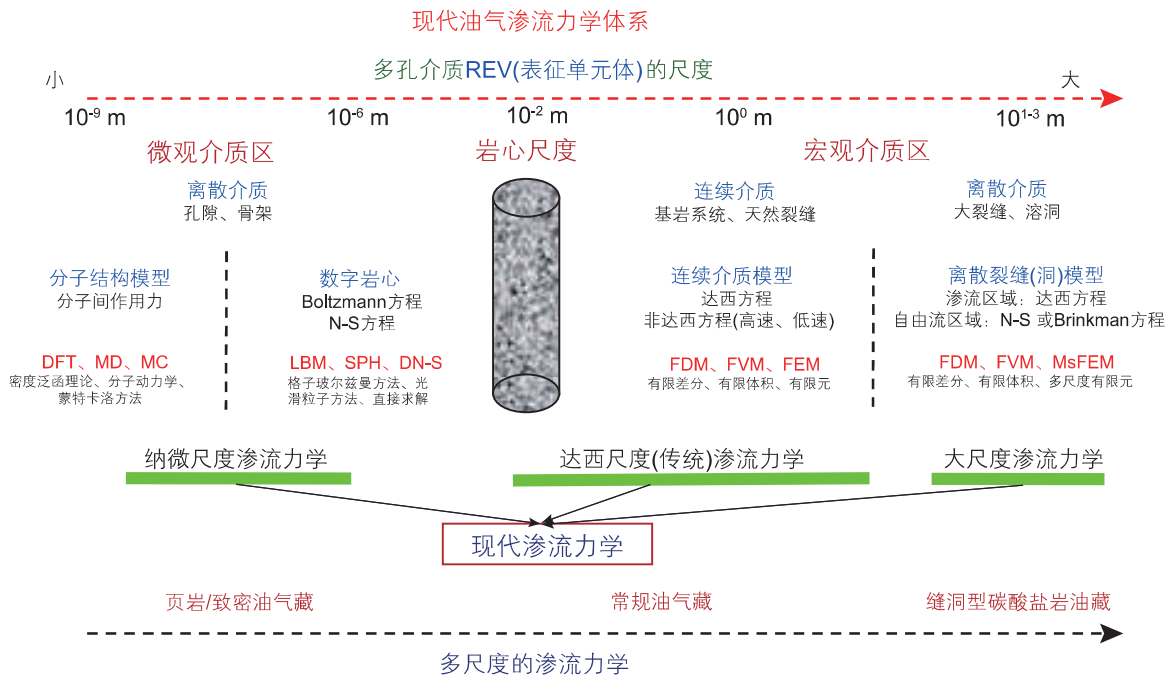


图3 现代油气渗流力学体系图谱  
Fig. 3 Modern system of multiphase flow in porous media

多孔介质渗流等领域均有应用，包括多重网格方法和均匀化理论等。Fedorenko<sup>[1]</sup>在1961年提出了多重网

格方法，之后Hackbusch<sup>[2]</sup>对多重网格方法进行了详细研究。多重网格方法是一种收敛较快的多尺度计算方

法, 但将其运用到工程问题时计算量非常大, 不能有效地解决实际问题。后来, Brandt<sup>[3]</sup>等学者提出了自适应方法, 但与多重网格方法相比, 其缺陷的改善较小。因此, 一直缺少一种计算量较小但却有较高精度的多尺度计算方法。之后, Avellaneda<sup>[4]</sup>和 Babuska<sup>[5]</sup>等人提出均匀化方法, 这也是求解多尺度问题的一种尺度升级方法。这种方法可以通过构造均匀化等式, 将细尺度的信息映射到粗尺度上, 从而在粗尺度上计算细尺度的解。随后, 均匀化方法逐渐运用到了工程问题上, 但这种方法建立在系数微观结构周期性假设的基础上, 因此具有一定的局限性<sup>[6]</sup>。

Weinan E<sup>[7]</sup>和 Ren<sup>[8]</sup>等人后来在均匀化的基础上提出了非均匀化多尺度方法。非均匀化方法先对要求解的区域进行粗尺度剖分, 然后采用有限体积法或有限差分等方法计算粗尺度上的信息, 但不管是哪种方法, 都需要先根据细尺度的数据算出该算法计算时要用到的粗尺度系数, 所以可选取若干个细尺度区域来进行相应的估算。后来, Mehraeen<sup>[9]</sup>又提出了小波数值均匀化方法, 这种方法是用粗尺度上的均匀化方程的解来逼近原方程的解, 此方法具有较小的计算量, 但其计算精度不高。

为了求解以多孔介质、非均质材料为背景的椭圆方程(如不可压缩渗流压力方程), Hou和 Wu<sup>[10]</sup>在1997年提出了多尺度有限元方法, 用该方法去处理上述背景中的多尺度问题, 并采用超样本技术消除了基函数边界振荡问题, 得到了很好的数值模拟结果。区别于传统的多尺度方法, 多尺度有限元法是在宏观尺度进行网格剖分, 然后在单元上求解局部微分方程来构造多尺度基函数, 最后在粗网格上求解原问题。大大减少了计算量, 缩短了计算时间。Efendiev<sup>[11]</sup>在用多尺度有限元方法模拟两相流时, 用初始时刻的细尺度解作为构建多尺度基函数的边界条件, 大大提高了算法的精确度。Chen<sup>[12]</sup>采用了超样本技术得到了能更好捕捉细尺度信息的基函数。

伴随着多尺度计算方法的不断发展, 国内外学者发展了多种多尺度计算方法。本节主要详细介绍用于油气渗流领域的多尺度计算方法, 包括尺度升级法(Upscaling Methods)、多尺度有限元法(Multi-scale Finite Element Methods, MsFEM)、多尺度有限体积法(Multi-scale Finite Volume Method)、多尺度模拟有限差分法(Multiscale Mimetic Finite Difference Method)、多尺度混合有限元法(Multiscale Mixed Finite Element Method)、非均匀化多尺度方法(Heterogeneous Multi-scale Method, HMM)、变分多尺度方法(Variational

Multiscale Method, VMS)和小波数值均匀化方法(Wavelet-based Numerical Homogenization)。

## 2.1 尺度升级法

自上世纪六十年代开始, 尺度升级法已得到较大的发展。尺度升级法的基本原理是将在测量尺度上由测量数据和地质学原理生成的精细地质参数模型离散为可用于数值分析的粗网格参数模型, 并计算每个粗网格单元块的等效参数, 以克服直接在细网格模型上使用传统数值算法难以求解的困难, 因此也被称为网格粗化算法。尺度升级方法有多种<sup>[13]</sup>, 目前多孔介质流动中常用的方法为均匀化理论和体积平均法。均匀化理论一般应用于周期性问题, 假定存在宏观和微观两个尺度, 微观尺度的方程通过双尺度渐进展开得到宏观尺度上均匀化的方程和参数, 该方法适用的条件是微尺度空间尺寸相对于宏观尺度必须趋于零。而体积平均法一般采用平滑化和空间平均公式进行尺度升级, 不需要有小尺度假设, 因此不需要假定必须有两个尺度相差较大的空间, 一般在REV尺度上进行升级。

### (1) 均匀化理论

20世纪70年代, Keller<sup>[14]</sup>在求解复合材料弹性结构的宏观等效材料参数时提出了均匀化理论, 随后在材料科学和固体力学领域得到了广泛的应用。目前该理论在多孔介质传质传热问题以及流体力学等领域也得到了应用<sup>[15]</sup>, 并被称为多尺度均匀化方法。从数学角度来看, 均匀化理论是一种极限理论, 它利用渐进展开式和周期性假设, 用常系数或变化缓慢但解逼近原始解的微分方程来代替系数变化快的原始微分方程, 目前均匀化理论中存在双尺度渐进展开方法等一些比较经典方法<sup>[16]</sup>。

均匀化理论假定研究区域是由元胞在空间上周期重复而成的, 周期 $\varepsilon$ 和整个研究区域相比是非常小的, 在整个研究区域内对考虑元胞内变化的方程采用双尺度渐进展开, 可得到大尺度上的宏观控制方程, 宏观控制方程仅为大尺度定义域的函数, 控制方程的参数与小尺度元胞的属性有关, 通过对元胞问题进行求解可以求得大尺度宏观控制方程, 然后求解大尺度控制方程可以求得整个定义域的解。均匀化理论可用来推导多孔介质内不同尺度介质耦合的宏观控制方程<sup>[17]</sup>以及获取等效渗透率等渗流参数<sup>[18]</sup>, 姚军课题组将均匀化理论应用于自由流和渗流的耦合以及页岩气藏多尺度控制方程的推导<sup>[18-20]</sup>。针对缝洞型介质的特点提出了离散缝洞网络宏观流动数学模型, 该模型将缝洞

型介质划分为岩块系统、裂缝系统和溶洞系统；其中裂缝和溶洞嵌套于岩块中，并相互连接成网络；岩块和裂缝系统视为渗流区域，溶洞系统视为自由流动区域。基于均匀化理论对离散缝洞网络宏观流动数学模型进行了尺度升级分析，推导得到了大尺度上的等效Darcy流动方程，并给出了缝洞型介质等效渗透率张量的理论求解公式，并以简单缝洞型介质为例说明了方法的有效性<sup>[18]</sup>。

高速通道压裂是近年在非常规页岩/致密油气藏开采中出现的新工艺，已广泛推广实施，并取得了良好的增产效果。本课题组<sup>[20]</sup>应用均匀化理论研究了高速通道压裂裂缝高导流能力的形成机制及其影响因素，从流体力学理论出发，首先将高速通道压裂裂缝内形成的支撑剂簇团视为渗流区域，簇团间的大通道

视为自由流动区域；然后基于Darcy-Brinkman方程建立了裂缝内的流动数学模型，采用均匀化理论对该流动数学模型进行了尺度升级，推导得到了高速通道压裂裂缝的渗透率，揭示了其高导流能力的形成机制。

在页岩油气藏的流动尺度升级中，页岩基岩由有机质和无机质构成(如图4所示)有机质内存在吸附气和游离气，无机质内仅存在游离气，气体在有机质和无机质孔隙内运移机制不同(有机质内存在吸附气的表面扩散)，因此两者的控制方程也不同，本课题组基于均匀化理论对有机质和无机质的基岩系统进行升级，得到基岩的控制方程，并进行数值模拟研究。对具有3种有机质分布，如图4所示，3种模型具有相同的TOC含量，相同的孔渗等物性参数，仅有机质分布不

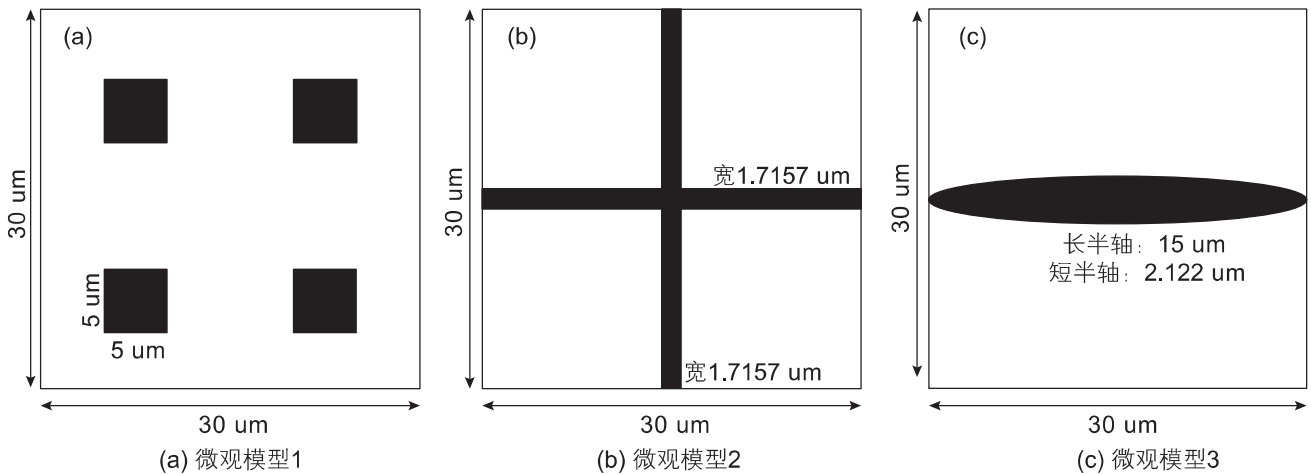


图4 页岩有机质微观分布模型(模型中黑色表示有机质,白色表示无机质)

Fig. 4 Micromodel with different organic matter distributions (black region: organic matter; white region: inorganic matter)

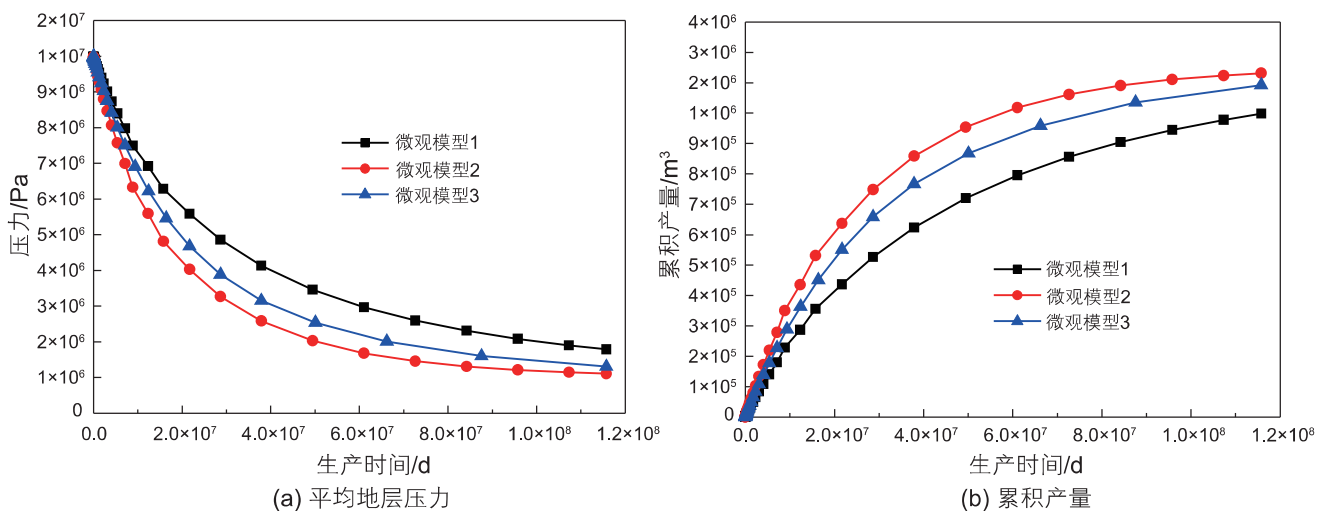


图5 宏观区域的平均地层压力和累积产量随生产时间的变化

Fig. 5 Dynamic variation of the average pressure and cumulative production of the global domain during production

同, 页岩基岩应用均匀化理论进行尺度升级, 并对升级后的基岩模型进行数值模拟, 得到了 3 种不同有机质分布的压力和累积产量随时间变化(图 5)。结果表明, 虽然 3 个模型在宏观上具有相同的性质, 但因为有机质分布的不同, 尺度升级后, 宏观模型计算的不同微观结构下其压力、累积产量不同; 如果用传统的宏观模型计算, 不进行尺度升级, 3 种模型具有相同的宏观参数, 因此具有相同的压力和累积产量, 因此必须进行尺度升级才能实现复杂结构分布的多孔介质内的准确模拟。

(2) 体积平均法

体积平均法也是一种尺度升级方法, 与均匀化理论不同, 体积平均法不需要有两个相差较大的空间尺度, 通过在区域内选取一个表征单元体, 将表征单元分为固体骨架和不同流体相(如图 6 所示的两相流系统, 包含固体骨架(s-phase)、润湿流体相(w-phase)和非润湿流体相(n-phase)), 通过定义的 5 个基本定义和定理(表相平均、体相平均、物理量的空间分解、空间平均定理及物质传输方程), 表征单元空间上对不同相进行平均, 得到宏观控制方程<sup>[21]</sup>。

Whitaker<sup>[22-23]</sup>和 Quintard<sup>[24]</sup>基于体积平均法在多孔介质流动方面做了大量的工作: 由体积平均法理论推导了达西方程<sup>[22]</sup>、多相流的传质方程<sup>[23]</sup>、多孔介质中的传质传热<sup>[24]</sup>以及多孔介质和流体间的界面条件<sup>[25]</sup>等。体积平均法在多孔介质渗流模型的理论推导中有广泛的应用, 可通过做一种或多种本征假设来推导得到最终渗流方程的形式。Wang 等<sup>[26]</sup>采用体积平均法, 从孔隙尺度控制方程出发, 推导了幂律流体在多孔介质中运输的大尺度连续介质模型。平均过程产生一个

动量方程和一个以体积平均压力和速度表示的连续性方程。假设幂律流体流动的封闭问题类似于牛顿流体流动, 得到了达西尺度渗流方程的张量形式, 确定了平均速度与平均压力梯度之间的幂律关系。与牛顿流体不同, 幂律流体的表观渗透率明显取决于过滤速度方向, 数值实验也证实了这一结论。

本课题组应用体积平均法来推导缝洞型碳酸盐岩油藏自由流和渗流耦合界面条件<sup>[27]</sup>, 从微观孔隙尺度上的流动数学模型出发, 基于体积平均法进行了尺度升级研究, 以此为基础建立了一组新的界面条件来耦合 Stokes-Darcy 方程。新界面条件的数学形式与经典的 Beavers-Joseph 速度滑移条件相类似, 但引入了一个新参数来修正渗流速度, 该参数不仅是孔隙度和渗透率的函数, 而且与界面过渡区域的结构特征密切相关。与之前的研究相比, 得到的界面条件能更准确地表征出界面过渡区域对耦合流动的影响, 与实验结果的吻合度也更好。

2.2 多尺度有限元法

然而, 上述尺度升级方法在大尺度上仅保留了升级后的宏观信息, 是一不可逆过程, 即只能升尺度(up-scaling)不能降尺度(down-scaling), 导致小尺度信息丢失。因此, 寻找一种能升可降的表征方法是关键。对此, 数学家们提出了多种多尺度算法, 其中多尺度有限元应用较为广泛。此类方法基于小尺度精细信息来构建大尺度粗网格的多尺度基函数, 以此来实现不同尺度信息的能升可降, 达到多尺度耦合目的。

(1) 经典多尺度 Galerkin 有限元法

多尺度有限元法是针对多尺度问题而提出, 它克

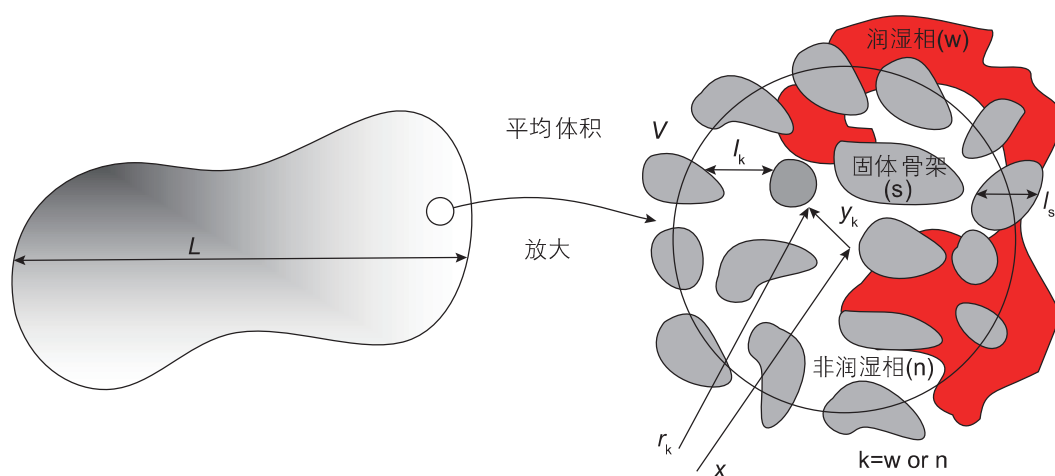


图 6 体积平均法中研究区域的表征单元体

Fig. 6 Representative element volume of porous media in volume averaging method

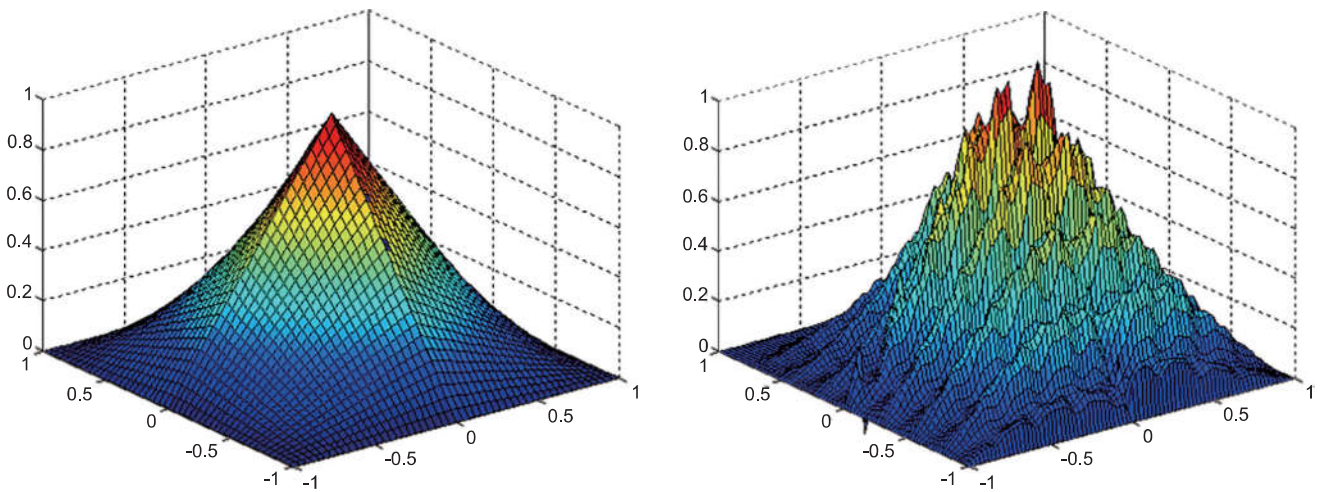


图7 二维情况下, FEM线性基函数(左)与MsFEM基函数(右)的对比

Fig. 7 Comparison of basis function between FEM (left) and MsFEM (right) in two dimension problem

服了传统数值方法的不足,无需在小尺度上精细求解,就能在大尺度上捕获小尺度特征。MsFEM的数学思想源自Babuska和Osborn的先驱工作<sup>[10,28]</sup>。1997年, Hou和Wu<sup>[29]</sup>将该思想推广到一般的二维振荡系数椭圆方程问题,开创性地提出了多尺度有限元法。近年来,对该方法的研究和应用已逐步扩展到地下水文学、复合材料力学和油藏数值模拟等领域<sup>[11,30]</sup>。然而, MsFEM的研究历史较短,在数学分析、工程应用等方面还不能与传统数值方法相媲美,仍处于探索研究阶段。

MsFEM与传统有限元(Finite Element Method, FEM)在区域离散、有限元方程构建、总刚度矩阵组等方面是相似的,两者的本质区别在于基函数的选取。传统FEM在选取基函数时通常采用线性基或二次基(如图7左图所示)对物理场进行插值近似。当单元内介质为非均质、且物理场变化是非线性时,传统FEM会产生较大误差;若进一步精细划分网格,则会大大增加计算量。因此,采用传统FEM来模拟多尺度问题存在一定的局限性;尤其是对于裂缝性油藏,网格单元中往往包含复杂离散裂缝网络,单元内部本身具有强烈的非均质性。与传统FEM不同, MsFEM的基函数是通过在粗网格单元上求解某一局部微分方程而得到,因此可自动将小尺度信息映射到大尺度空间上。如果微分方程中含有振荡项,则MsFEM基函数也具有相应的振荡特征(如图7右图所示)。因此, MsFEM中的粗网格单元基函数也称为多尺度基函数,该基函数反映了单元内的物理参数变化,采用较粗的网格就能刻画出整个研究区域的精细局部特征,从而在保证计算精度的同时降低计算量。

