科学通报 2018 年 第 63 卷 第 4 期: 425 ~ 451
评 述
《中国科学》杂志社
SCIENCE CHINA PRESS

现代油气渗流力学体系及其发展趋势

姚军*, 孙海*, 李爱芬, 杨永飞, 黄朝琴, 王月英, 张磊, 寇建龙, 谢昊君, 赵建林, 严侠, 张庆福, 任晓霞, 韩文成, 刘丕养, 朱光普, 宋文辉, 隋宏光, 安森友, 王振, 刘文正, 张旭, 李正

中国石