最初的MsFEM是为了求解椭圆型微分方程而提出,在解决各类实际问题时,如近井问题、两相流问题,存在一定误差。其本质原因是:多尺度基函数的确定与小尺度局部问题的求解域边界条件密切相关。对此, He和Ren<sup>[30]</sup>给出一种修正MsFEM来处理非均匀介质的井点流问题,利用局部问题解来确定近井区域多尺度基函数的边界条件; Efendiev等<sup>[11]</sup>针对非均质多孔介质两相流问题对MsFEM进行了改进,利用初始时刻全局小尺度问题的解来确定基函数的边界条件。

随着MsFEM应用领域的不断扩展、基于标准MsFEM的思想,提出了多种多尺度有限元方法。Chen等<sup>[12]</sup>针对强非均质多孔介质渗流问题,提出了多尺度混合有限元法,并结合超样本技术求解局部Neumann边界值问题,获得了更精确的多尺度基函数,该方法相对于标准MsFEM具有良好的局部守恒性。Chen和Cui<sup>[31]</sup>针对具有高振荡系数的椭圆型问题,提出了一种多尺度协调有限元法,建立了一个特殊的多尺度协调有限元空间,空间内的多尺度基函数由粗网格上的线性协调基函数和包含小尺度信息的bubble-like函数构成。贺新光等<sup>[32-33]</sup>提出了自适应多尺度有限元,该方法将非线性计算格式与时间域上的自适应多尺度基函数进行耦合,以处理小尺度网格上的精细流动问题。

上述MsFEM方法都是利用局部区域信息来计算多尺度基函数,模拟结果的准确性依赖于局部边界条件的选取。为避免网格大小与多孔介质物理小尺度大小相近而引起的共振效应,同时为进一步提高MsFEM法的精度及收敛速度, Hou和Wu<sup>[29]</sup>提出用超样本技术

来求解多尺度基函数。这种方法尽管对很多情况都适用，但对于无法进行尺度分离的问题，却不能准确反映所有尺度上的解。这是因为MsFEM的数学理论基础为均匀化理论(Homogenization Theory)，因此只有当小尺度和大尺度可分离时，才趋于精确解。对此，Aarnes等<sup>[34]</sup>提出利用有限的全局信息来修正标准的MsFEM，目的是将不同尺度的信息与多尺度基函数相结合，从而能获取更好的全局近似解。

目前，MsFEM在水文地质方面的应用较为广泛，国内学者薛禹群等<sup>[35-36]</sup>最早将MsFEM应用于水文地质领域，并将其用于二维非均质多孔介质渗流模拟，同时对非均质多孔介质中的三维地下水流问题进行了分析。随后，林琳等<sup>[37]</sup>基于MsFEM对多孔介质中的拟三维非饱和流动问题进行了研究。在油藏数值模拟领域，目前主要集中于非混两相渗流和黑油模型<sup>[34,38-39]</sup>(如图8所示)的研究。随着地质建模技术的发展，现在已能建立高分辨率的地质模型；但受现有计算能力的限制，油藏数值模拟工作仍只能在空间分辨率较低的粗化模型上进行。一般先对地质模型进行网格粗化得到相应的等效参数模型，但这会导致较大的计算误差。而MsFEM则可以在现有计算条件下，直接在精细地质模型上进行计算；因此MsFEM在多尺度油气渗流力学及其数值模拟领域具有广阔的应用前景。

(2) 多尺度混合有限元法

Galerkin有限元虽可严格保证整体守恒性，但不能充分保证局部单元的守恒性。对此，针对渗流力学问题，在20世纪70年代，Raviart和Thomas<sup>[40]</sup>便将混合有限元方法成功地应用于油藏数值模拟中，并提出了著名的低阶混合有限元计算格式。混合有限元方法因其良好的局部守恒性，被视为有限元方法中的有限体积法。Hoteit和Firoozabadi<sup>[41]</sup>结合混合有限元和间断伽辽金有限元方法，对离散裂缝模型不可压缩两相流问题进行了研究。在处理交叉裂缝时，提出了一种

加权上游迎风计算格式，具有较高的计算精度。对于混合有限元法，其压力和速度基函数的构造是其关键。目前，对于三角形、四边形以及规则六面体，其基函数的构造有成熟理论和方法。然而，对于三维非结构化网格，如四面体和不规则多面体单元，尚未有成熟通用的方法，这在一定程度上制约了混合有限元在基于离散裂缝模型的油藏数值模拟的发展和应用。

守恒的速度场对于流动模拟尤其重要，多尺度混合有限元法和多尺度有限体积法能够构建守恒的速度场，因此被广泛应用于油藏数值模拟中。多尺度混合有限元法首先被应用于非均质油藏两相流动模拟<sup>[42-43]</sup>。本课题组采用多尺度混合有限元求解流动方程获得精细网格的速度解，然后采用有限体积法求解饱和度方程，体现了该方法能够在大尺度上反映小尺度的非均质特征。与上述方法不同，Aarnes<sup>[44]</sup>采用多尺度混合有限元求解流动方程获得精细网格的速度解，采用流线方法求解流体传输方程，简化计算过程。并提出了构建粗网格基函数边界条件，提高计算精度。同时为了适应油藏地质的复杂情况，发展出了处理角点网格的多尺度混合有限元法<sup>[45]</sup>。这种方法在小尺度上采用模拟有限差分法求解局部流动方程，构建角点网格的速度基函数。由于模拟有限差分法是基于单个网格单元构建计算格式，因此具有较好的网格适应性，能够在复杂地质情况下进行油藏流动模拟。

随着研究的推进，多尺度混合有限元法被用于计算黑油模型<sup>[38]</sup>。基于多尺度速度基函数的计算思路，并首次采用多尺度混合有限元法构建压力基函数进行压力小尺度映射，获得小尺度网格上的压力解。针对黑油模型中存在井的情况，推导出了井的多尺度基函数<sup>[38,46]</sup>。提出了系统的粗网格方程组构建形式，表明多尺度混合有限元法向实际应用更进一步。

本课题组采用多尺度混合有限元方法研究了强非均质油藏中的油水两相渗流问题<sup>[42]</sup>。与传统数值计算方法相比，多尺度混合有限元法的基函数具有能反映

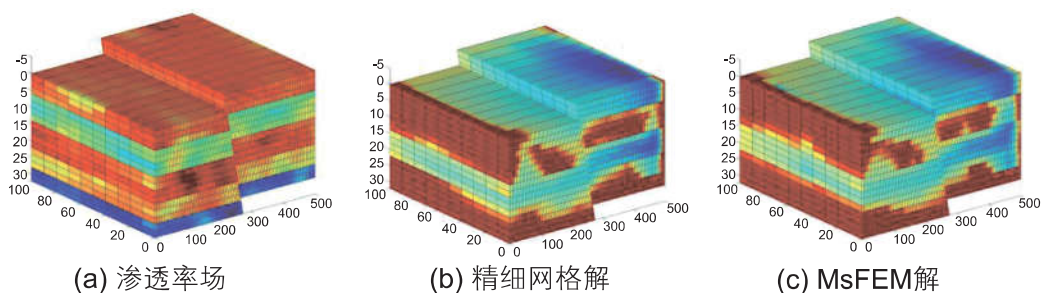


图8 油藏渗透率场分布及饱和度分布

Fig. 8 Profiles of the permeability and numerical results (saturation) in a reservoir



单元内参数变化的优点，能在大尺度上捕捉解的小尺度特征从而获得较精确的解，能够减少计算量。如图9所示为相应的单相流模拟结果图，图10为裂缝模型两相流计算结果对比。

### 2.3 多尺度有限体积法

多尺度有限元方法在材料工程上得到了广泛的应用，取得了巨大成功，但因该方法不能保证局部质量

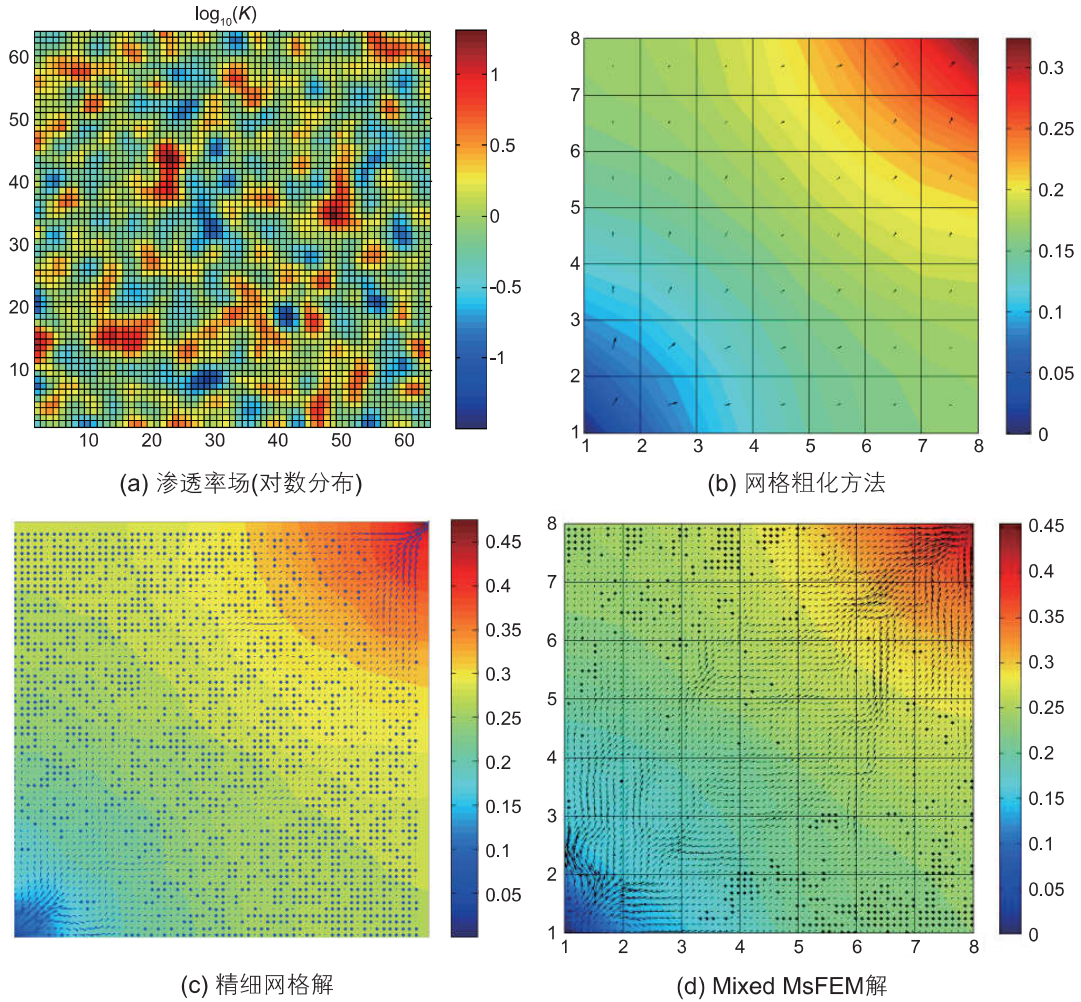


图9 渗透率场(64×64)及计算结果对比

Fig. 9 Permeability field(64×64) and numerical solutions using different methods

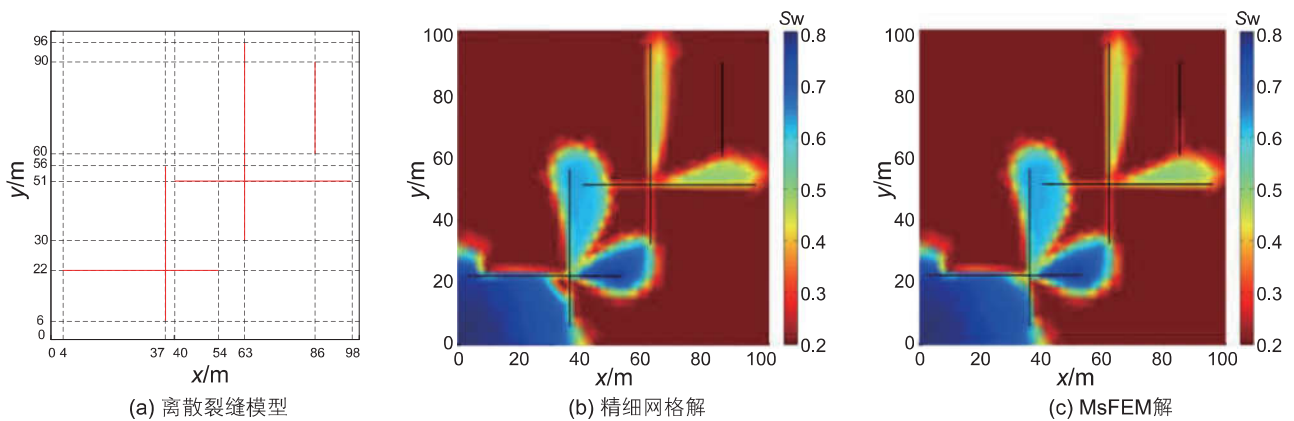


图10 裂缝模型两相流计算结果对比

Fig. 10 Comparison of discrete fracture-matrix model between fine-scale solution and MsFEM solution

守恒，所以无法准确地模拟地下油藏等流体活动。为了弥补这个不足，2003年，Jenny<sup>[47]</sup>在Hou和Wu<sup>[10]</sup>的基础上提出了多尺度有限体积方法。该方法与多尺度有限元方法相似，构建多尺度基函数从而得到有限体积多点近似解。通过对相邻双粗网格对应的局部细尺度方程数值求解，得到多尺度有限体积基函数(图11)，他用该方法更加精确地求解了非均质油藏的单相流方程。Jenny构造了两组有效反应细尺度信息的基函数：对偶基函数和细尺度基函数。在粗尺度上精确求解原问题的解，大大节省了计算量和计算时间。这种方法先在每一个对偶网格上构造4组对偶基函数，构造的对偶基函数已经可以得到很好的模拟结果，但该基函数不能满足局部质量守恒。因此Jenny将对偶基函数作为构造细尺度基函数的边界条件，在每一个主控网格上构造了9组细尺度基函数，实现了流体局部细尺度守恒，得到了更好的模拟结果。

近年来，多尺度有限体积法被用于处理更为复杂的流动问题。Jenny等<sup>[47-48]</sup>对多尺度有限体积法进行了修正，进一步提出自适应多尺度有限体积法用于两相流的数值模拟，使用两套基函数得到细尺度流速场并采用实时更新基函数的方法提高计算精度；Durlafsky等<sup>[49]</sup>将原本用于尺度升级中的考虑全局解影响的方法引入多尺度有限体积中，用于求解具有高渗透区域的非均质多孔介质中的两相流问题；Ivan等<sup>[50]</sup>提出了修正的多尺度有限体积法，将其用于模拟多孔介质中可压缩流体的多相流；Jenny等<sup>[51]</sup>发展了修正的全隐式多尺度有限体积法用来模拟非均质多孔介质中多相流渗流和传输问题。

曹海涛<sup>[52]</sup>将多尺度有限体积方法运用到求解多孔介质非饱和地下水流动模型(抛物型方程)当中，在最后数值模拟实例中得到了较好的模拟结果。王立业<sup>[53]</sup>将多尺度有限体积方法应用到单相流模拟中，采用超样本方法构造基函数，并用实例验证了多尺度有限体

积方法的精确性和良好的收敛性。唐闻瑜<sup>[54]</sup>提出了用多尺度有限体积方法求解带有振荡系数的二阶椭圆方程，在粗尺度上有效地捕捉了细尺度的信息，该方法也有着较快的收敛速度。

### 2.4 变分多尺度方法

变分多尺度方法是1995年Hughes<sup>[55]</sup>对物理及工程中常出现的多尺度问题提出的变分方法。该方法首先把待求解的物理量分解为“粗”、“细”两种尺度；然后建立恰当的细尺度模型，获得细尺度上的近似解；最后通过粗、细两种尺度的耦合引入消除数值伪振荡的稳定化结构。相对于传统的稳定化方法，变分多尺度方法可以自动获得基于原偏微分方程残差的稳定化结构及与该稳定化结构相适应的稳定化因子。一般地，细尺度解可以通过分析或数值的方法来确定。变分多尺度法求解的难点在于粗尺度问题与细尺度问题相互耦合，具有非局部影响，不方便直接求解。Juanes<sup>[56]</sup>将变分多尺度有限元法用来求解多孔介质中渗流问题。目前该方法在数值传热学、固体和流体力学等领域得到了广泛的应用<sup>[57-59]</sup>。

### 2.5 非均匀化多尺度法

非均匀化多尺度法由Weinan E和Engquist<sup>[7-8,60-64]</sup>等人提出。相较于均匀化多尺度方法，非均匀化方法在某种程度反映出多尺度问题的多物理场特征。该方法多尺度问题的解由两部分耦合而获得：一是基于宏观变量的整体宏观格式，二是由微观模型来数值估算宏观数据。宏观尺度上的求解是基于已有的知识，应该尽可能多的考虑人们对宏观模型的已有认识。而数值评估的关键是能否找到一个合适的有约束的微观模型。这种约束的必要性表现在它能够确保微观模型的结果与宏观模型的结果相符合。而宏观模型与微观模型整个耦合过程通过以下方式来完成：首先是宏观模型为微观求解器提供约束条件，然后微观模型向宏观模型求解提供必要数据。这种基于数据的耦合策略为多尺度建模提供了非常大的灵活性。非均匀化多尺度法在多个领域中都得到广泛的应用<sup>[60,65-66]</sup>。

非均匀多尺度方法的优点为：首先该方法只需要对局部采样单元进行精细剖分来数值计算微观问题，通过微观问题的解构造宏观粗网格上的缺失数据，进而就可以在粗网格上数值求解宏观问题。相比传统有限元或有限差分进行全局的精细剖分求解，计算量大大降低。其次该方法并没有对系数的周期性做出假设，所以一定程度上克服了均匀化方法的不足。

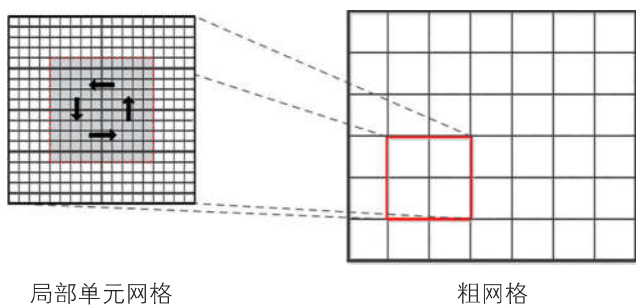


图 11 多尺度有限体积基函数求解单元示意图  
Fig. 11 Domain of calculation of the basis function for MsFVM

## 2.6 多尺度模拟有限差分法

模拟有限差分法 (Mimetic Finite Difference, MFD) 作为一种新型数值计算方法, 由 Brezzi 等<sup>[67]</sup>提出, 因其良好的局部守恒性和对复杂网格的适用性, 在计算流体力学、电磁场和油藏数值模拟等研究中得到了成功应用<sup>[67-69]</sup>。

该方法被称为有限体积法中的混合有限元法, 因此, 计算格式与混合有限元相似, 其区别在于单元计算格式的构造。由于模拟有限差分法仅基于单个网格单元来构造计算格式, 因此原则上适用于任意复杂网格系统, 甚至是凹边形网格。因此, 相对于混合有限元法, 模拟有限差分法降低了对网格的要求, 更适用于复杂离散裂缝模型的流动模拟。

特别对于三维离散裂缝问题, 在求解粗网格单元的局部小尺度问题时, 考虑到离散裂缝本身具有的几何复杂性, 势必需要进行非结构化网格剖分, 但对于四面体或不规则多面体单元, 混合有限元基函数的构

造较为困难。对此, 本课题组采用模拟有限差分法规避了上述问题, 即在粗网格单元上求解多尺度混合有限元的多尺度基函数时, 其局部小尺度上的离散裂缝模型采用模拟有限差分来进行求解。在多尺度基函数构造时, 提出并建立离散裂缝模型的模拟有限差分流动数值计算格式, 降低了对网格的要求, 提高了方法对复杂离散裂缝几何模型的适用性以及程序的鲁棒性。

本课题组基于模拟有限差分法在离散裂缝数值计算方面做了一些研究, 基于模拟有限差分法, 我们推导建立了一种新的离散裂缝数值计算格式, 并对不可压缩两相流问题进行了研究<sup>[70]</sup>。如图 12 所示为复杂离散裂缝模型的两相流模拟结果展示图。

本课题组基于模拟有限差分法建立了一种新的嵌入式离散裂缝数值计算格式, 避免了复杂的非结构化网格划分过程, 进一步提高了计算效率, 并且得益于模拟有限差分法良好的网格适应性, 本方法能够处理任何复杂网格, 而且适用于全张量渗透率情形。如图 13 所示为嵌入式离散裂缝模型非匹配网格模拟结果图。

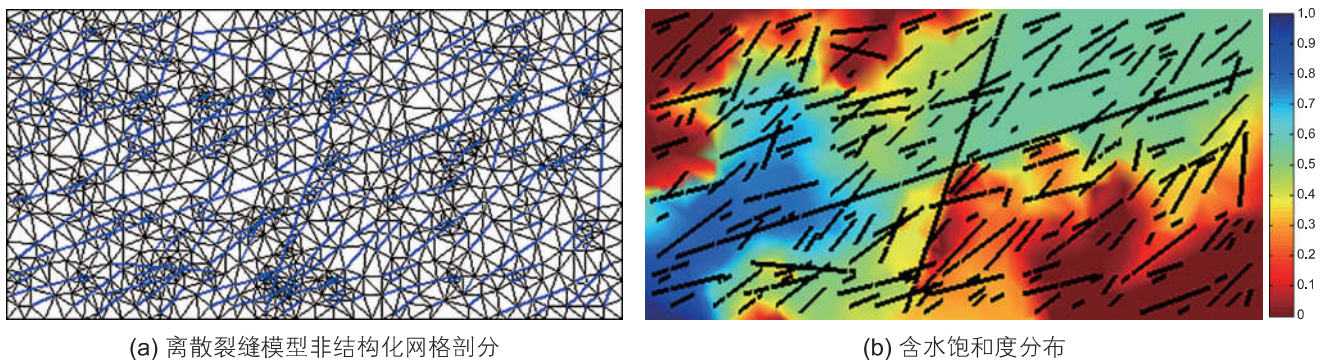


图 12 离散裂缝模型两相流数值模拟结果图

Fig. 12 Numerical solutions of discrete fracture model

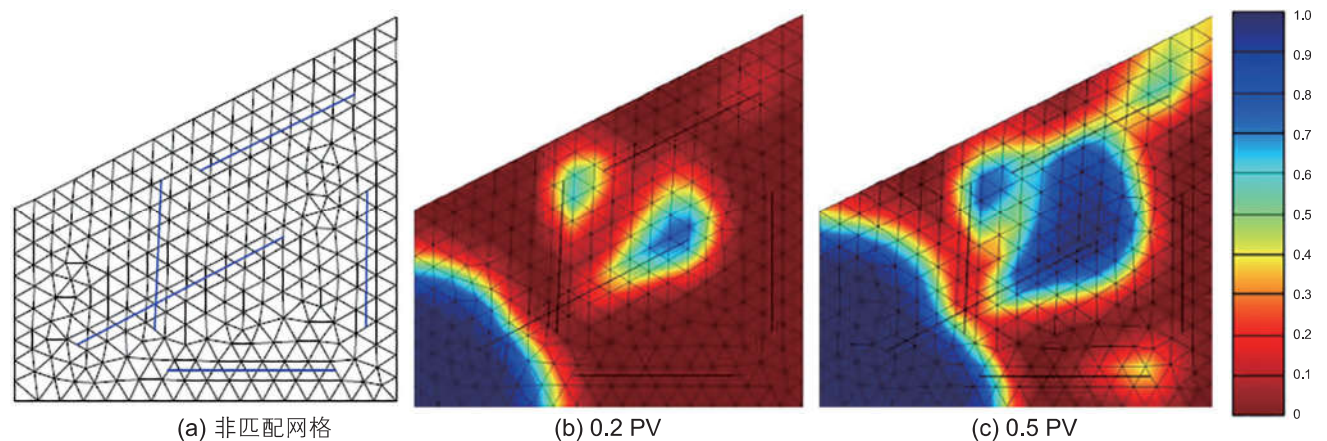


图 13 嵌入式离散裂缝模型两相流动模拟

Fig. 13 Numerical solutions of embedded discrete fracture model

在此基础上，本课题组进一步基于流量等效原理，创建了嵌入式离散裂缝的多尺度模拟有限差分计算格式，研究了离散裂缝性油藏中的注水驱油问题，分析了裂缝对注水开发特征的影响，基于多尺度模拟有限差分法创建了一种高效的离散裂缝数值计算格式，该计算格式具有良好的局部守恒性，同时降低了对网格的依赖性，计算结果如图 14 所示。

### 2.7 小波数值均匀化方法

小波数值均匀化方法是由 Dorobantu 和 Engquist<sup>[9,61]</sup> 提出的求解椭圆型方程的新方法。该方法基于多分辨率分析，在细观尺度上建立原方程的离散算子，然后对离散算子进行小波变换，得到了大尺度上的数值均匀化算子。此方法在大尺度上求解方程，大幅度减小了计算时间。小波数值均匀化方法基于小波的多分辨率分析，利用小波映射把小尺度的信息反映到大尺度上，然后在大尺度上求解方程，这样只需在大尺度空间上求解就能捕捉到小尺度的特征。近年来，小波理论在信号处理、图像压缩、音乐语音合成、等领域都取得了成功的应用。它主要是应用了各类小波和小波基函数所共有的时频局部化能力，以及小波基函数可构成各种常用空间的无条件基这两个重要的性质<sup>[75]</sup>。

Dorobantu 等人<sup>[61]</sup> 通过小波数值均匀化方法成功对具有多尺度系数的椭圆型方程进行数值求解，在保持较高计算精度的基础上，大大节省了计算时间。但由于该算法在实现时只包含了均匀化过程，即用粗网格上均匀化方程的解逼近原问题的解，虽然这样节省了计算时间，但计算精度有所降低。后来，通过对小波数值均匀化方法不断改进，得到了各种改进的小波数值均匀化方法。改进的小波数值均匀化方法既保持了较高的计算精度，又大大提高了计算效率；与常规小波数值均匀化方法相比，改进的小波数值均匀化方法则进一步提高了计算精度<sup>[72-73]</sup>。

### 2.8 多尺度分形理论与方法

分形理论创立与 20 世纪 70 年代中期<sup>[74-75]</sup>，作为一种有效的数学方法，在油气藏、地热和地下水资源等领域都有广泛的应用，自从分形理论被引入石油工程领域以来，众多的专家学者也开展了大量的基于分形理论的储层多孔介质孔渗参数研究，随着石油工业的勘探开发重点逐渐转向、页岩、缝洞型碳酸盐岩等具有多尺度特征的复杂非常规油藏，分形多尺度理论也逐渐发展。

由于分形自相似的特性，天然多孔介质不同尺度的下的结构均可满足各自的分形分布。例如，对于

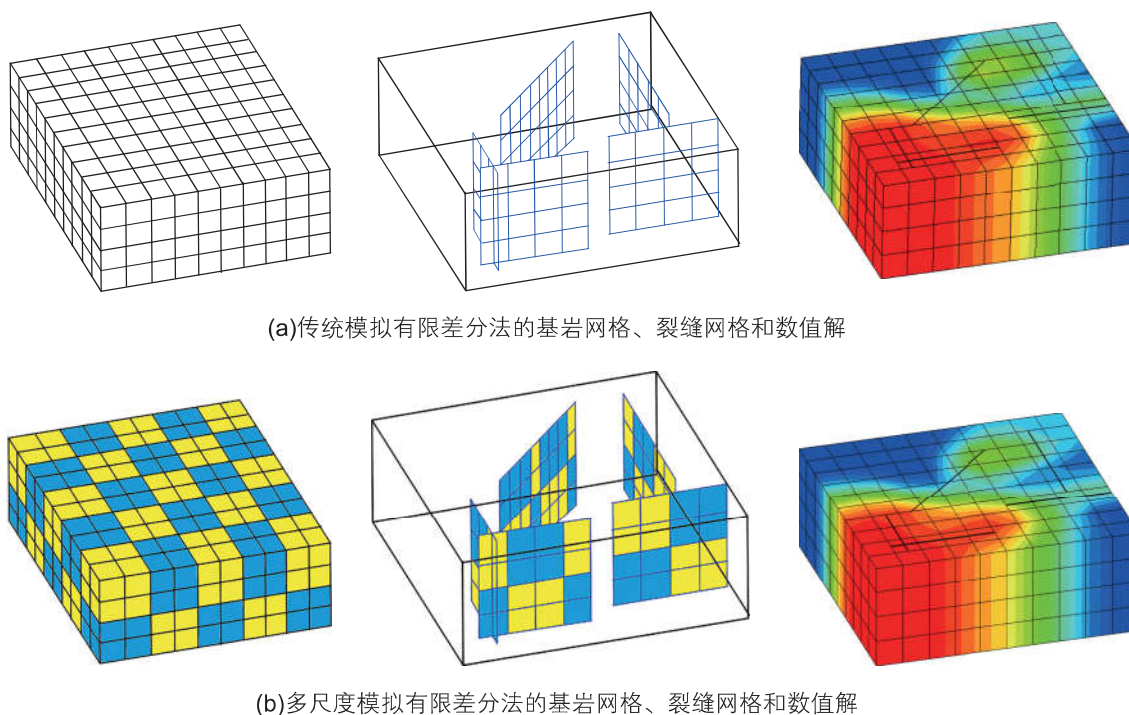


图 14 嵌入式离散裂缝的模拟有限差分两相流动数值模拟对比

Fig. 14 Comparison of embedded discrete fracture model between conventional and multiscale mimetic finite difference method solution

裂缝性介质,其基质系统孔隙结构的大小以及裂缝系统中的裂缝已被证明满足分形分布<sup>[76]</sup>。在此基础上,Miao等人<sup>[77]</sup>于2015年首次推导了裂缝性多孔介质的渗透率的分形模型,同年,Miao<sup>[78]</sup>结合双重介质模型理论,进一步扩展了他的研究,建立了能够表征带有天然的曲折裂缝的裂缝性多孔介质的渗透率分形模型,在他的模型中,裂缝的开度与基质孔隙均有各自的分形分布。Luo<sup>[79]</sup>与Xu<sup>[80]</sup>也分别基于双孔隙度模型建立了各自的裂缝性多孔介质渗透率分形表征方法。

本课题组拓展了溶洞对多孔介质流动特性的影响,建立了溶蚀孔洞型与缝洞型碳酸盐岩的双尺度分形模型及其流动分析方法。图15(a)展示了一个来自巴西塞佩—阿拉戈斯盆地的溶蚀孔洞型碳酸盐岩的岩心照片,从图中可看出,该类碳酸盐岩无裂缝发育,岩心遍布由于溶蚀产生的孔洞,孔洞尺寸较小,仅有几个毫米,溶洞连通性较差;基质稀疏,具有一定的孔隙度和渗透率。因此,可以认为,其流动通道主要由基质系统提供,储集空间为基质系统和溶洞系统。建立溶蚀孔洞型碳酸盐岩双尺度分形概念模型如图15(b)所示,溶洞中的基质系统被简化为毛细管束模型,即样本中基质孔隙组成的流动通道被简化成了一束不同

大小的迂曲的毛细管。不同大小的溶洞随机在分布多孔介质样本中,对毛细管产生了影响。虽然毛细管的大小与溶洞的大小不在同一尺度,但毛细管的大小分布及溶洞的大小分布均符合各自的分形标度律。

进一步,对于缝洞型碳酸盐岩介质,以塔里木盆地的缝洞型碳酸盐岩储层特征为例,如图16(a)所示。图16(a)为塔里木盆地的缝洞型碳酸盐岩露头照片,从图中可以看出,该类碳酸盐岩储层基质致密,基质孔隙度低、连通性差,而溶洞系统和裂缝系统发育良好,裂缝系统可提供全局流动通道,溶洞系统提供存储空间。大量的相关文献也对塔里木的盆地的缝洞型碳酸盐岩储层做出了相似的描述。

针对这类缝洞型碳酸盐岩,结合其多尺度特征,建立的双尺度分形概念模型的表征单元体的如图16(b)所示,不同开度、迂曲程度的裂缝分布在模型中。其中,裂缝的开度大小分布符合分形标度律,溶洞的大小分布符合分形标度律,即模型为不同尺度规模下的溶洞和裂缝的大小分布均符合各自的分形分布规律的双尺度分形模型。在对这两类介质进行流动分析时,结合课题组之前研究结论<sup>[18]</sup>,将溶洞视为压力等势体,通过理论分析给出了此类介质等效渗透率的上下

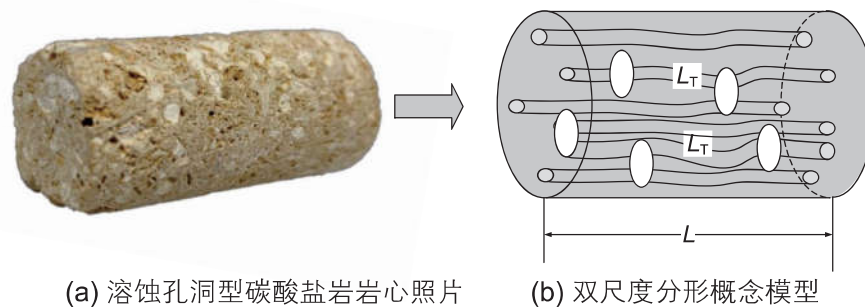


图15 溶蚀孔洞型碳酸盐岩双尺度分形模型示意图

Fig. 15 Two-scale fractal model of vuggy porous media

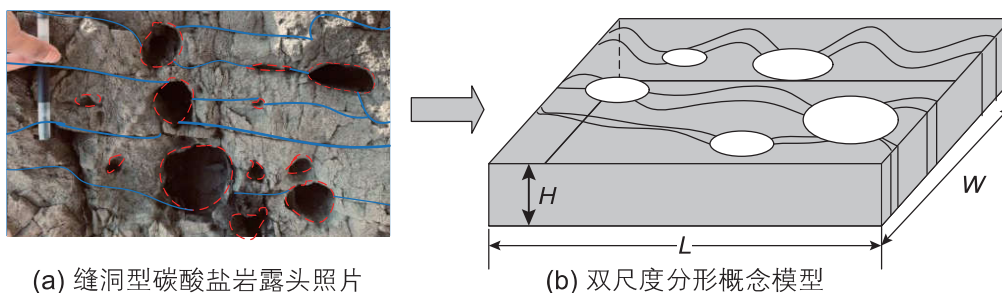


图16 缝洞型碳酸盐岩双尺度分形模型示意图

Fig. 16 Two-scale fractal model of fractured-vuggy porous media

限，并通过蒙特卡罗模拟方法计算得到了等效渗透率的平均值。

### 3 常规强非均质油气藏的多尺度渗流力学

使用常规数值方法基于考虑储层非均质性的细网格模型求解油气渗流问题时，常常会由于自由度太大导致计算量过大而遇到困难。因此，国内外研究人员提出了网格粗化和多尺度数值模拟等方法，用以在粗网格模型上求解这些问题，从而有效提高计算效率。

#### 3.1 网格粗化方法

油气藏模型网格粗化就是把细网格模型粗化成相应的等效粗网格模型，并使这两个模型系统的储层物性和渗流特征尽可能相同。具体来说，网格粗化主要就是多个小尺寸的细网格块合并成一个大尺寸的粗网格(如图 17 所示)，从而减少数值模拟所需的网格数量，同时将细网格内的储层物性参数等效到粗网格中，保证一定的计算精度。网格粗化方法主要分为以下两个方面：一是计算方法，通过不同的数学计算方法来降低粗化前后网格内参数的误差；二是粗化方式，利用不同的粗化手段来建立与原始精细模型计算结果差异较小的模型，降低粗化前后计算结果的误差。

对于单相油气渗流来说，在其相关的储层参数中，只有绝对渗透率是与流动方向有关的张量参数，而其他各项参数(例如孔隙度、压缩系数等)都是网格的标量参数，可以采用体积加权平均方法对参数进行合并。由于绝对渗透率是油藏数值模拟的核心参数，因此网格粗化过程中最关键的问题就是绝对渗透率的粗化问题，必须对绝对渗透率的粗化问题进行深入研究，才能将原始精细模型中的油藏特征最真实地转换到粗化后的模型中去，以减小两者之间的差异，国内外学者

对此进行了大量研究并提出了多种计算方法。其中，基于流动模拟的数值方法近年来受到人们的广泛关注，该方法的主要思想是先在精细网格上进行单相流流动模拟，然后根据流量等效原理计算粗网格的等效绝对渗透率张量。该方法中，边界条件对于求取等效绝对渗透率张量尤为关键，目前常用的边界条件主要分为周期性边界条件和封闭定压边界条件。其中，应用周期性边界条件可以保证得到的等效绝对渗透率是全张量形式，而采用封闭定压边界只能获得对角张量形式的等效绝对渗透率张量。对于多相油气渗流来说，仅仅依靠粗化绝对渗透率并不能很好地表征储层非均质性，因此两相渗流网格粗化方法被提出。两相渗流网格粗化比单相渗流网格粗化要复杂得多，它需要考虑井位、注入速率等的影响，并且需要求取等效的相对渗透率。目前两相渗流网格粗化包括稳态方法和动态方法两个大类，其中基于拟函数的动态方法克服了稳态方法的局限性，因而得到了广泛应用。

#### 3.2 多尺度数值模拟方法

尽管网格粗化方法可以有效减少计算量，但粗化后的大尺度粗网格模型不能充分捕捉油藏小尺度特征。对此，国内外学者提出了多尺度数值模拟方法，如多尺度有限元、多尺度有限体积等。不同于网格粗化方法，多尺度数值模拟方法是以具有原分辨率的全局问题为目标并在粗网格上进行求解，因此该方法在降低计算量的同时还能充分地捕捉到小尺度特征。一般多尺度数值模拟方法计算可大体分为两个步骤：首先是分离出重要的几个尺度，其次是将多尺度模型不同尺度结合起来，使得在某一较粗尺度求解全局方程就可反映出小尺度流动过程。多尺度计算方法能给出升尺度和降尺度时尺度转换算子或者机理，如图 18 所示。

目前，多尺度数值模拟方法处理多孔介质流动问

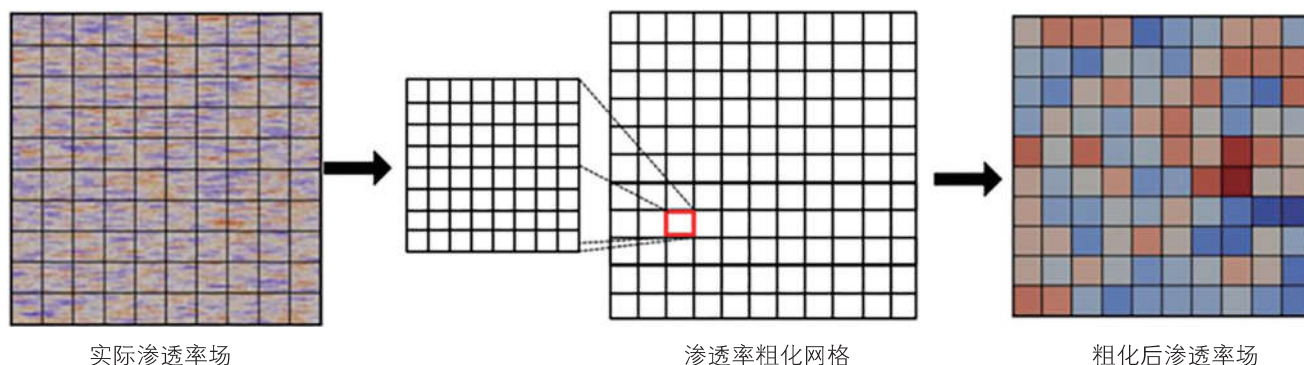


图 17 网格粗化示意图

Fig. 17 Schematic of grid upscaling

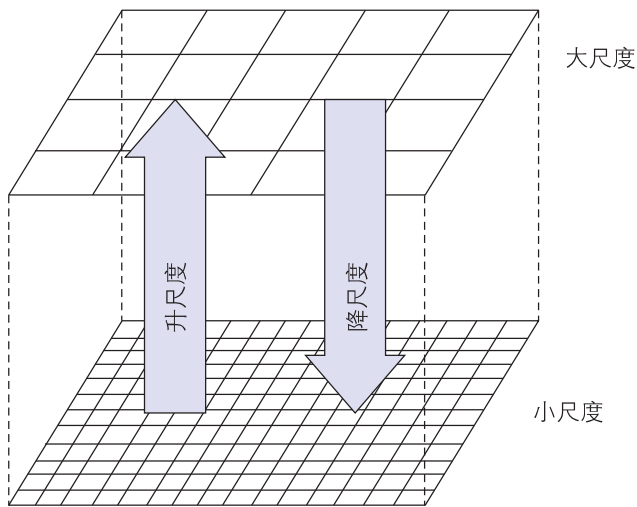


图 18 多尺度计算思路: 通过升/降尺度对不同尺度进行模拟求解

Fig. 18 Solve on different scales via upscaling and downscaling

题主要集中于椭圆(或抛物线)偏微分方程, 通常需要忽略毛管力、重力和压缩性。如果需要考虑毛管力等

物理场的影响, 现有的多尺度方法适用性较差。随着多尺度计算方法的不断发展, 国内外学者提出了各种多尺度数值模拟方法, 主要包括均匀化多尺度方法、非均匀化多尺度方法、变分多尺度方法、多尺度有限元法、多尺度有限体积法、区域分解法、自适应尺度升级法等, 表 1 给出了这些方法的对比情况。可以发现, 多尺度有限元法相比于其它方法具有网格剖分灵活、计算精度高、效率高、易于编制通用性程序等优点, 适用于处理具有复杂边界的多尺度问题。

上述多尺度数值模拟方法在油藏数值模拟中的应用都是只考虑常规的流动, 没有考虑应力对流动的影响。实际上, 流体在真实多孔介质中的流动很复杂, 应力对流动状态有很重要的影响。近年来, 多尺度数值模拟方法开始应用于流固耦合问题的模拟。与流动方程不同, 力学方程的变量属于力学位移矢量。Castelletto 等<sup>[81]</sup>提出了力学方程的多尺度有限元法, 采用迭代方法提高计算精度, 但是没有考虑流体与岩石的相互作用。在其随后的工作中, 采用多尺度有限

表 1 多尺度数值模拟方法对比

Table 1 Comparison of different multiscale numerical methods

数值方法	优点	缺点
多尺度有限元法	(1) 基函数并行建立, 可重复利用 (2) 自适应降维 (3) 适用于求解高阶微分方程 (4) 适用于求解复杂边界多尺度问题 (5) 计算精度高、效率高 (6) 易于实现通用化, 易于维护	(1) 物理意义不明确 (2) 前处理较麻烦
均匀化方法	(1) 算法结构简单 (2) 易于求解稳定流问题 (3) 易于求非稳定流问题	(1) 转换计算过程较麻烦 (2) 不适用于多物理场现象 (3) 相关函数获取困难 (4) 理论体系还不完善
非均匀多尺度法	易于处理异性和周期问题	(1) 不适用求解与时间有关问题 (2) 不适用求解随机系数问题
变分多尺度法	(1) 物理概念直观 (2) 易于处理尺度分离问题	(1) 源汇项问题计算量繁琐 (2) 不利于尺度不分离问题 (3) 小尺度方程求解复杂 (4) 计算量较大
多尺度有限体积法	(1) 物质局部的物理守恒性质 (2) 对于系数的限制不大 (3) 数值稳定性较好	(1) 高精度格式处理多维问题困难 (2) 变量耦合问题处理复杂
区域分解法	(1) 缩小计算规模 (2) 高度并行	(1) 不利于复杂边界问题 (2) 不利于多维问题
尺度升级法	(1) 平均大尺度宏观平均信息, 不需要直接求解原多尺度问题 (2) 使系统简化, 计算量减小	(1) 大尺度方程需解析表达 (2) 不利于非周期问题 (3) 不利于积分尺度较大问题

元法构建位移基函数，采用多尺度有限体积法构建压力基函数，构建了混合多尺度计算格式，进行流固耦合数值模拟。本课题组最近构建了多孔介质流固耦合问题的多尺度计算格式，基于多尺度有限元法构建应力场多尺度基函数，基于多尺度混合有限元法构建渗流场多尺度基函数保证其守恒性，反映应力场和渗流场的小尺度信息，计算结果如图 19 所示。

### 4 非常规油气藏的多尺度渗流力学

非常规油气藏跨越了纳米—孔隙—达西尺度及宏观油藏等多个尺度(见图 20)，不同尺度具有不同控制方程以及流动模拟方法，对于纳米孔隙内的流体流动采用基于分子结构模型的分子模拟研究，纳米—微

米级孔隙尺度采用基于数字岩心的格子玻尔兹曼方法(Lattice Boltzmann Method, LBM)，或直接求解N-S方程或孔隙网络模型进行模拟，厘米—米级的达西尺度采用基于连续介质模型的达西方程进行表征。目前针对非常规油气藏单一尺度的流动方面都取得了非常大的进展。纳米尺度上，国内外多位学者采用分子模拟方法研究纳米孔隙油气的赋存、相态及流动机理；孔隙尺度上，形成了页岩数字岩心构建方法，并建立考虑页岩油气藏微尺度效应的格子 Boltzmann 方法和孔隙网络模型；达西尺度和油藏尺度上，针对页岩油气藏的实验和流动模拟方面也取得了非常大的进展。但如何建立不同尺度间的关系，在宏观模拟中考虑微尺度特征实现对整个多尺度区域的准确模拟，是非常规油气藏研究的难点。

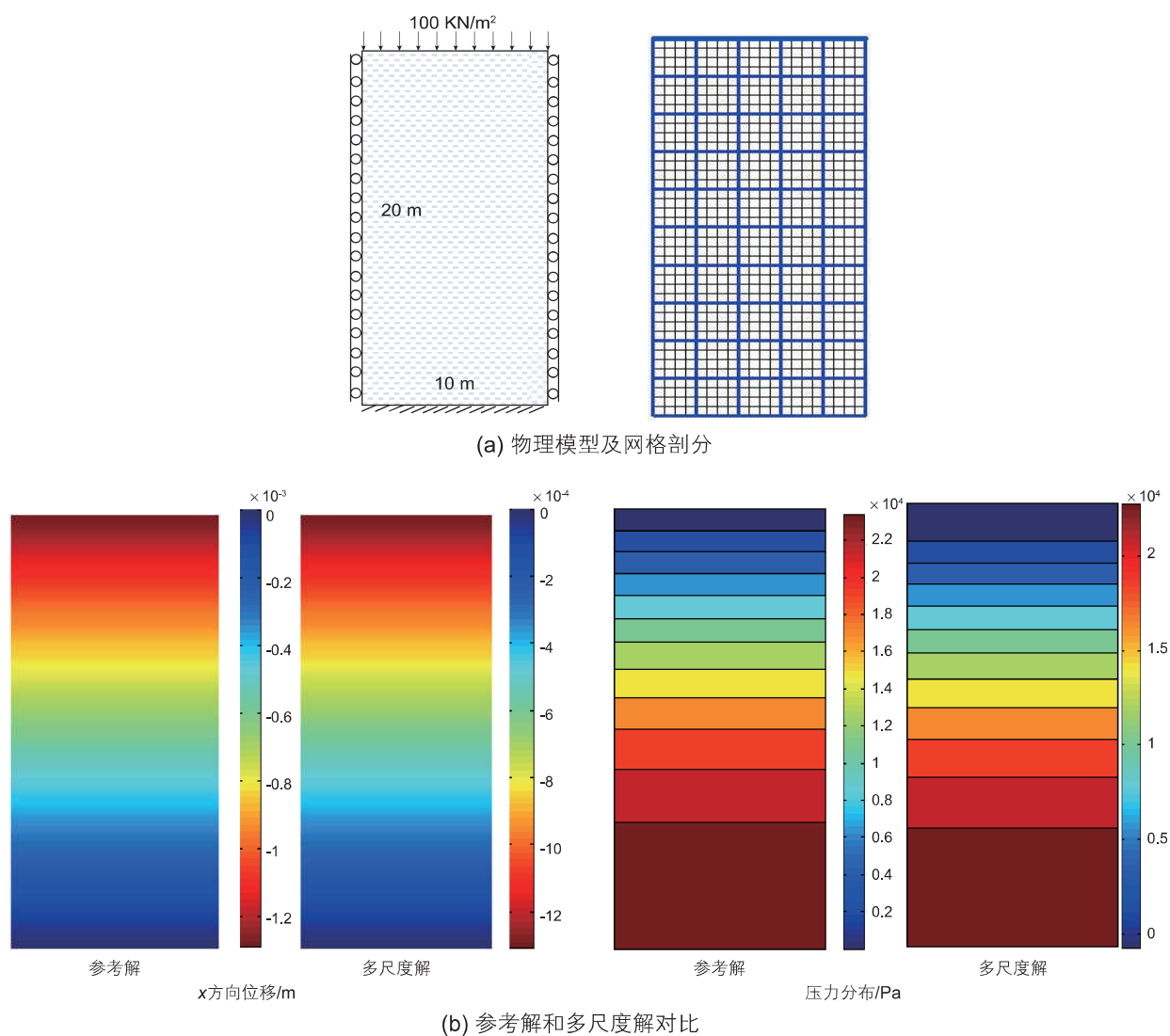


图 19 流固耦合模型及其多尺度计算结果

Fig. 19 Numerical results of hydro-mechanical coupling model



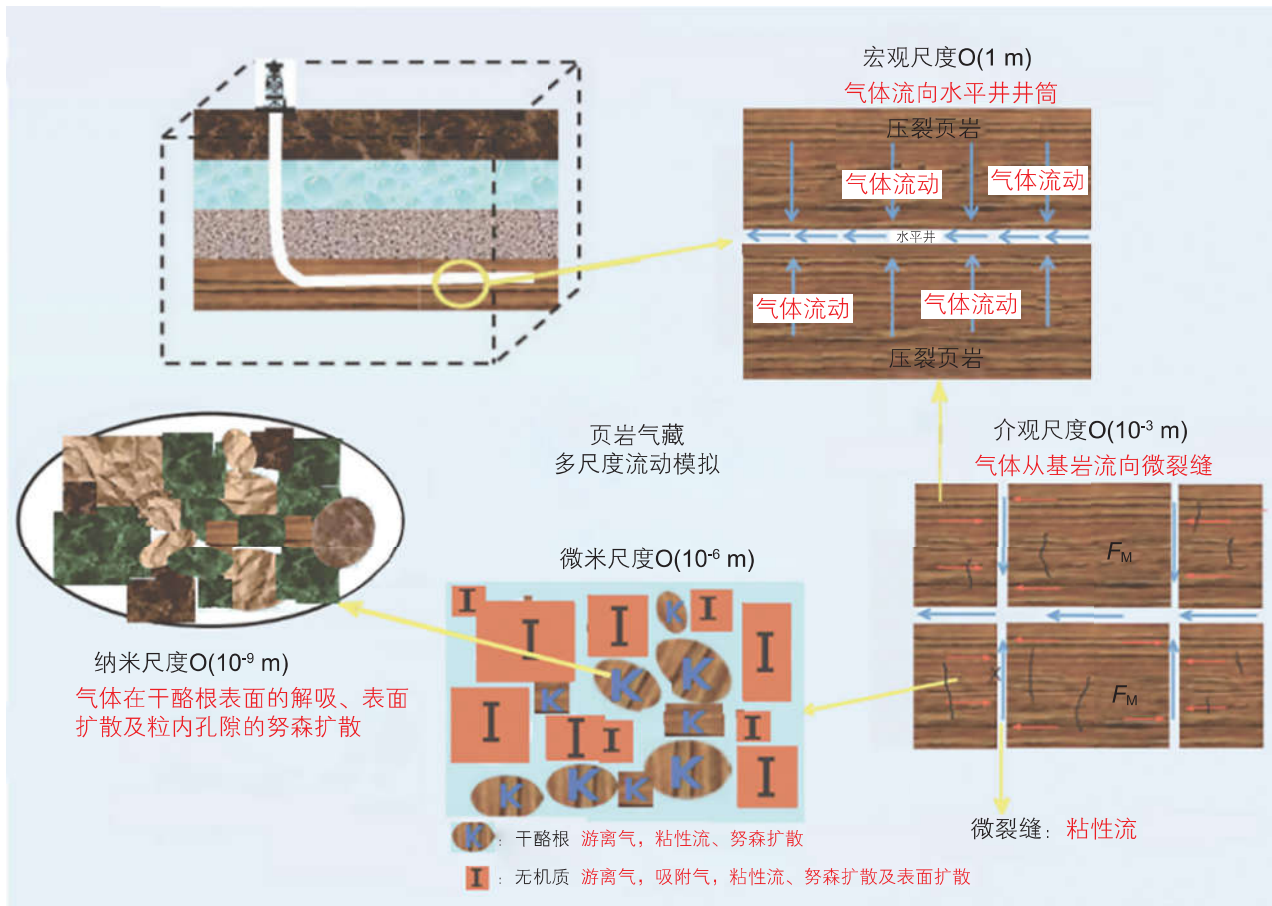


图 20 页岩气藏多尺度示意图

Fig. 20 Multiscale characteristics in shale gas reservoirs

#### 4.1 非常规油气藏分子—孔隙尺度多尺度模拟

分子模拟可以准确地对简单、规则纳米孔隙的流体运移规律进行模拟, 但分子动力学计算量非常大, 模拟的尺寸比较小, 不能对复杂多孔介质进行模拟, 但可以对规则孔隙内的流体行为进行模拟表征, 为孔隙尺度模拟提供壁面影响的壁面作用力、滑移长度、有效黏度、传导率等基础参数。孔隙尺度上目前初步形成了考虑微尺度效应的LBM方法和孔隙网络模型, 但模型中需要分子模拟提供特征参数, 因此分子模拟与LBM及孔隙网络模型耦合可用于研究非常规油气藏微观流动机理。

##### (1) 分子模拟与LBM耦合方法

页岩中存在有机质, 有机质对气体具有吸附性, 由于分子模拟方法能够准确描述气体分子间以及气体分子与固体壁面分子间相互作用力, 因而它常被用来研究有机孔隙中的气体吸附现象, 但分子模拟方法需要计算每个分子与其周围分子间的相互作用力以及每个分子内部原子间的成键相互作用等, 因而其计算量

很大, 只能进行单个纳米孔隙中的气体吸附模拟; 而格子Boltzmann方法(LBM)是一种介观模拟方法, 计算效率更高, 可以模拟孔隙尺度上气体的流动现象。

Zhao<sup>[82]</sup>等人建立了考虑吸附效应的微观格子Boltzmann(LB)模型, 结合分子模拟的方法得到吸附参数, 并模拟了孔隙尺度页岩气的流动和生产(见图21)。首先采用巨正则蒙特卡洛(GCMC)方法模拟单一矿物孔隙内气体的吸附, 得到其吸附曲线, 然后采用LBM模拟相同孔隙内的气体吸附, 通过调整吸附参数使得LBM模拟得到的吸附曲线与GCMC方法模拟得到的吸附曲线一致, 从而得到不同条件下LB模型中吸附参数的大小, 拟合吸附参数与体相气体密度之间的关系式并将该关系式引入到考虑吸附/解吸的LB模型中, 并基于上述构建的LB模型进行考虑吸附/解吸的页岩气流动模拟。结果表明, 吸附效应极大地提高了有机多孔介质中的气体储量, 但有机多孔介质的气体采收率总是低于无机多孔介质, 因为有机质中的吸附气更难开采, 因此, 与无机多孔介质相比, 有机多孔介质中气体产量不一定会更高。吸附效应能否增加气

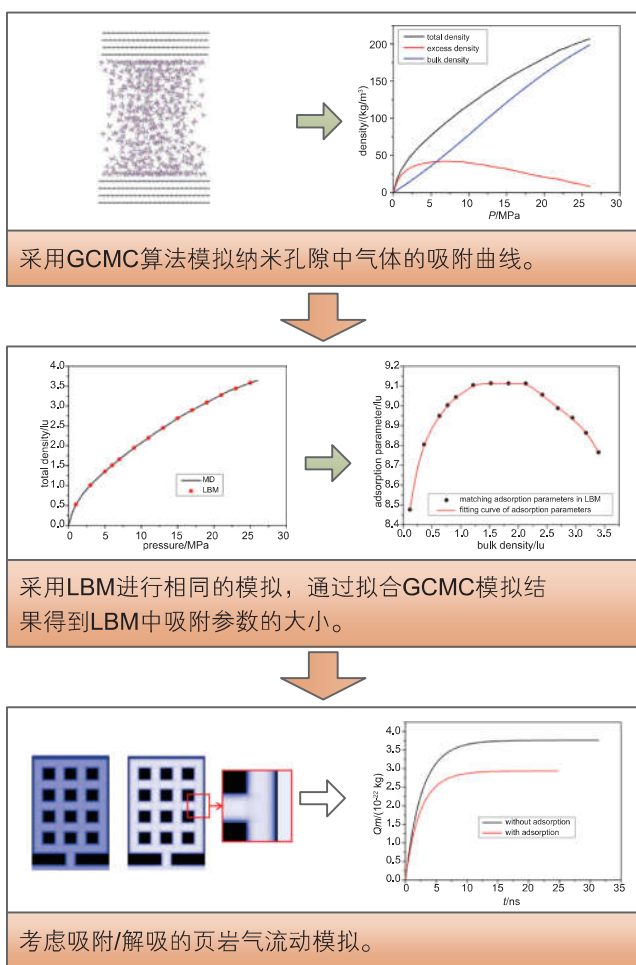


图 21 考虑吸附/解吸的页岩气多尺度流动模拟方法  
 Fig. 21 Multiscale simulation method of shale gas considering adsorption/desorption

体产量是由超额吸附曲线决定的。

(2) 分子模拟与孔隙网络模型耦合方法

Wang<sup>[83]</sup>等人将分子动力学(MD)与孔隙网络模型(PNM)结合,来研究页岩气在分子尺度和孔隙尺度的多尺度流动机理(如图 22)。先用非平衡分子动力学来分别研究油藏条件下,甲烷在方解石、黏土以及有机纳米孔隙中的流动。基于滑移修正的泊肃叶方程,提出了考虑吸附相流体分布的传质模型。随后,将上述模型引入考虑页岩组分和双峰孔径分布的孔隙网络模型中,并给出了页岩基质视渗透率的解析模型。研究结果显示,随着平均孔径的增加,视渗透率一开始增长缓慢,随后迅速增加;与有机质孔隙相比,上述变化在无机质孔隙中更加明显,说明无机质孔隙的孔径分布对页岩的气体运移能力有更大的影响,因为无机质孔隙的孔隙直径远大于有机质孔隙的孔隙直径。最后,Wang等人分析了视渗透率与有机质孔隙比例的关系。有机质孔隙的增加意味着微小孔隙比例的增加和流动通道的减少,虽然在有机质孔隙中,气体的滑移长度更长,但当孔隙直径大于 20 nm时,滑移对流动的增强效果不再明显,说明边界滑移对视渗透率的增强效应无法抵消孔径减小对视渗透率的减小作用,即有机质含量越高的页岩,不一定有更强的气体运移能力。

4.2 非常规油气藏孔隙—岩心尺度多尺度模拟

国内外学者采用均匀化理论的开展了页岩油气藏孔

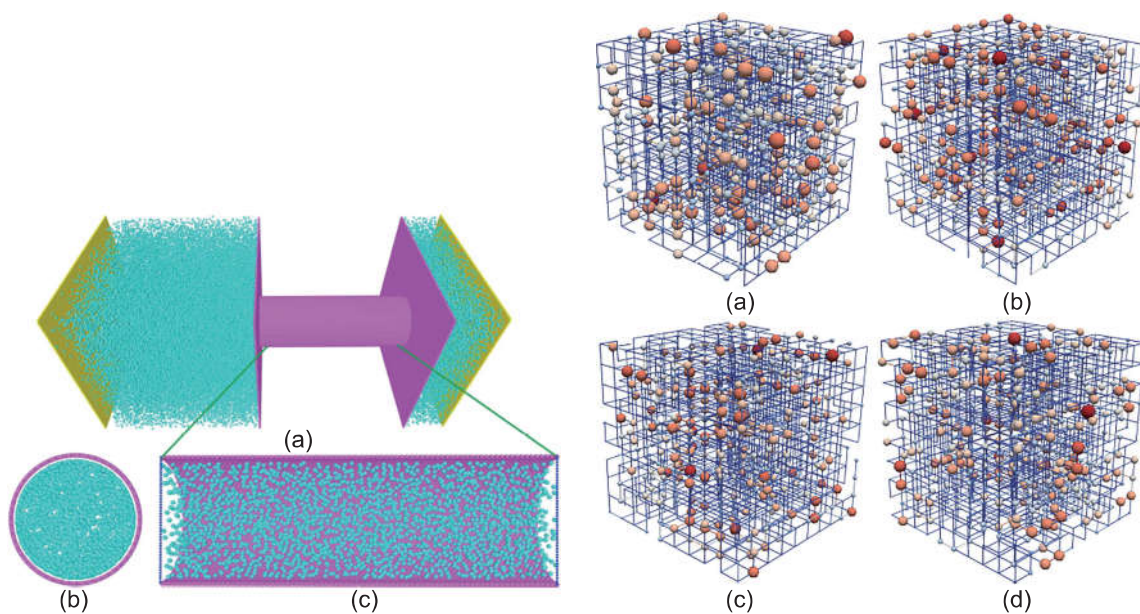


图 22 分子模拟(左)—孔隙网络(右)耦合模拟  
 Fig. 22 Molecular simulation (left)—pore network (right) coupling simulation

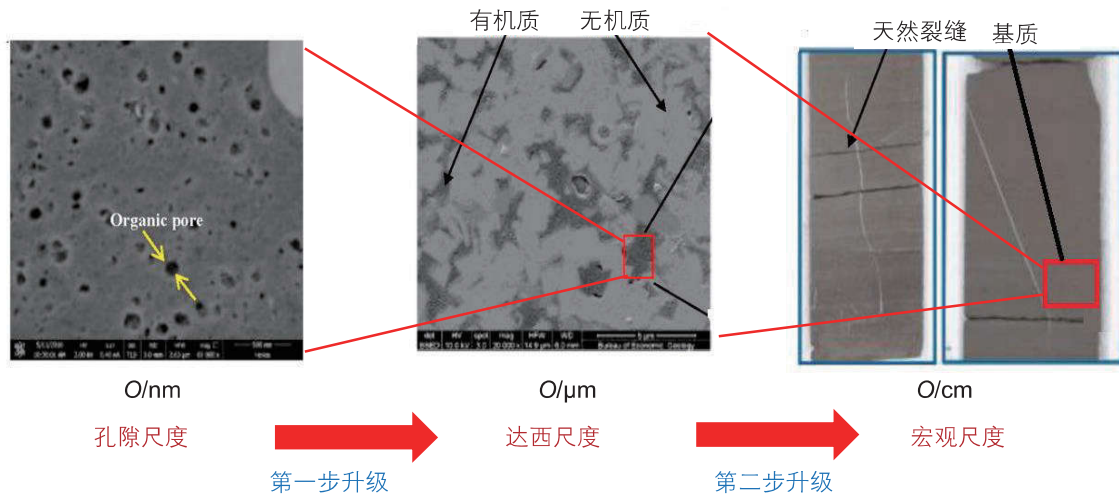


图 23 基于均匀化理论的页岩基质尺度升级流程图

Fig. 23 Upscaling in shale matrix based on homogenization theory

隙尺度—达西尺度—宏观尺度升级研究(如图 23 所示)。

基质孔隙为非常规油气藏的主要储集空间。以页岩气藏为例,页岩基质分为有机质和无机质,有机质孔隙和无机质孔隙具有不同的赋存方式、运移机制及流动模型。

①气相在页岩纳米孔隙努森数较大,连续性假设不成立,达西定律和N-S方程不再适用,因此需采用分子模拟研究页岩气有机质表面的吸附解吸机制,用DSMC或修正的格子Boltzmann方法研究有机质孔隙内的气体运移;液相的分子自由程相对气相偏小,因此液相在页岩纳米孔隙的努森数相对较小,处于滑移流动区,连续性假设成立,N-S方程仍然适用但须考虑滑移边界,达西方程不再适用。

②微米级有机质和无机质内的运移机制,根据其大小,可以按两种方式处理:若有机质和无机质的尺寸大于表征单元体尺寸,则有机质和无机质内连续性假设成立,此时有机质和无机质按连续介质处理<sup>[1]</sup>,有机质内气体考虑吸附气和游离气两种状态,考虑气体在干酪根表面的吸附解吸及吸附气的表面扩散机制、游离气的粘性流和Knudsen扩散机制;无机质内仅考虑游离气的粘性流和Knudsen扩散机制。若干酪根团和无机质的尺寸小于表征单元体的尺寸,则干酪根团和无机质内连续性假设不成立,干酪根和无机质不能按连续介质处理,此时采用修正的格子Boltzmann方法研究干酪根团和无机质内的运移气体。

#### (1) 页岩油藏孔隙尺度—达西尺度升级研究

Fan<sup>[84]</sup>等人基于均匀化理论,建立了页岩油流动的多尺度模型。在孔隙尺度,用考虑滑移边界的纳维—斯托克斯方程描述流体的流动,用多尺度渐近展开的

方法,最终推导得到岩心尺度滑移修正的达西流动模型,并给出了视渗透率的计算公式。同时,用尺度升级后的模型分别模拟计算了油和水在无机质孔隙和有机质孔隙中的视渗透率,与分子模拟的结果十分吻合,从而验证了模型的正确性。另外,将以上研究应用于分形多孔介质,可以发现:(1)对于分形多孔介质,只需考虑主方向的渗透率;(2)滑脱效应存在阈值。对于油分别在有机质和无机质孔隙中流动的情况,当孔隙尺寸分别大于658 μm和7.46 μm时,滑脱效应可以忽略。(3)视渗透率随着分形维度的增加而增加,但滑脱效应会随之减弱。

#### (2) 页岩油藏达西尺度—宏观尺度升级研究

国内外学者采用均匀化理论来建立考虑有机质与无机质非均质性的页岩基质宏观流动数学模型(一般假设有机质和无机质为连续介质,小尺度上也为达西尺度,因此升级为小尺度的非均质达西形式升级为统一达西形式)。

Darabi等人<sup>[85]</sup>考虑有机质、无机质间不用视渗透率而利用均匀化理论升级得到页岩气基质渗流模型,并以此提出了一种考虑吸附气的页岩气脉冲实验解释模型并成功解释了实验数据。

孙海<sup>[86]</sup>等人基于均匀化理论建立了考虑页岩基质有机质分布特征和相应运移机制的尺度升级数学模型(见图 24),在小尺度模型中考虑有机质和无机质赋存方式和运移机制的差异性。其中,微观尺度上有机质和无机质均采用连续介质表征,假定气体在有机质内仅存在游离气,考虑粘性流和Knudsen扩散;气体在有机质内存在吸附气和游离气,除考虑粘性流和Knudsen扩散外,还考虑吸附层厚度和表面扩散对运

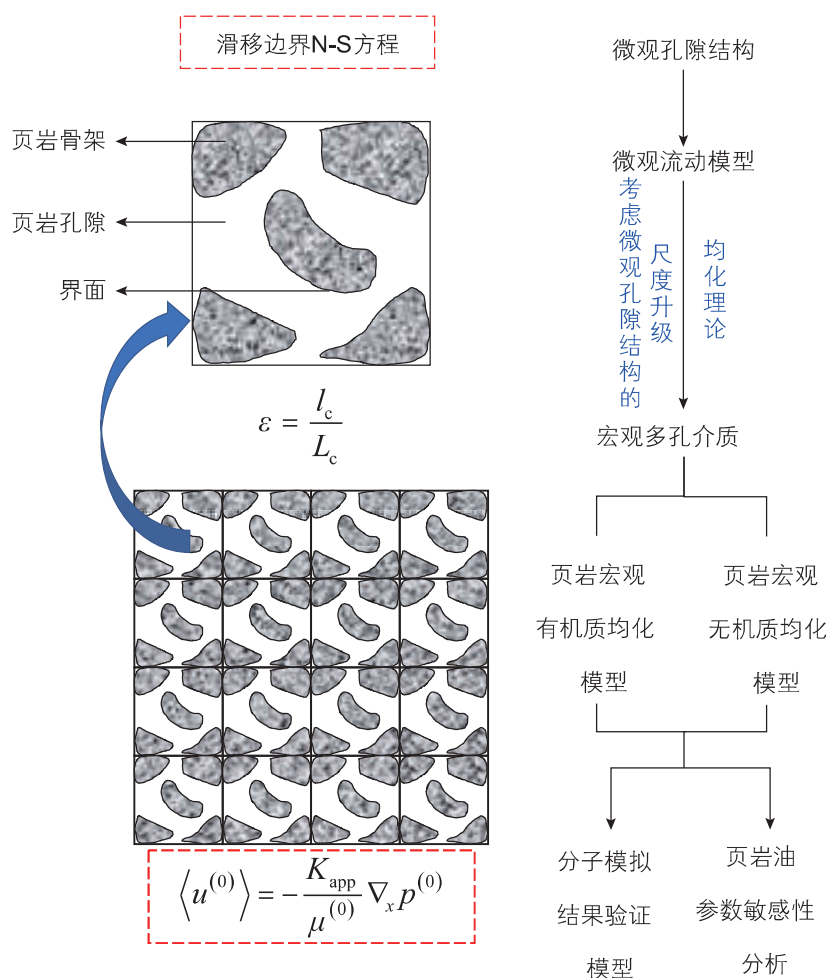


图 24 基于均匀化理论的页岩油孔隙尺度—达西尺度升级流程

Fig. 24 Upscaling between pore scale and darcy scale in shale oil reservoirs based on homogenization theory

移机制的影响；气藏在生产过程中温度保持不变，气体在有机质表面的吸附满足 Langmuir 等温吸附方程。数值模拟结果表明，传统上具有相同宏观运移参数的基岩，若其有机质分布不同，采用尺度升级后的宏观模型计算的压力变化和产量均不同，且吸附能力越强，该影响越大，当吸附能力较强时，宏观数值模拟必须考虑有机质微观分布特征进行尺度升级，才能准确描述页岩气的开发动态(见图 25)。

Fan<sup>[87]</sup>等人用均匀化理论的方法推导了考虑粘性流、努森扩散、表面扩散以及真实气体效应等多种运移机理和非均质性的页岩气运移的宏观等效方程，并用该方程成功解释了压力衰减实验的结果(见图 26)。结果有以下几点：(1)在压力衰减实验中，吸附气不可忽略；(2)对于随机分布模型，渗透率的各向异性可以忽略。但对于双重介质模型，当表面扩散主导页岩气的流动时，忽略渗透率的各向异性会导致有效渗透率比实际值偏小；(3)当孔隙压力低于 2 MPa 时，

页岩气的运移以努森扩散为主导，表面扩散的影响随孔隙压力的增加而增加；(4)宏观的整体视渗透率主要由连通相的渗透率决定，但也受不连通相渗透率的影响；(5)当孔隙压力低于 3.52 MPa 时，有效渗透率会随有机质含量的增加而减少，但当孔隙压力高于 3.52 MPa 时，有效渗透率会随有机质含量的增加而增加，这一点与传统的研究结果是不同的，因为传统研究中并没有考虑有机质含量与气体吸附能力的关系，如图 27 所示。

### 4.3 考虑裂缝的非常规油气多尺度流动模拟(尺度升级)

页岩储层中除了发育有机质和无机质外，还有大量的天然裂缝，同时由于采用水力压裂的方式进行开发，还会存在大量的水力裂缝，页岩油气的流动更具有多尺度的特征。

双重介质模型已经被广泛地应用到裂缝性油气藏数值模拟中，最早由 Warren 和 Root 提出。该模型将油

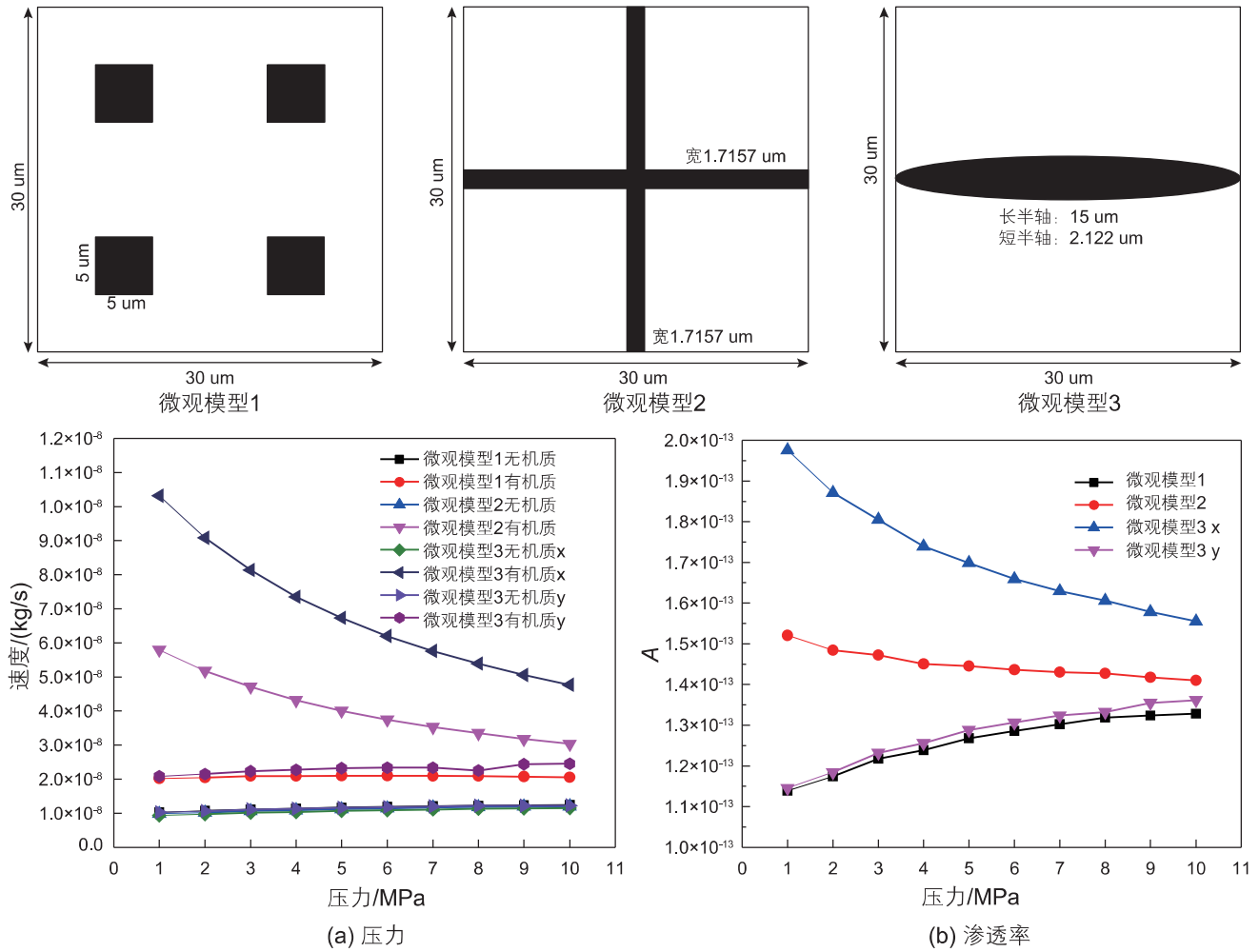


图 25 不同压力下小尺度区域的平均速度(a)和等效参数A(b)(模型中黑色—有机质, 白色—无机质)  
 Fig. 25 Average velocity (a) and equivalent parameter A(b) of small-scale regions under different pressures (black, organic matter; white, inorganic matter)

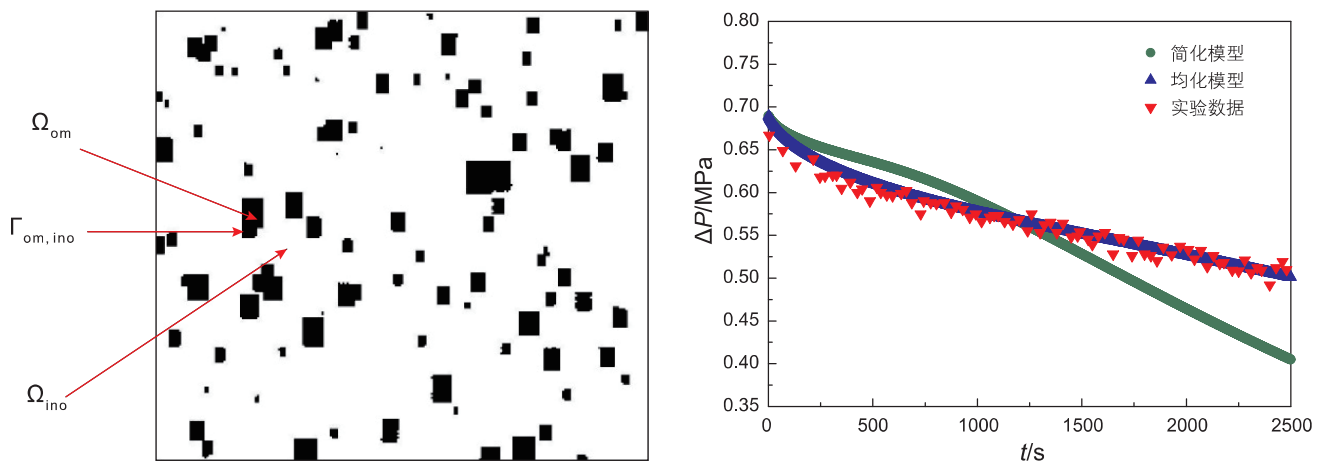


图 26 均匀化模型与压力脉冲实验对比  
 Fig. 26 Comparison between homogenization model and pressure pulse experiment

藏流动单元分为渗透率极低的基岩和高流动能力的相互连通裂缝, 假设基岩以块状分布在裂缝网络中, 在

数值模拟过程中, 基岩被认为是裂缝系统的源项, 不考虑基岩相互之间的流动。Akkutlu<sup>[88]</sup>等人用尺度升

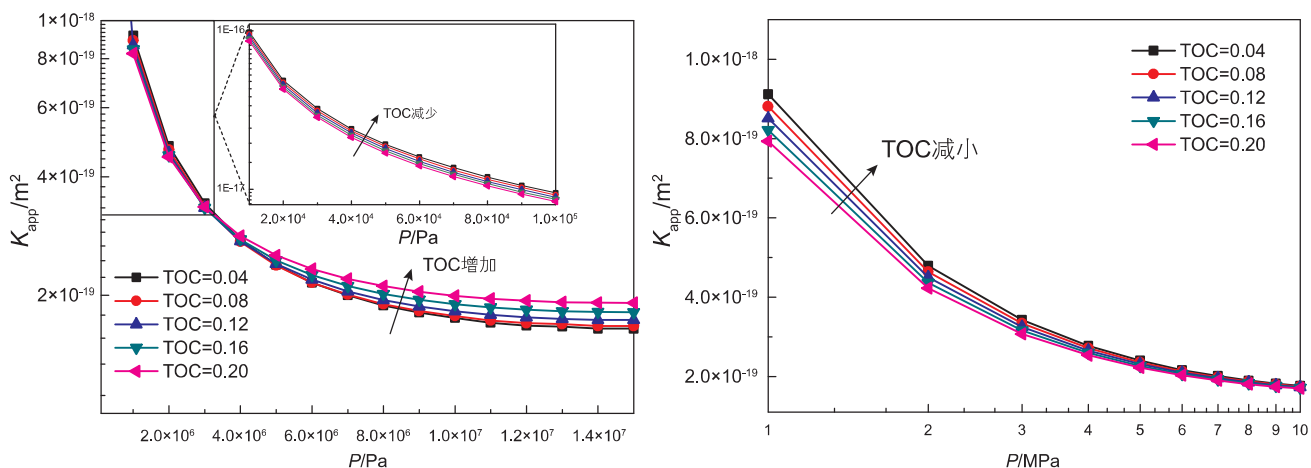


图 27 不同 TOC 含量预测的基质视渗透率  
 Fig. 27 Predicted apparent permeability of matrix in different TOC

级的相关方法研究了干酪根非均匀分布的页岩中的气体多尺度运移规律。作者采用了双重介质模型，页岩渗透率主要由无机基质和裂缝决定，干酪根作为一种纳米级多孔有机质，分布在基质中，形成由有机质孔隙、无机质孔隙、基岩和裂缝组成的连续体，并且认为，气体在该连续体中的运移是按有机质—无机质—裂缝的顺序进行的(见图 28)。Akkutlu 等人首先分别建立了有机质、无机质和裂缝中自由气以及有机质中吸附气的质量守恒方程，然后将上述方程用于气体渗透性实验和压力脉冲衰减实验，实验结果表明，干酪根中气体与固体的相互作用会引起很强的分子运移和瞬态效应，吸附气在有机质孔隙壁上的运移成为有机质孔隙中气体运移的主要方式。为了进一步研究干酪根在气体运移中的作用，Akkutlu 使用了小波理论 (small-fluctuation theory) 的尺度升级方法，将干酪根的孔隙度写成  $\phi_k = \bar{\phi}_k + \tilde{\phi}_k$ ，其中  $\bar{\phi}_k$  为孔隙度平均值， $\tilde{\phi}_k$  为小波动，可以表示干酪根分布的非均质性的影响。将其他相关参数均写成以上形式，带入到质量守恒方程中，即可得到考虑干酪根分布的非均质性的尺度升级模型，再次将模型应用到渗透性实验和压力脉冲衰减实验中，分析干酪根非均质性对气体存储和运移的影响。

Akkutlu 等人<sup>[89-90]</sup>基于均匀化理论并考虑粘性流、Knudsen 扩散、表面扩散等流动机理推导得到均匀化多尺度气体流动模型，并与广义多尺度有限元 (GMsFEM) 耦合求解多尺度裂缝性页岩气藏气体流动数学模型，证明了多尺度方法比常规方法具有更高效率。Talonov 等人<sup>[91]</sup>基于 Akkutlu 等人所推导的均匀化多尺度气体流动模型，建立了二维数值随机有机质分

布均匀化模型。Panfilov 等人<sup>[92]</sup>将页岩储层看作一系列自洽双重孔隙介质模型来描述基岩与天然裂缝中的流动，利用均匀化理论推导得到描述页岩气多尺度流动特征的数学模型，该模型中考虑了干酪根内溶解气的影响。

Le<sup>[93]</sup>等人应用均匀化理论的方法，研究了基质与水力裂缝耦合的页岩气藏中气体的流动。首先在纳米孔隙中用 Langmuir 单层等温吸附模型来描述有机质孔隙中页岩气的吸附状态，然后将纳米尺度模型升级到微米尺度。在微米尺度模型的基础上，将干酪根中气体的扩散方程与水中溶解气的 Fick 扩散和颗粒间孔隙中自由气的达西流耦合，然后将微米尺度的模型升级到介观尺度，得到页岩基质在介观尺度的等效模型。随后采用降维的方法，将裂缝处理成界面，与基岩的等效模型耦合，形成基岩—裂缝耦合的页岩气藏模型，并对该模型进行模拟求解。结果表明，增加裂缝渗透

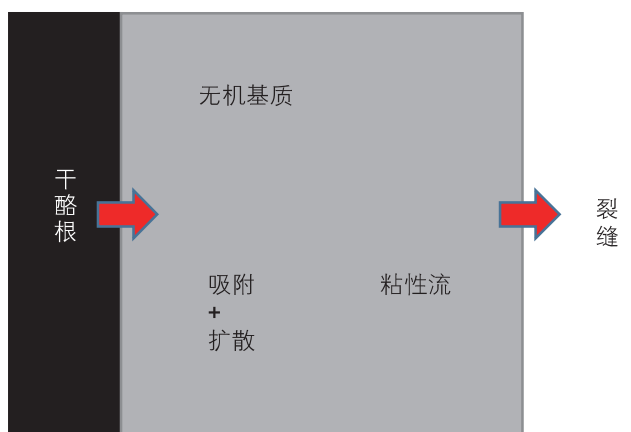


图 28 连续体中气体运移顺序示意图<sup>[88]</sup>  
 Fig. 28 Gas migration sequence in continuum<sup>[88]</sup>

率和减小含水饱和度会提高页岩气的采收率，而有机质含量对气藏的长期开发有重要影响。

樊伟鹏<sup>[94]</sup>利用均匀化理论对双重介质模型进行了推导，并建立了页岩气藏开发过程中的宏观等效模型。该研究中将页岩气藏视为厚度恒定的封闭箱体模型，将其划分为已压裂区域(SRV)和未压裂区(USRV)，压裂区用由孔隙尺度升级得到的等效模型来模拟页岩气在基质中的流动，用尺度升级后的双重介质模型模拟页岩气在孔隙介质和天然裂缝中的流动，用嵌入式离散裂缝模型模拟水力裂缝中的气体流动；未压裂区仅考虑页岩气在孔隙介质中的流动。然后对该数学模型进行数值求解，在时间上采用一阶向后差分计算，空间上采用有限体积法(FVM)方法进行离散，并用Picard迭代法对离散后的非线性代数方程进行求解，并分析了吸附气、压裂工艺参数、天然裂缝参数以及孔隙介质运移参数等因素对页岩气生产动态的影响(见图29)，为页岩气藏的有效开发提供了理论依据。

#### 4.4 非常规油气藏流固耦合尺度升级

非常规油气藏开采过程处于复杂地应力场和渗流场的共同作用中，流固耦合效应显著。而目前非常规油气藏多尺度升级方面的进展大多仅局限于流动过程，大多未考虑流固耦合效应，课题组在页岩油气藏流固耦合尺度升级方面取得了初步进展。

Yan<sup>[95]</sup>等人开展了裂缝性页岩气藏的流固耦合尺度升级研究。考虑页岩气藏的多尺度特征：微米级有机质基质和无机质基质、厘米级的天然裂缝以及宏观(米级)的水力裂缝(如图30所示)，采用均匀化理论进行两步(次)升级。第一步升级首先推导了含有机质和无机质的基质等效模型，将页岩基质看成是由有机质和无机质组成的非均质多孔弹性介质，考虑真实气体在两者中不同的赋存方式和流动机制，建立微尺度流固耦合模型，然后采用均匀化理论进行尺度升级，推导页岩基质岩心尺度等效流固耦合模型，并给出相关等效参数的定义和计算方式。第二步升级将等效基

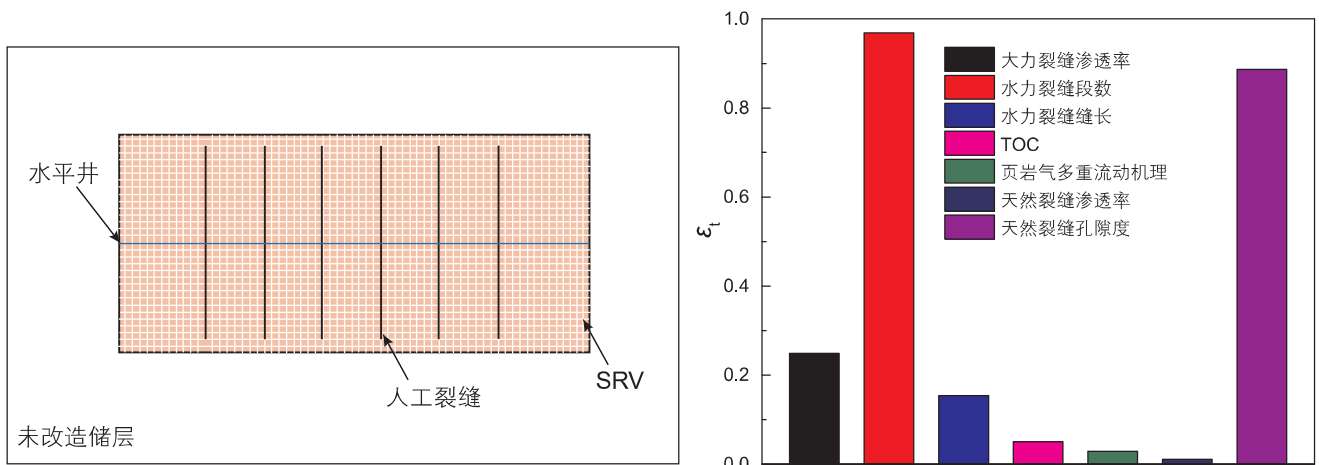


图 29 基于尺度升级的页岩气产量影响因素综合分析<sup>[94]</sup>

Fig. 29 Analysis of effects to shale gas production based on upscaling<sup>[94]</sup>

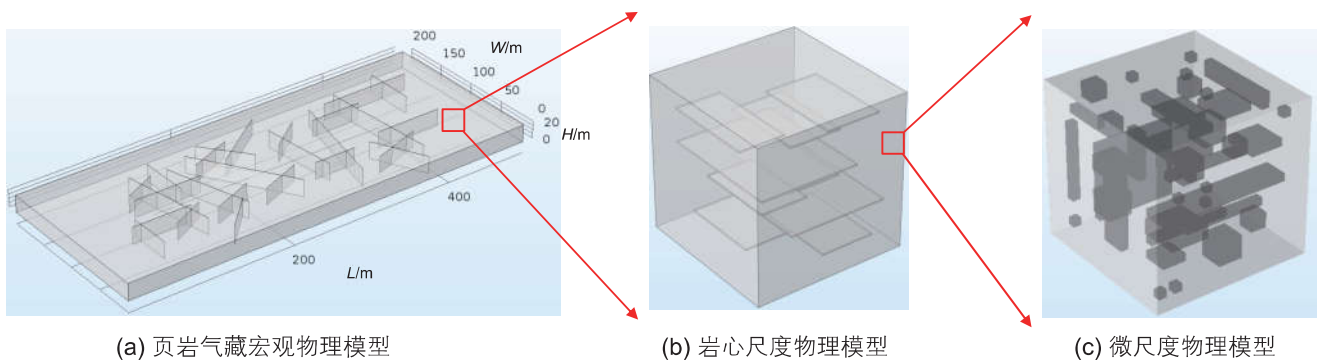


图 30 页岩气藏流固耦合尺度升级示意图

Fig. 30 Upscaling of hydro-mechanical coupling in shale gas reservoirs

质模型与天然裂缝结合，推导出宏观尺度的等效方程。因此推导的宏观等效连续介质模型中，就包含了微观的有机质、无机质和天然裂缝特征。

在此基础上，用嵌入式离散裂缝模型表征天然水力裂缝，然后分别用模拟有限差分法和稳定扩展有限元法对流动模型和力学模型进行离散，用序贯隐式方法对宏观等效流固耦合模型进行模拟求解，揭示了页岩气的多尺度流固耦合特征，如图 31 和 32 所示。模拟结果表明：(1)有机质(干酪根)和天然裂缝都对页岩气的开采有重要影响，干酪根的影响主要体现在开发的后期，而天然裂缝在开发的全时期都有影响；(2)累计产气量随有机质含量、天然裂缝的条数和连通性的增加而增加，相比于天然裂缝的条数，连通性对产

量的影响更明显；(3)水力裂缝的性质，如初始渗透率以及支撑剂的形变等都对页岩气的生产有重要影响。

### 5 缝洞型油气藏的多尺度渗流力学

缝洞型碳酸盐岩油气藏是一种特殊类型的油气藏，储集空间类型丰富，主要以构造变形产生的裂缝和岩溶作用形成的孔、缝、洞为主，而且洞、缝空间尺度从几微米到几十米跨越了多个数量级，具有强烈的非均质性和多尺度性，如图 33 所示。此类油藏中的流体流动，既有多孔介质渗流又有大尺度的自由流动，是一个复杂的耦合流动。因此油藏模拟的主要困难在于油藏的多尺度表征以及复杂耦合流动，模拟的精度则

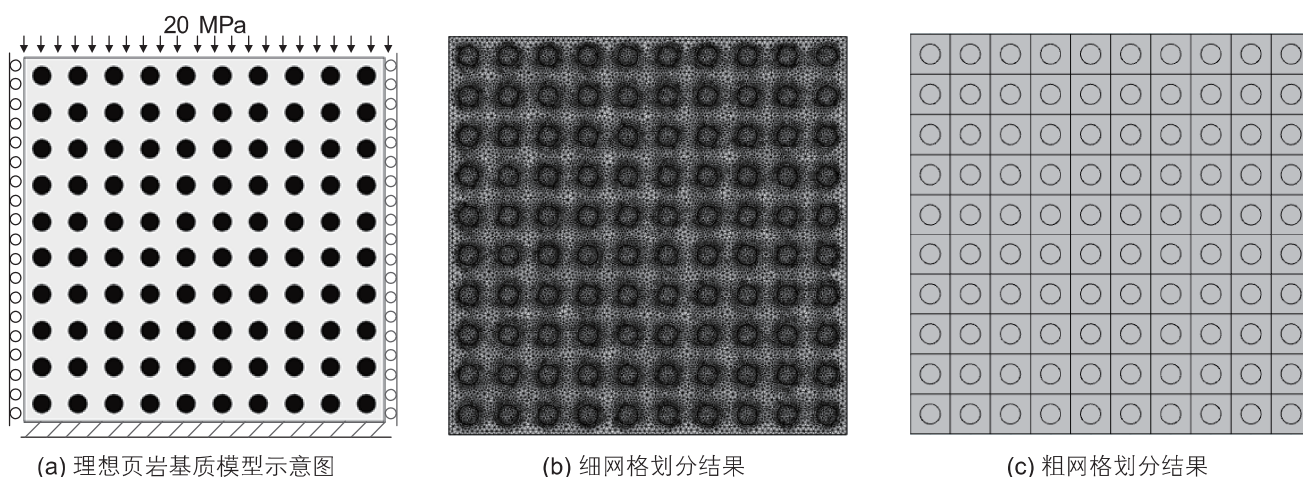


图 31 有机质均匀分布模型示意图及不同网格划分结果

Fig. 31 Organic matter uniform distribution model and results of different grids

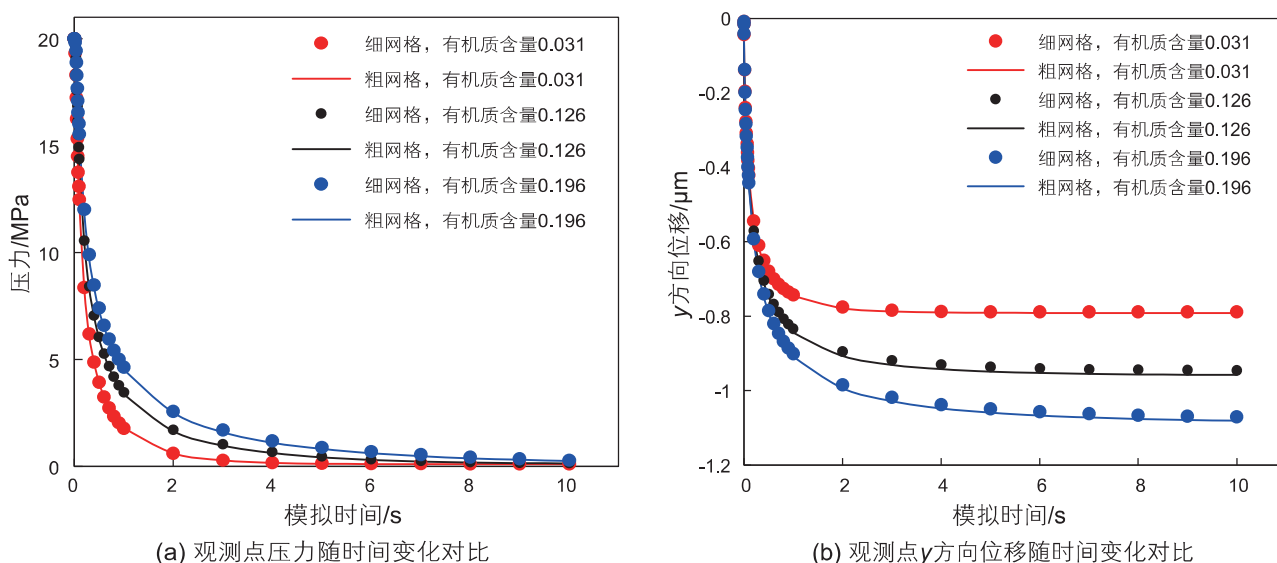


图 32 不同有机质含量下尺度升级粗网格与细网格计算的的压力和位移对比

Fig. 32 Comparisons of pressure and displacement of two different methods for various  $a_{TOC}$



很大程度取决于地质模型的精度。

目前地质建模技术可生成精细地质模型,其中包含大量的地质信息数据,一般的地质模型可达数百万甚至数亿个网格单元,若采用传统的有限差分或有限元法求解,需对小尺度信息进行分析,导致计算量巨大,很难在现有计算机技术条件下实现数值模拟。在实际工程计算中,许多专家学者采用网格粗化法模拟这类问题。网格粗化后将大大减少计算量,但粗化后的大尺度油藏数值模拟不能充分捕捉油藏小尺度特征。对此,近年来国内外不少学者提出了一些多尺度数值模拟方法。

### 5.1 缝洞型油藏的流动尺度升级

尺度升级的方法有多种<sup>[13]</sup>,目前缝洞型油藏的流动中常用的方法为均匀化理论和体积平均法。均匀化理论一般应用在周期性问题上,假定存在宏观和微观两个尺度,微观尺度的方程通过双尺度渐进展开得到宏观尺度上均化的方程和参数,该方法适用的条件是微尺度空间尺寸相对于宏观尺度必须趋于零。而体积平均法一般采用平滑化和空间平均公式进行尺度升级,不需要有小尺度假设,因此不需要假定必须有两个尺度相差较大的空间,一般在REV尺度上进行升级。

#### (1) 均匀化理论

随着对尺度升级方法研究的推进,国内外专家学者逐渐将该方法应用至缝洞型油藏数值模拟。Popov<sup>[96]</sup>

对裂缝和溶洞进行尺度升级,然后利用多尺度基函数捕捉升级后的裂缝和溶洞的非均质性。该方法虽然计算效率高,但是不能精确描述裂缝和溶洞内的流体流动。为了描述缝洞内的流体流动,Gulbransen等<sup>[97]</sup>将裂缝和溶洞显式处理。该方法通过求解Darcy-Brinkman方程获得缝洞流动的速度基函数,并使用速度基函数构建Darcy方程形式的粗网格系统。

在自由流-渗流耦合模型中,均匀化理论与体积平均法是推导耦合界面条件的有效方法。从微观尺度出发,基于均匀化理论或体积平均理论,引入surface-excess函数,建立对应的跳跃条件。Ochoa-Tapia与Whitaker<sup>[25,98]</sup>对Stokes方程应用体积平均法得到了应力跳跃条件。最近,Valdés-Parada等人<sup>[99]</sup>基于体积平均法,推导了速度与应力跳跃条件。基于两次尺度升级与渐近匹配方法,Chandesris与Jamet等人<sup>[100-102]</sup>也建立了速度与应力跳跃条件。Marciniak-Czochra与Mikelic等人<sup>[103]</sup>根据均匀化理论建立了跳跃条件。然而推导得到的条件中通常含有未知附加项,在数值模拟中无法确定,因此一般简化为界面上法向的质量与动量连续性条件。

均匀化理论可用来推导多孔介质内不同尺度介质耦合的宏观控制方程<sup>[17]</sup>以及获取等效渗透率等渗流参数<sup>[18]</sup>。本课题组<sup>[18-20]</sup>针对缝洞型介质的特点提出了离散缝洞网络宏观流动数学模型,该模型将缝洞型介质划分为岩块系统、裂缝系统和溶洞系统。其中裂缝和

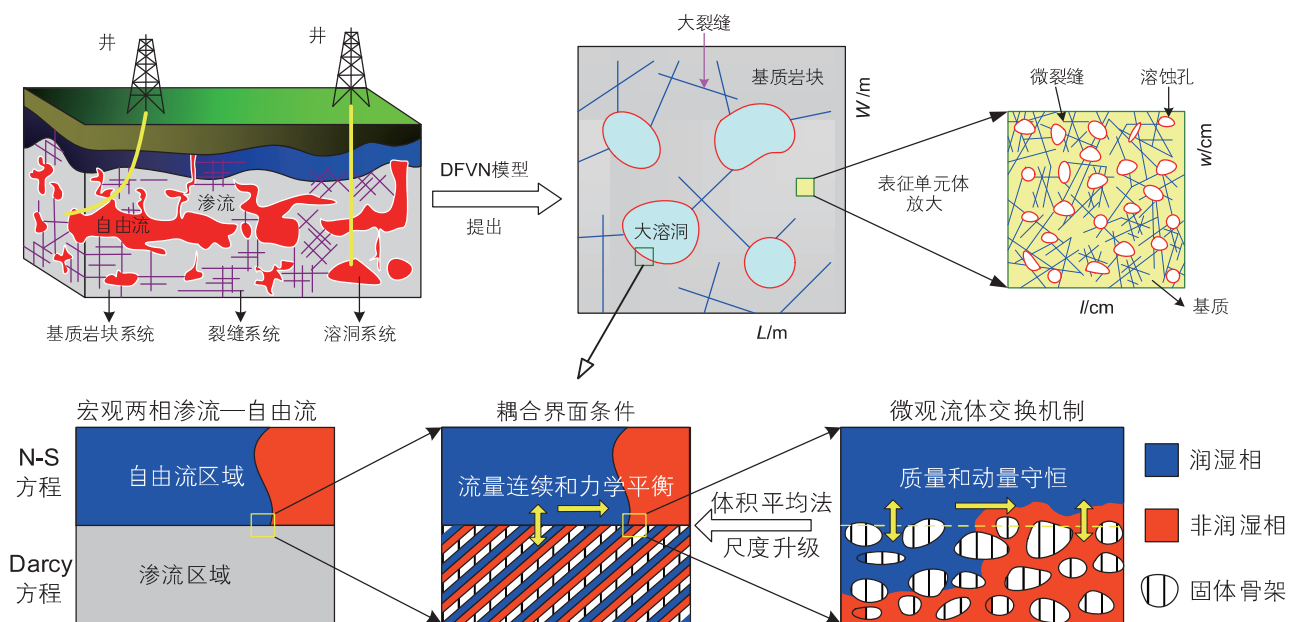


图 33 离散缝洞网络模型及其渗流-自由流耦合条件示意图

Fig. 33 Discrete fracture-vug network model and coupling interface condition between free flow and porous flow domains

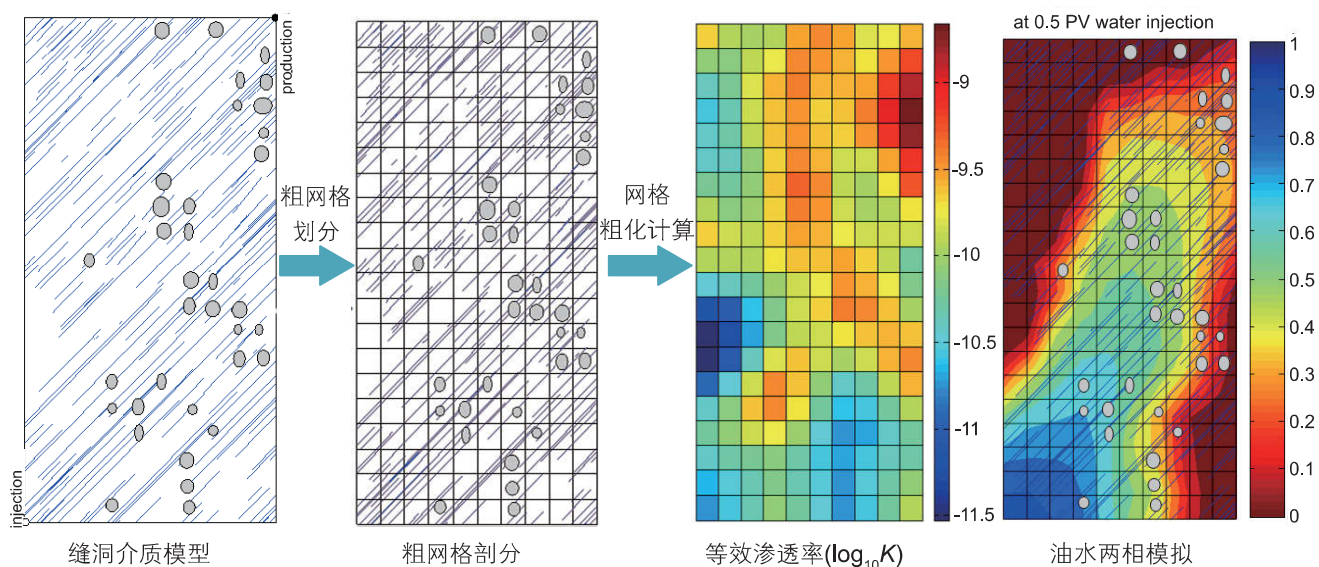


图 34 缝洞型油藏网格粗化及等效数值模拟

Fig. 34 Upscaling and equivalent numerical simulation of fractured-vuggy reservoirs

溶洞嵌套于岩块中，并相互连接成网络；岩块和裂缝系统视为渗流区域，溶洞系统视为自由流动区域。基于均匀化理论对离散缝洞网络宏观流动数学模型进行了尺度升级分析，推导得到了大尺度上的等效Darcy流动方程，并给出了缝洞型介质等效渗透率张量的求解公式，并以简单缝洞型介质为例对模型进行了验证(见图 34)<sup>[18]</sup>。

高速通道压裂是近年在非常规致密油气资源开采中出现的新工艺，已广泛推广实施，并取得了良好的增产效果。本课题组<sup>[20]</sup>应用均匀化理论研究了高速通道压裂裂缝高导流能力的形成机制及其影响因素。从流体力学理论出发，首先将高速通道压裂裂缝内形成的支撑剂簇团视为渗流区域，簇团间的大通道视为自由流动区域；然后基于Darcy-Brinkman方程建立了裂缝内的流动数学模型，采用均匀化理论对该流动数学模型进行了尺度升级，推导得到了高速通道压裂裂缝的渗透率，揭示了其高导流能力的形成机制。

(2) 体积平均方法

近年来，本课题组<sup>[27]</sup>针对渗流-自由流耦合流动问题也做了大量的理论和实验研究。理论层面上，从微观孔隙尺度N-S方程出发，基于体积平均法进行两次尺度升级，引入特定的尺度约束分别得到宏观尺度下渗流区域Darcy方程和自由流区域N-S方程，引入surface-excess函数建立了相应的耦合界面条件，从而形成完整的渗流-自由流耦合流动数学模型。该条件在BJ条件的基础上进行了λ系数修正，利用实验进一

步验证了该界面条件的正确性(如图 35 和图 36)。

5.2 缝洞型油藏的多尺度流动模拟

缝洞型碳酸盐岩油藏具有孔隙类型多、空间尺度差异大的特点，且几何形态复杂，一般需采用非结构化网格进行离散，导致缝洞型碳酸盐岩油藏数值模拟的计算量巨大。传统数值计算方法，难以满足油田级大规模计算的需求。多尺度计算方法的发展为缝洞型油藏的多尺度流动模拟提供了一条行之有效的途径，具有广阔的应用前景(见图 37)。目前缝洞型油藏的多尺度流动模拟已经有了一些研究结果，例如多尺度有限元法、多尺度混合有限元法和模拟有限差分法等的

(1) 多尺度有限元法应用

实际离散裂缝地质模型通常具有复杂的几何形态，且裂缝数量众多(如图 38 所示)。无论是对于渗流场还是应力场，传统数值计算方法都面临计算量大的瓶颈，即使是采用高性能并行计算也难以满足实际工程分析的需求。因此，建立一种既能保证计算精度又能减少计算量的新型数值方法成为近年来的研究热点。近年来，多尺度有限元法逐渐扩展至缝洞型油藏研究中。最近，广义多尺度有限元法被应用于裂缝性介质页岩气流动模拟中。Efendiev等<sup>[11]</sup>基于广义多尺度有限元法对离散裂缝模型进行了研究，适用于非线性模型，提高了通用性。为了简化网格剖分过程，进一步提高计算效率，张娜等<sup>[104-105]</sup>利用离散裂缝模型对裂

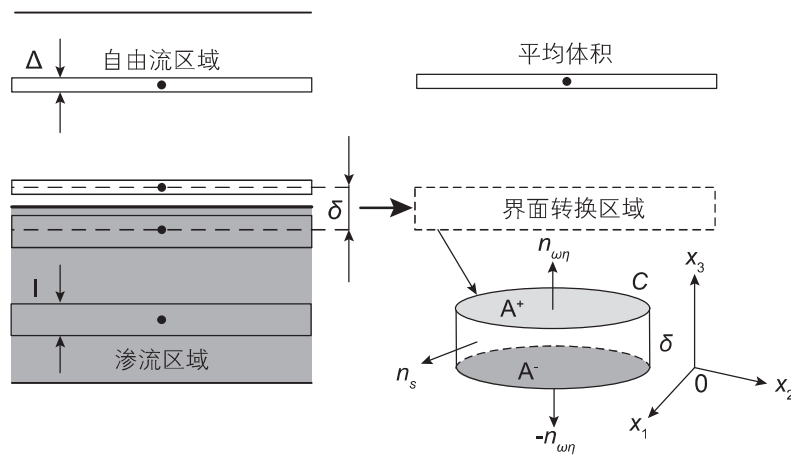


图 35 耦合界面条件分析模型  
Fig. 35 Sketch for the condition at the interface

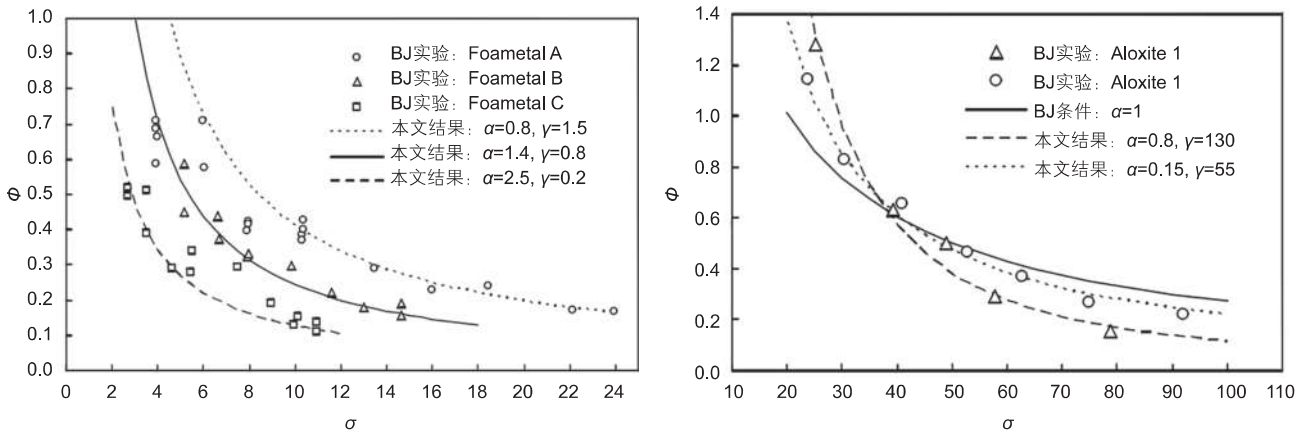


图 36 耦合流动模型解析解与 Beavers-Joseph 实验数据对比  
Fig. 36 Comparison between analytical solutions of coupling model and data from Beavers-Joseph experiment

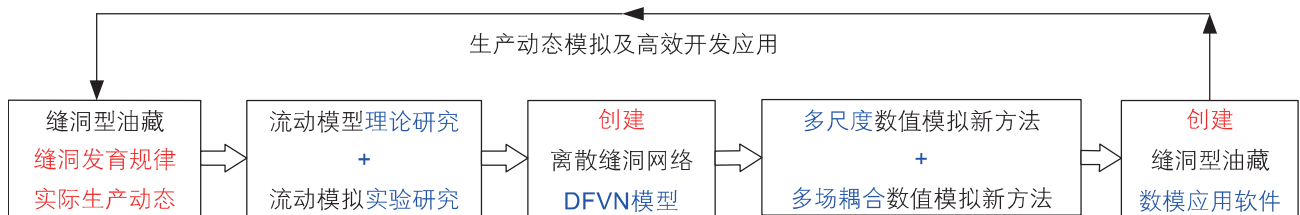


图 37 缝洞型碳酸盐岩油藏流动模拟研究思路  
Fig. 37 Simulation method of fractured-vuggy carbonate reservoirs

缝进行降维处理，用多尺度有限元求解离散裂缝模型，结合全局信息提高计算精度，能够描述裂缝内流体的流动。

在缝洞型油藏流动模拟中，流体的流动是一个复杂的多尺度多物理场问题。传统的有限元法仅依据单元节点坐标值构造基函数，其基函数不能够反映地层流体流动的物理实质，而多尺度有限元法的基函数是通过使其满足相应的定解问题来构造的，基函数能够

反映单元内介质特性。将多尺度有限元法引入到裂缝性油藏的离散裂缝模型研究中：将粗网格中的小尺度裂缝信息反映到大尺度单元上的多尺度基函数中，创建一套裂缝性油藏多尺度精细流动模拟理论与方法，可以在降低计算量的同时刻画出小尺度精细流动，可为裂缝性和缝洞型油藏的高效开发提供技术指导。

本课题组<sup>[106]</sup>将多尺度有限元法推广到缝洞型油藏的多尺度流动模拟中，在减少计算量的同时保证计算

精度。多尺度有限元法的关键是建立粗网格上的多尺度基函数，采用多尺度有限元法求解的首要条件就是假设小尺度势场和饱和度场可以被相应的基函数近似表示。并针对传统多尺度有限元法不满足局部守恒这一缺点，首次提出多尺度局部守恒有限元法，区别在于在网格单元添加了边界流量条件，使得该方法满足局部守恒。并通过数值算例验证了该方法的正确性和可靠性(如图 38 所示)。

(2)多尺度混合有限元法应用

早在 20 世纪 70 年代，Raviart 和 Thomas<sup>[40]</sup> 便将混合有限元方法成功地应用于油藏数值模拟中，并提出了著名的低阶  $RT_0$  混合有限元计算格式。最近，Hoteit 和 Firoozabadi<sup>[41]</sup> 结合混合有限元和间断伽辽金有限元方法，对离散裂缝模型不可压缩两相流问题进行了研

究。在处理交叉裂缝时，提出了一种加权上游迎风计算格式，具有较高的计算精度。对于混合有限元法，其压力和速度基函数的构造是其关键。目前，对于三角形、四边形以及规则六面体，其基函数的构造有成熟理论和方法。然而，对于三维非结构化网格，如四面体和不规则多面体单元，尚未有成熟通用的方法，这在一定程度上制约了混合有限元在离散裂缝油藏数值模拟中的发展和应用。

多尺度混合有限元在对基函数的处理上，能够反映单元内参数变化导致的速度分布特征，在处理非均质问题上有显著的优越性。对于裂缝性油藏，多尺度混合有限元方法具有很好的适用性。对于裂缝性油藏流固耦合问题，由于在渗流场中流体在基岩和裂缝中是连续的，而在位移场中裂缝通常作为不连续面或线

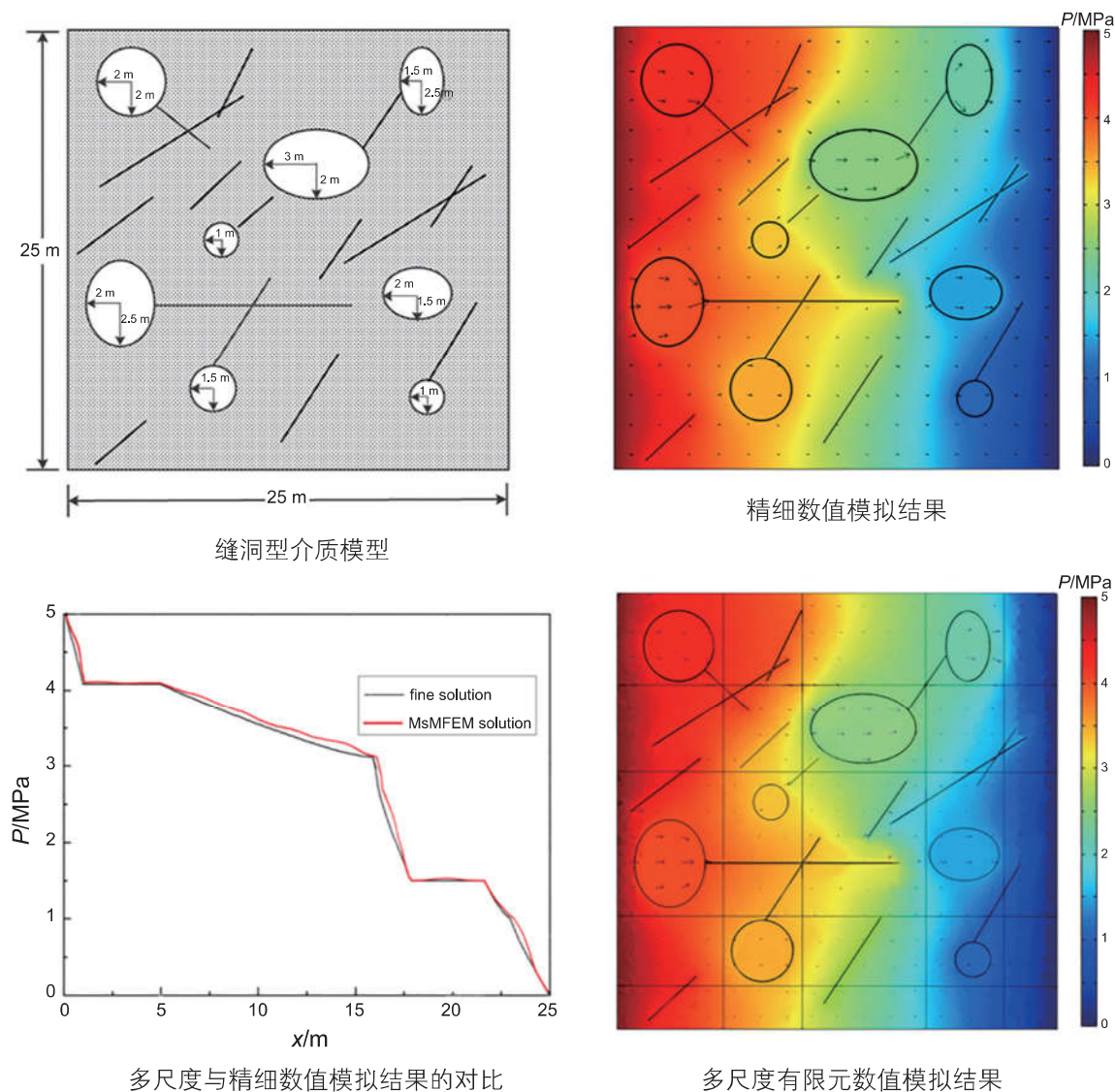


图 38 缝洞型碳酸盐岩油藏多尺度有限元流动数值模拟

Fig. 38 Numerical results of fractured-vuggy carbonate reservoirs using MsFEM

来处理,这一矛盾导致离散裂缝模型的流固耦合研究难度很大。如何在多尺度基函数构建中解决这一矛盾是关键。

对此,本课题组借鉴Castelletto等<sup>[81]</sup>提出的混合多尺度方法的思想,针对不同的物理场采用不同的计算方法。本课题组<sup>[111]</sup>将离散裂缝模型和多尺度混合有限元相结合,仅需进行宏观大尺度计算,通过多尺度基函数来刻画小尺度裂缝精细流动特征,在保证计算精度的同时降低了计算量。在小尺度上,采用模拟有限差分法构建离散裂缝模型的多尺度基函数,该方法不仅具有良好的局部守恒性,而且适用于任何复杂离散裂缝网格。本课题组<sup>[18,42,107-108]</sup>基于多尺度混合有限元法对离散裂缝性介质油水两相流问题进行了研究。在局部区域使用混合有限元计算离散裂缝模型速度基函数,并在多尺度混合有限元的框架下组建大尺度方程,保证了渗流速度的局部守恒性,适于多相流的计算。图39展示了离散裂缝模型多尺度混合有限元计算结果。

### 5.3 缝洞型油藏的流固耦合尺度升级

裂缝和孔洞的存在使得岩石的水力学性质不同于大多数的地质资料(见图40),如何有效地量化和分析它们的影响是一个很有挑战性的问题。在过去的二十

年中,已经有了一些重要的进展来计算缝洞型岩石的有效性质,特别是等效渗透率,其中Arbogast<sup>[109-112]</sup>等人是应用均匀化理论先驱。此后,Popov等人<sup>[104,113]</sup>开发了一种数值升级方法,通过使用Brinkman-Stokes方程而不是精细尺度的Darcy-Stokes方程来计算缝洞型岩石的有效渗透率,该研究中裂缝被认为是高纵横比的孔洞,这可能导致裂缝附近的有限元集中,增加计算成本和时间。

Huang等人<sup>[114]</sup>提出了一种有效的离散缝洞模型,用于在精细尺度上模拟缝洞岩石中的实际流体流动。与Popov的工作不同,在这个模型中,裂缝被视为高渗透性多孔介质。将Darcy-Stokes方程应用于离散缝洞模型。然后采用类似的均匀化升级方法获得宏观Darcy方程。在精细数值模拟中,对裂缝进行降维处理,简化为低维几何实体。这可使数值分析更加有效,同时显著降低计算成本和时间,而不会牺牲模拟的准确性。但是上述模型只考虑了流体流动情况,忽略了固体骨架变形带来的影响。

2013年Lewandowska等人<sup>[115]</sup>开发了一种宏观的ECM模型用于只包含单条裂缝的多孔介质流固耦合研究,该研究中,Biot模型应用于多孔介质区域,斯托克斯方程用于裂缝和孔洞区域,之后用渐近均匀化方法开发ECM,使之具有与经典Biot模型相同的数学结

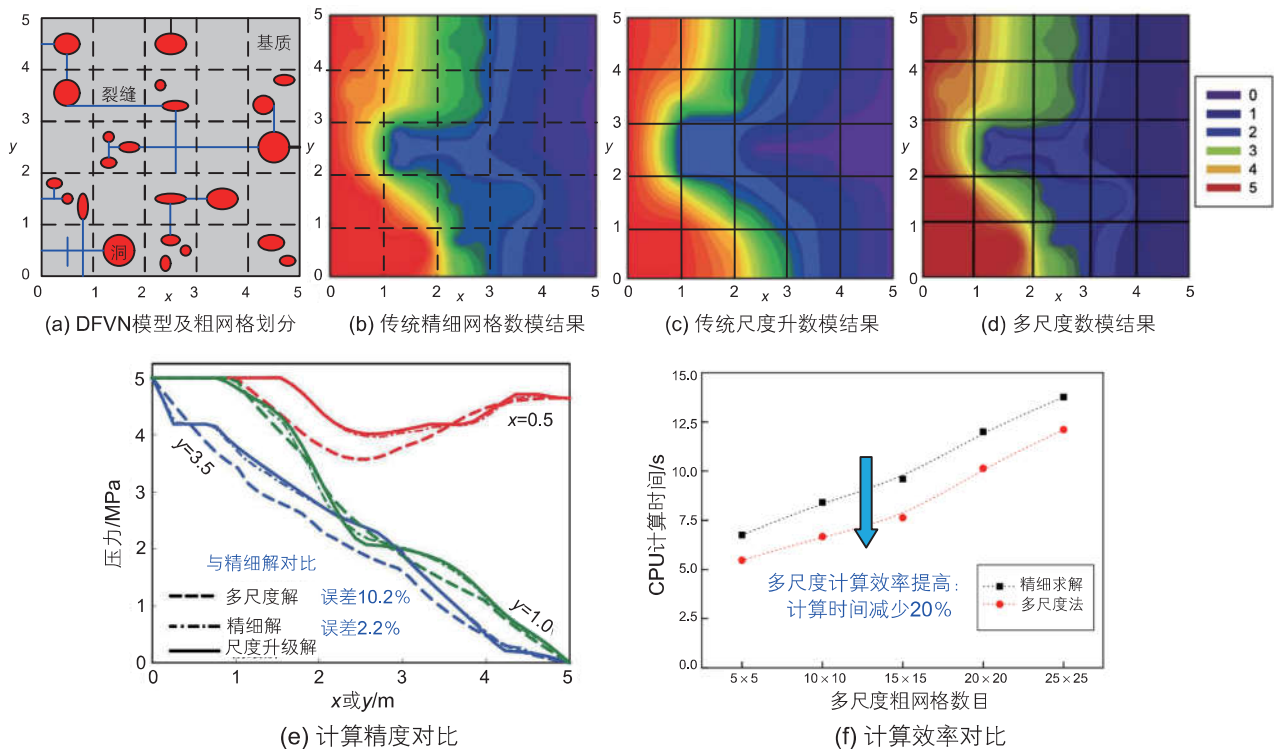


图39 缝洞型油藏多尺度混合有限元数值模拟结果及其计算精度和效率

Fig. 39 Numerical results of fractured-vuggy reservoirs using Mixed MsFEM

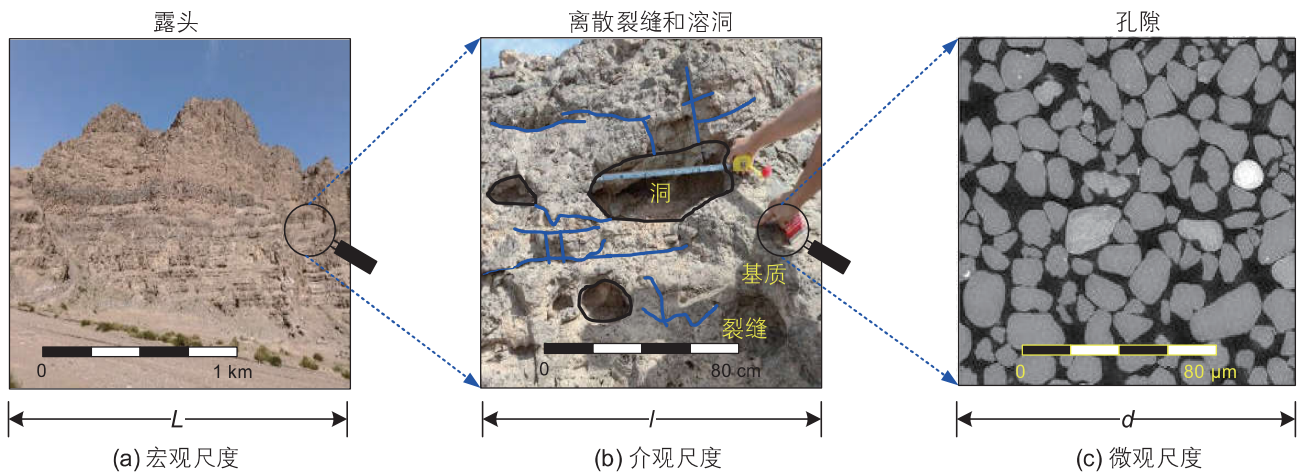


图 40 典型缝洞型天然露头模型及其多尺度空间尺度

Fig. 40 Typical fractured-vuggy outcrop model and its multiscale space

构，同时给出了等效参数的定义式和辅助方程，但等效参数的定义和辅助方程有限，不适用于多个独立裂缝和孔洞。2016年Wan等人使用平均场理论来制定裂缝性多孔介质流固耦合的类似连续描述，但该模型在多孔介质中出现了一些误差。

总之缝洞型多孔介质包括多尺度的裂缝和孔洞，上述模型都不能准确有效地模拟缝洞型多孔介质的流固耦合问题。Yan和Huang等人<sup>[116]</sup>使用等效连续模型和嵌入式离散裂缝模型对缝洞型多孔介质流固耦合进行了数值模拟，首先通过渐近均质化方法获得改进的等效连续模型(ECM)，宏观裂缝通过嵌入式离散裂缝模型(EDFM)和非匹配网格建模，之后用新的混合空

间离散化和全耦合方法来解决提出的模型，最后验证了模型的准确性和该模型在捕捉多尺度缝洞型多孔介质中的流固耦合的影响的应用(如图41和42)。

本课题组首次应用均匀化理论，基于Biot-Stokes方程，推导了缝洞型油藏的广义宏观流固耦合模型。首先使用裂缝性多孔基质中的Biot方程，孔洞中的Stokes方程以及两者界面上的扩展BJS边界条件，在精细尺度上对可变形缝洞油藏进行建模，之后用均匀化理论进行尺度升级，得到控制大尺度的宏观Biot方程，最后经过算例分析，验证了模型的准确性。研究表明，得到的宏观Biot方程与经典Biot方程形式一致，只有系数不同，且孔洞的存在对于有效弹性和水力参

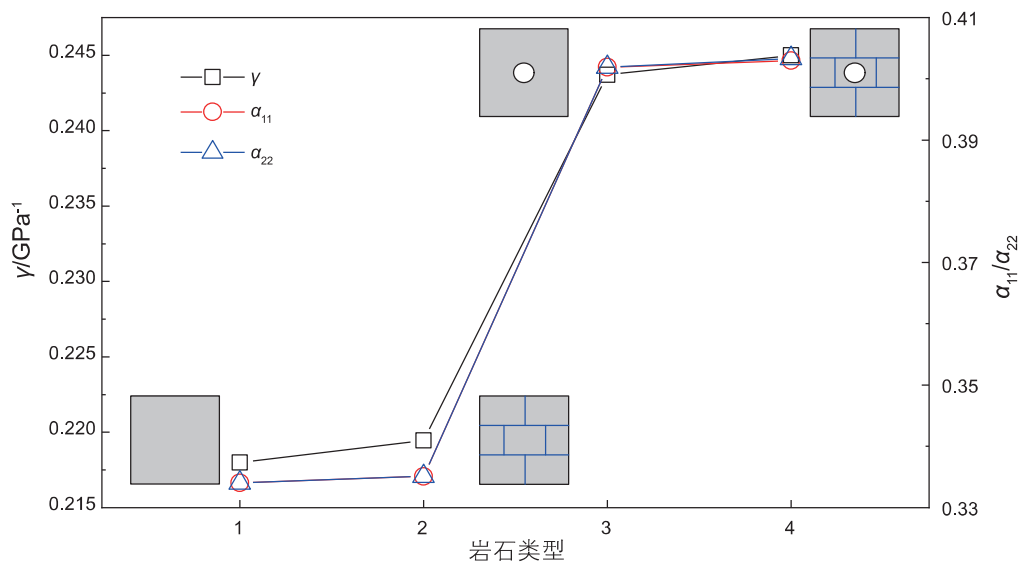


图 41 不同类型介质的等效压缩系数和 Biot 固结系数变化对比图

Fig. 41 Comparison of equivalent compression coefficient and Biot coefficient changes between different media

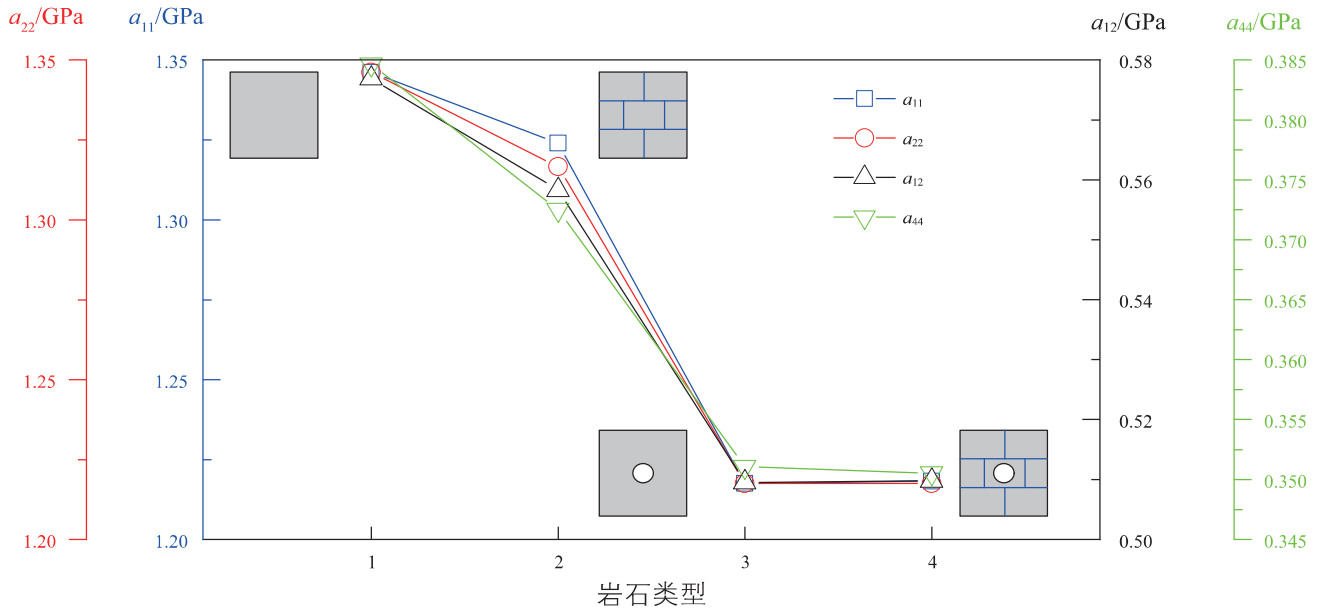


图 42 不同类型介质的等效弹性模量变化对比图  
 Fig. 42 Comparison of equivalent elastic modulus changes between different media

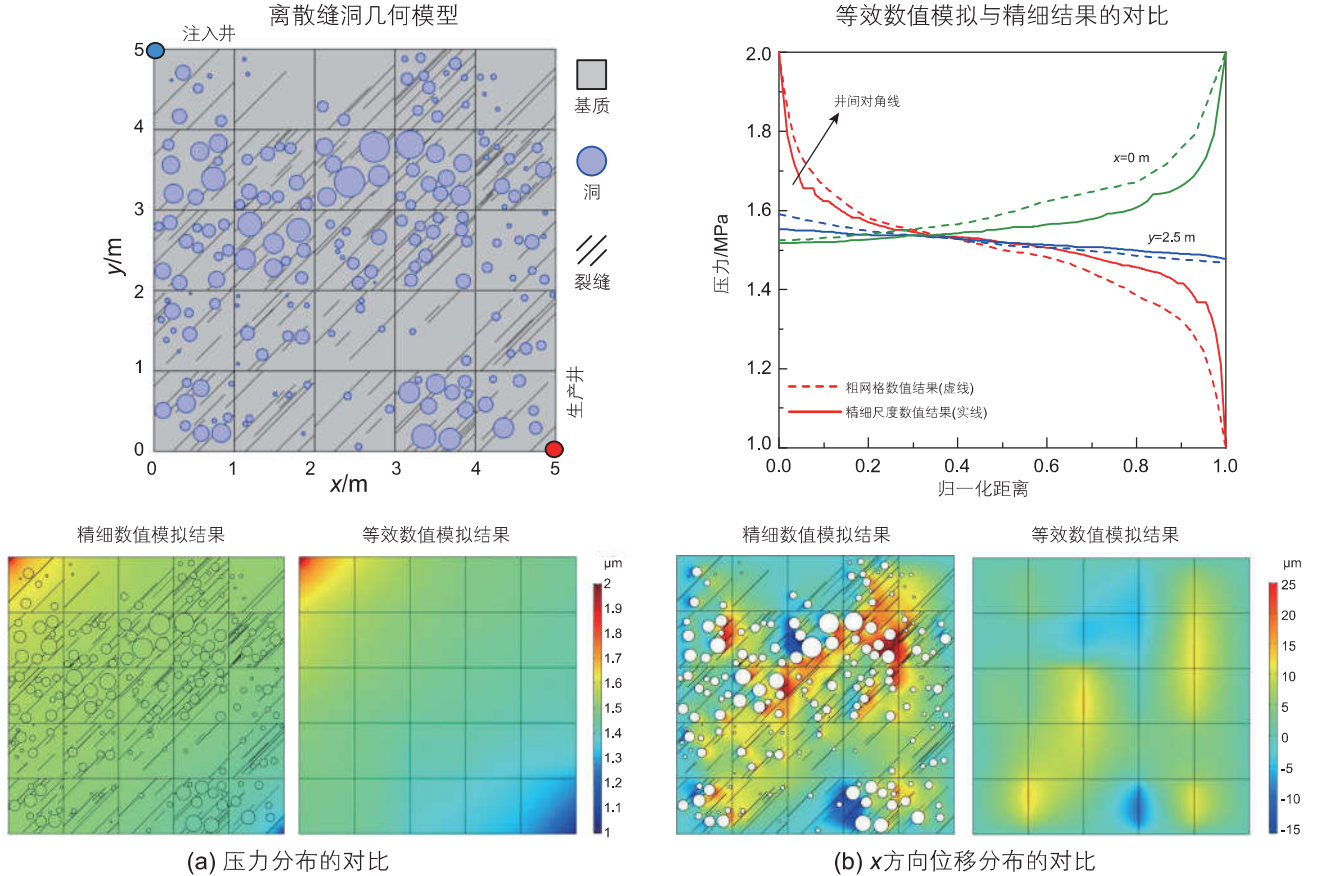


图 43 离散缝洞几何模型及其等效流固耦合数值模拟结果对比  
 Fig. 43 Discrete fracture-vug geometry model and numerical results of equivalent hydro-mechanical coupling

数有显著的影响(如图 43)。

## 6 展望

目前油气渗流力学问题的多尺度数值模拟研究虽然取得了较大进展,但仍存在较多问题,尤其是对于跨尺度关联、多尺度信息耦合、多物理场耦合等问题仍是一项极具挑战的难点和热点问题,下一步的研究方向和工作如下。

(1) 由于数值离散和求解方法的限制,一个合理的粗化程度对于模型的精度有很大的影响,一般情况下,粗化程度大,储层特征失真严重,可靠性差;粗化程度低,网格数过多,增大对于计算机和数据存储的要求。因此,如何确定合理的粗化程度,在有效降低计算量的同时保证结果的准确性,是下一步的研究重点。

(2) 针对页岩气藏多尺度问题取得了一定的进展,但多局限于单相、单一渗流场及达西尺度以上尺度的升级研究,下一步应重点围绕以下关键问题开展研究:页岩油气藏孔隙尺度到达西尺度流固耦合升级研究;页岩油气藏多相多组分尺度升级研究;纳米尺度—孔隙尺度—达西尺度—油藏尺度全尺度升级方法研究。

(3) 对于缝洞型油藏,无论是基于尺度升级理论的等效介质数值模拟方法还是多尺度数值方法,其难点都是如何有机地耦合渗流和洞穴流。目前,溶洞流体瞬时重力分异模型已成功应用于缝洞型油藏的注水替油研究,在界面上采用流动分数将渗流和洞穴流有机耦合,该模型能否扩展至油气水三相,尤其是伴有相态变化的凝析气藏,有待深入研究。同时裂缝和溶蚀孔洞对储层介质应力敏感性的影响规律仍不明确,需要进一步开展高温、高压、高应力原位条件下的流固耦合实验研究;理论上,将单相 Biot-Stokes 方程扩展至存在相变的多相流问题,仍存在一定挑战,亟待突破。

(4) 目前的多尺度数值模拟研究仍局限于单相流固耦合问题,理论上扩展至油藏模拟中的两相或多相流问题并不困难,难点在于如何将岩石有效应力与多相流体压力有机地结合起来,如何在多尺度基函数构建中解决这一难题是关键。然而,对于多相与多物理场耦合作用问题,由于问题的复杂性,其多尺度计算方法方面的成果还相对较少,求解大规模非均质多相多物理场耦合问题的多尺度数值模拟方法仍需要深入的研究。

## 参考文献

- [1] FEDORENKO R P. A relaxation method for solving elliptic difference equations[J]. USSR Computational Mathematics and Mathematical Physics, 1962, 1(4): 1092–1096.
- [2] AZEVEDO P. Multi-grid methods and applications [M]. Advances in Engineering Software and Workstations, 1991, 13: 157–158.
- [3] BRANDT A. Multi-level adaptive solutions to boundary-value problems[J]. Mathematics of Computation, 1977, 31(138): 333–390.
- [4] AVELLANEDA M, LIN F H. Compactness methods in the theory of homogenization[J]. Communications on Pure and Applied Mathematics, 1987, 40(6): 803–847.
- [5] BABUŠKA I. Homogenization approach in engineering[M]. Computing Methods in Applied Sciences and Engineering. Springer, 1976: 137–153.
- [6] 王军华. 多尺度计算方法的初探及应用[D]. 西安: 西北工业大学, 2006. [WANG J H. Preliminary exploration and application of multi-scale calculation method[D]. Xi'an: Northwestern Polytechnical University, 2006.]
- [7] WEINAN E. Analysis of the heterogeneous multiscale method for ordinary differential equations[J]. Communications in Mathematical Sciences, 2003, 1(3): 423–436.
- [8] REN W Q, WEINAN E. Heterogeneous multiscale method for the modeling of complex fluids and micro-fluidics[J]. Journal of Computational Physics, 2005, 204(1): 1–26.
- [9] MEHRAEEN S, CHEN J S. Wavelet-based multi-scale projection method in homogenization of heterogeneous media[J]. Finite Elements in Analysis and Design, 2004, 40(12): 1665–1679.
- [10] HOU T Y, WU X H. A multiscale finite element method for elliptic problems in composite materials and porous media[J]. Journal of Computational Physics, 1997, 134(1): 169–189.
- [11] EFENDIEV Y, GINTING V, HOU T Y, et al. Accurate multiscale finite element methods for two-phase flow simulations[J]. Journal of Computational Physics, 2006, 220(1): 155–174.
- [12] CHEN Z M, HOU T. A mixed multiscale finite element method for elliptic problems with oscillating coefficients[J]. Mathematics of Computation, 2003, 72(242): 541–576.



- [13] ZHANG M, YAO J, SUN H, et al. Triple-continuum modeling of shale gas reservoirs considering the effect of kerogen[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 24: 252–263.
- [14] KELLER J B. Darcy's law for flow in porous media and the two-space method[M]. *Nonlinear partial differential equations in engineering and applied science*. Routledge, 2017: 429–443.
- [15] YAO J, ZENG Q D, HUANG Z Q, et al. Numerical modeling of simultaneous hydraulic fracturing in the mode of multi-well pads[J]. *Science China Technological Sciences*, 2017, 60(2): 232–242.
- [16] PAPANICOLAOU G, BENSOUSSAN A, LIONS J L. Asymptotic analysis for periodic structures[M]. Elsevier, 1978.
- [17] ARBOGAST T, DOUGLAS J, HORNUNG U. Derivation of the double porosity model of single phase flow via homogenization theory[J]. *SIAM Journal on Mathematical Analysis*, 1990, 21(4): 823–836.
- [18] HUANG Z Q, YAO J, LI Y J, et al. Numerical calculation of equivalent permeability tensor for fractured vuggy porous media based on homogenization theory[J]. *Communications in Computational Physics*, 2011, 9(1): 180–204.
- [19] HUANG Z Q, YAO J, LI Y J, et al. Permeability analysis of fractured vuggy porous media based on homogenization theory[J]. *Science China Technological Sciences*, 2010, 53(3): 839–847.
- [20] YAN X, HUANG Z Q, YAO J, et al. Theoretical analysis of fracture conductivity created by the channel fracturing technique[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 31: 320–330.
- [21] WHITAKER S. The method of volume averaging[M]. Springer Science & Business Media, 1998.
- [22] WHITAKER S. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law[J]. *Transport in porous media*, 1986, 1(1): 3–25.
- [23] WHITAKER S. The transport equations for multi-phase systems[J]. *Chemical Engineering Science*, 1973, 28(1): 139–147.
- [24] QUINTARD M, LADEVIE B, WHITAKER S. Effect of homogeneous and heterogeneous source terms on the macroscopic description of heat transfer in porous media[C]//Symposium on Energy Engineering in the 21st Century: Volume 2. of, 2000: 482–489.
- [25] OCHOA-TAPIA J A, WHITAKER S. Momentum transfer at the boundary between a porous medium and a homogeneous fluid—I. Theoretical development[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1995, 38(14): 2635–2646.
- [26] WANG X H, JIA J T, LIU Z F, et al. Derivation of the Darcy-scale filtration equation for power-law fluids with the volume averaging method[J]. *Journal of Porous Media*, 2014, 17(8).
- [27] HUANG Z Q, GAO B, YAO J. On the interface boundary conditions for the Stokes-Darcy coupling problem[J]. *Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica*, 2014, 44(2): 212.
- [28] BABUŠKA I, OSBORN J E. Generalized finite element methods: their performance and their relation to mixed methods[J]. *SIAM Journal on Numerical Analysis*, 1983, 20(3): 510–536.
- [29] BABUŠKA I, CALOZ G, OSBORN J E. Special finite element methods for a class of second order elliptic problems with rough coefficients[J]. *SIAM Journal on Numerical Analysis*, 1994, 31(4): 945–981.
- [30] HE X G, REN L. A modified multiscale finite element method for well-driven flow problems in heterogeneous porous media[J]. *Journal of hydrology*, 2006, 329(3–4): 674–684.
- [31] CHEN J R, CUI J Z. A multiscale finite element method for elliptic problems with highly oscillatory coefficients[J]. *Applied Numerical Mathematics*, 2004, 50(1): 1–13.
- [32] 贺新光, 任理. 求解非均质多孔介质中非饱和水流问题的一种自适应多尺度有限元方法——I. 数值格式[J]. *水利学报*, 2009, 40(01): 38–45, 51. [HE X G, REN L. Adaptive multi-scale finite element method for unsaturated flow in heterogeneous porous media——I. Numerical scheme[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2009, 40(1): 38–45, 51.]
- [33] 贺新光, 任理. 求解非均质多孔介质中非饱和水流问题的一种自适应多尺度有限元方法——II. 数值结果[J]. *水利学报*, 2009, 40(02): 138–144. [HE X G, REN L. Adaptive multi-scale finite element method for unsaturated flow in heterogeneous porous media——II. Numerical scheme[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2009, 40(1): 38–45, 51.]
- [34] AARNES J E. On the use of a mixed multiscale finite element method for greater flexibility and increased speed or improved accuracy in reservoir simulation[J]. *Multiscale Modeling & Simulation*, 2004, 2(3): 421–439.
- [35] 叶淑君, 吴吉春, 薛禹群. 多尺度有限单元法求解非均质多孔介质中的三维地下水流问题[J]. *地球科学进展*, 2004, 19(3): 437–442. [YE S J, WU J C, XUE Y Q. Application of multiscale finite element method to three-dimensional groundwater flow problems in heterogeneous porous media[J]. *Advance in Earth Sciences*, 2004, 19(3): 437–442.]
- [36] 薛禹群, 叶淑君, 谢春红, 等. 多尺度有限元法在地下水模拟中的应用[J]. *水利学报*, 2004(7): 7–13. [XUE Y Q, YE S J, XIE C H, et al. Application of multi-scale finite element method to simulation of groundwater flow[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2004(7): 7–13.]
- [37] 林琳, 杨金忠, 方跃骏, 等. 多尺度有限元法在地下水拟三维数值模拟中的应用[J]. *中国农村水利水电*, 2005(12): 10–12. [LIN L, YANG J Z, FANG Y J, et al. Application of multi-scale finite element method in quasi three-dimensional simulation of groundwater flow[J]. *China Rural Water and Hydropower*, 2005(12): 10–12.]
- [38] KROGSTAD S, LIE K A, NILSEN H M, et al. A multiscale mixed finite element solver for three phase black oil flow[C]//SPE Reservoir

- Simulation Symposium. OnePetro, 2009.
- [39] AARNES J E, KROGSTAD S, LIE K A. A hierarchical multiscale method for two-phase flow based upon mixed finite elements and nonuniform coarse grids[J]. *Multiscale Modeling & Simulation*, 2006, 5(2): 337–363.
- [40] RAVIART P A, THOMAS J M. A mixed finite element method for 2–nd order elliptic problems[M]. *Mathematical aspects of finite element methods*. Springer, 1977: 292–315.
- [41] HOTEIT H, FIROOZABADI A. An efficient numerical model for incompressible two-phase flow in fractured media[J]. *Advances in Water Resources*, 2008, 31(6): 891–905.
- [42] 姚军, 张娜, 黄朝琴, 等. 非均质油藏多尺度混合有限元数值模拟方法[J]. *石油学报*, 2012, 33(03): 442–447. [YAO J. ZHANG N, HUANG Z Q, et al. Multiscale mixed finite element numerical simulation for heterogeneous reservoirs. *Acta Petrol Sin*, 2012, 33: 442–447]
- [43] AARNES J E, EFENDIEV Y. Mixed multiscale finite element methods for stochastic porous media flows[J]. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 2008, 30(5): 2319–2339.
- [44] AARNES J E, KIPPE V, LIE K A. Mixed multiscale finite elements and streamline methods for reservoir simulation of large geomodels[J]. *Advances in Water Resources*, 2005, 28(3): 257–271.
- [45] AARNES J E, KROGSTAD S, LIE K A. Multiscale mixed/mimetic methods on corner-point grids[J]. *Computational Geosciences*, 2008, 12(3): 297–315.
- [46] KROGSTAD S, DURLOFSKY L J. Multiscale mixed-finite-element modeling of coupled wellbore/near-well flow[J]. *SPE Journal*, 2009, 14(01): 78–87.
- [47] JENNY P, LEE S H, TCHELEPI H A. Multi-scale finite-volume method for elliptic problems in subsurface flow simulation[J]. *Journal of Computational Physics*, 2003, 187(1): 47–67.
- [48] JENNY P, LEE S H, TCHELEPI H A. Adaptive Multiscale Finite-Volume Method for Multiphase Flow and Transport in Porous Media[J]. *Siam Journal on Multiscale Modeling & Simulation*, 2005, 3(1): 50–64.
- [49] DURLOFSKY L J, EFENDIEV Y, GINTING V. An adaptive local–global multiscale finite volume element method for two-phase flow simulations[J]. *Advances in Water Resources*, 2007, 30(3): 576–588.
- [50] LUNATI I, JENNY P. Treating highly anisotropic subsurface flow with the multiscale finite-volume method[J]. *Multiscale Modeling & Simulation*, 2007, 6(1): 308–318.
- [51] JENNY P, LEE S H, TCHELEPI H A. Adaptive fully implicit multi-scale finite-volume method for multi-phase flow and transport in heterogeneous porous media[J]. *Journal of Computational Physics*, 2006, 217(2): 627–641.
- [52] 曹海涛. 多尺度有限体积法及其应用[D]. 苏州: 苏州大学, 2005. [CAO H T. Heterogenous multi-scale finite volume method and application[D]. Suzhou: Soochow University, 2005.]
- [53] 王利业, 欧阳洁. 应用于地下水模拟的多尺度有限体积元方法[J]. *计算机仿真*, 2007(09): 95–99, 107. [WANG L Y, OUYANG J. A multi-scale finite volume element method for simulations of ground water flow[J]. *Computer Simulation*, 2007(09): 95–99, 107.]
- [54] 唐闻瑜. 带有振荡系数的椭圆问题的多尺度有限体积法[D]. 苏州大学, 2005. [TANG W Y. The multiscale finite volume method for elliptic PDE with oscillating coefficients[D]. Suzhou: Soochow University, 2005.]
- [55] HUGHES T J. Multiscale phenomena: Green’s functions, the Dirichlet-to-Neumann formulation, sub grid scale models, bubbles and the origins of stabilized methods[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 1995, 127(1–4): 387–401.
- [56] JUANES R. A variational multiscale finite element method for multiphase flow in porous media[J]. *Finite Elements in Analysis and Design*, 2005, 41(7–8): 763–777.
- [57] AYUB M, MASUD A. A new stabilized formulation for convective-diffusive heat transfer[J]. *Numerical Heat Transfer: Part B: Fundamentals*, 2003, 44(1): 1–23.
- [58] GARIKIPATI K, HUGHES T. A variational multiscale approach to strain localization–formulation for multidimensional problems[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2000, 188(1–3): 39–60.
- [59] BAZILEVS Y, CALO V M, COTTRELL J A, et al. Variational multiscale residual-based turbulence modeling for large eddy simulation of incompressible flows[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2007, 197(1–4): 173–201.
- [60] ENGQUIST B, TSAI Y H. Heterogeneous multiscale methods for stiff ordinary differential equations[J]. *Mathematics of Computation*, 2005, 74(252): 1707–1742.
- [61] WEINAN E, LU J. Seamless multiscale modeling via dynamics on fiber bundles[J]. *Communications in Mathematical Sciences*, 2007, 5(3): 649–663.
- [62] REN W. Seamless multiscale modeling of complex fluids using fiber bundle dynamics[J]. *Communications in Mathematical Sciences*, 2007, 5(4): 1027–1037.
- [63] WEINAN E, ENGQUIST B, HUANG Z. Heterogeneous multiscale method: a general methodology for multiscale modeling[J]. *Physical Review B*, 2003, 67(9): 092101.

- [64] WEINAN E, LIU D, VANDEN - EIJNDEN E. Analysis of multiscale methods for stochastic differential equations[J]. *Communications on Pure and Applied Mathematics*, 2005, 58(11): 1544–1585.
- [65] QIAN S, WEISS J. Wavelets and the numerical solution of partial differential equations[J]. *Journal of Computational Physics*, 1993, 106(1): 155–175.
- [66] DOROBANTU M, ENGQUIST B. Wavelet-based numerical homogenization[J]. *SIAM Journal on Numerical Analysis*, 1998, 35(2): 540–559.
- [67] BREZZI F, LIPNIKOV K, SIMONCINI V. A family of mimetic finite difference methods on polygonal and polyhedral meshes[J]. *Mathematical Models and Methods in Applied Sciences*, 2005, 15(10): 1533–1551.
- [68] LIE K A, KROGSTAD S, LIGAARDEN I S, et al. Open-source MATLAB implementation of consistent discretization on complex grids[J]. *Computational Geosciences*, 2012, 16(2): 297–322.
- [69] LIPNIKOV K, MANZINI G, SHASHKOV M. Mimetic finite difference method[J]. *Journal of Computational Physics*, 2014, 257: 1163–1227.
- [70] 黄朝琴, 高博, 王月英, 等. 基于模拟有限差分法的离散裂缝模型两相流动模拟[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2014, 38(06): 97–105. [HUANG Z Q, GAO B, WANG Y Y, et al. Two-phase flow simulation of discrete fracture model using a novel mimetic finite difference method[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2014, 38(6): 97–105.]
- [71] 程正兴. 小波分析算法与应用[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 1998. [CHENG Z X. *Wavelet analysis algorithm and application*[M]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University Press, 1998.]
- [72] 杨建宏. 改进的小波均匀化多尺度算法[J]. *科学技术与工程*, 2010, 10(10): 2273–2277, 2301. [YANG J H. Improved multiscale algorithm for wavelet homogenization[J]. *Science Technology and Engineering*, 2010, 10(10): 2273–2277, 2301.]
- [73] 王军华, 欧阳洁. 改进的小波数值均匀化方法求解非均质多孔介质中的渗流问题[J]. *科学技术与工程*, 2006(09): 1184–1187, 1196. [WANG J H, OUYANG J. An improved wavelet-based numerical homogenization method is proposed to solve the seepage problem in heterogeneous porous media[J]. *Science Technology and Engineering*, 2006(09): 1184–1187, 1196.]
- [74] MANDELBROT B. *Fractals*[M]. Freeman San Francisco, 1977.
- [75] MANDELBROT B. *The fractal geometry of nature* [M]. WH freeman New York, 1982.
- [76] WANG F Y, CHENG H. A fractal permeability model for 2D complex tortuous fractured porous media[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 188: 106938.
- [77] MIAO T J, YU B M, DUAN Y G, et al. A fractal analysis of permeability for fractured rocks[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2015, 81: 75–80.
- [78] MIAO T j, YANG S S, LONG Z C, et al. Fractal analysis of permeability of dual-porosity media embedded with random fractures[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2015, 88: 814–821.
- [79] LUO Y F, XIA B W, LI H L, et al. Fractal permeability model for dual-porosity media embedded with natural tortuous fractures[J]. *Fuel*, 2021, 295: 120610.
- [80] XU P, YU B M, QIAO X W, et al. Radial permeability of fractured porous media by Monte Carlo simulations[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2013, 57(1): 369–374.
- [81] CASTELLETTO N, HAJIBEYGI H, TCHELEPI H A. Hybrid multiscale formulation for coupled flow and geomechanics[C]//ECMOR XV–15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. European Association of Geoscientists & Engineers, 2016: cp–494–00148.
- [82] ZHAO J L, YAO J, ZHANG L, et al. Pore-scale simulation of shale gas production considering the adsorption effect[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2016, 103: 1098–1107.
- [83] WANG S, FENG Q H, JAVADPOUR F, et al. Multiscale modeling of gas transport in shale matrix: an integrated study of molecular dynamics and rigid-pore-network model[J]. *SPE Journal*, 2020, 25(03): 1416–1442.
- [84] FAN W P, SUN H, YAO J, et al. Homogenization approach for liquid flow within shale system considering slip effect[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2019, 235: 146–157.
- [85] DARABI H, ETTEHAD A, JAVADPOUR F, et al. Gas flow in ultra-tight shale strata[J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 2012, 710: 641–658.
- [86] 孙海, 姚军, EFENDIEV Y. 基于均匀化理论的页岩基岩运移机制尺度升级研究[J]. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2017, 47(11): 119–128. [SUN H, YAO J, EFENDIEV Y. Upscaling of gas transport in shale matrix based on homogenization theory[J]. *Sci Sin-Phys Mech Astron*, 2017, 47(11): 119–128.]
- [87] FAN W P, SUN H, YAO J, et al. An upscaled transport model for shale gas considering multiple mechanisms and heterogeneity based on homogenization theory[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 183: 106392.
- [88] AKKUTLU I Y. Multiscale gas transport in shales with local kerogen heterogeneities[J]. *SPE Journal*, 2012: 10.
- [89] AKKUTLU I Y, EFENDIEV Y, SAVATOROVA V. Multi-scale asymptotic analysis of gas transport in shale matrix[J]. *Transport in*

- Porous Media, 2015, 107(1): 235–260.
- [90] AKKUTLU I Y, EFENDIEV Y, VASILYEVA M. Multiscale model reduction for shale gas transport in fractured media[J]. Computational Geosciences, 2016, 20(5): 953–973.
- [91] TALONOV A, VASILYEVA M. On numerical homogenization of shale gas transport[J]. Journal of Computational and Applied Mathematics, 2016, 301: 44–52.
- [92] PANFILOV M, RASOULZADEH M. Appearance of the nonlinearity from the nonlocality in diffusion through multiscale fractured porous media[J]. Computational Geosciences, 2013, 17(2): 269–286.
- [93] LE T D, MURAD M A, PEREIRA P A, et al. A new multi-scale computational model for flow and transport in shale gas reservoirs rigorously derived by reiterated homogenization[C]//SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2015[2022-01-03].
- [94] 樊伟鹏. 基于均化理论页岩气多尺度流动数值模拟研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020. [FAN W P. Multiscale flow simulation of shale gas based on homogenization theory[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2020.]
- [95] YAN X, SUN H, HUANG Z Q, et al. Hierarchical modeling of hydromechanical coupling in fractured shale gas reservoirs with multiple porosity scales[J]. Energy & Fuels, 2021, 35(7): 5758–5776.
- [96] POPOV P, EFENDIEV Y, QIN G. Multiscale modeling and simulations of flows in naturally fractured karst reservoirs[J]. Communications in computational physics, 2009, 6(1): 162.
- [97] GULBRANSEN A F, HAUGE V L, LIE K A. A multiscale mixed finite-element method for vuggy and naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 2010, 15(02): 395–403.
- [98] OCHOA-TAPIA J A, WHITAKER S. Momentum transfer at the boundary between a porous medium and a homogeneous fluid—II. Comparison with experiment[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 1995, 38(14): 2647–2655.
- [99] VALDÉS-PARADA F J, AGUILAR-MADERA C G, OCHOA-TAPIA J A, et al. Velocity and stress jump conditions between a porous medium and a fluid[J]. Advances in Water Resources, 2013, 62: 327–339.
- [100] CHANDESRIS M, JAMET D. Boundary conditions at a planar fluid–porous interface for a Poiseuille flow[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2006, 49(13–14): 2137–2150.
- [101] CHANDESRIS M, JAMET D. Derivation of jump conditions for the turbulence  $k$ - $\epsilon$  model at a fluid/porous interface[J]. International Journal of Heat and Fluid Flow, 2009, 30(2): 306–318.
- [102] JAMET D, CHANDESRIS M. On the intrinsic nature of jump coefficients at the interface between a porous medium and a free fluid region[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2009, 52(1–2): 289–300.
- [103] MARCINIAK-CZOCHRA A, MIKELIĆ A. Effective pressure interface law for transport phenomena between an unconfined fluid and a porous medium using homogenization[J]. Multiscale Modeling & Simulation, 2012, 10(2): 285–305.
- [104] ZHANG N, YAO J, HUANG Z Q, et al. Accurate multiscale finite element method for numerical simulation of two-phase flow in fractured media using discrete-fracture model[J]. Journal of Computational Physics, 2013, 242: 420–438.
- [105] ZHANG Q F, HUANG Z Q, YAO J, et al. Multiscale mimetic method for two-phase flow in fractured media using embedded discrete fracture model[J]. Advances in Water Resources, 2017, 107: 180–190.
- [106] 张娜, 姚军, 黄朝琴, 等. 基于离散缝洞网络模型的缝洞型油藏混合多尺度有限元数值模拟[J]. 计算力学学报, 2015, 32(04): 473–478. [ZHANG N, YAO J, HUANG Z Q, et al. Multiscale mixed finite element numerical simulation for fractured-vuggy reservoir based on DFVN model[J]. Chinese Journal of Computational Mechanics, 2015, 32(4): 473–478.]
- [107] 张庆福, 黄朝琴, 姚军, 等. 基于多尺度混合有限元的离散裂缝两相渗流数值模拟[J]. 科学通报, 2017, 62(13): 1392–1401. [ZHANG Q F, HUANG Z Q, YAO J, et al. Two-phase numerical simulation of discrete fracture model based on multiscale mixed finite element method[J]. Chin Sci Bul, 2017, 62: 1392–1401.]
- [108] ZHANG Q F, HUANG Z Q, YAO J, et al. A multiscale mixed finite element method with oversampling for modeling flow in fractured reservoirs using discrete fracture model[J]. Journal of Computational and Applied Mathematics, 2017, 323: 95–110.
- [109] ARBOGAST T, BRUNSON D S, BRYANT S L, et al. A preliminary computational investigation of a macro-model for vuggy porous media[M]. Developments in Water Science: Volume 55. Elsevier, 2004: 267–278.
- [110] ARBOGAST T, LEHR H L. Homogenization of a Darcy–Stokes system modeling vuggy porous media[J]. Computational Geosciences, 2006, 10(3): 291–302.
- [111] ARBOGAST T, BRUNSON D S. A computational method for approximating a Darcy–Stokes system governing a vuggy porous medium[J]. Computational geosciences, 2007, 11(3): 207–218.
- [112] ARBOGAST T, GOMEZ M S M. A discretization and multigrid solver for a Darcy–Stokes system of three dimensional vuggy porous media[J]. Computational Geosciences, 2009, 13(3): 331–348.
- [113] POPOV P, QIN G, BI L, et al. Multiphysics and multiscale methods for modeling fluid flow through naturally fractured carbonate karst reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(02): 218–231.

- [114] YAO J, HUANG Z Q, LI Y J, et al. Discrete fracture-vug network model for modeling fluid flow in fractured vuggy porous media[C]// International oil and gas conference and exhibition in China. OnePetro, 2010.
- [115] LEWANDOWSKA J, AURIAULT J L. Extension of Biot theory to the problem of saturated microporous elastic media with isolated cracks or/and vugs[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2013, 37(16): 2611–2628.
- [116] YAN X, HUANG Z Q, YAO J, et al. Numerical simulation of hydro-mechanical coupling in fractured vuggy porous media using the equivalent continuum model and embedded discrete fracture model[J]. Advances in Water Resources, 2019, 126: 137–154.

(责任编辑 陈勉 编辑 马桂霞)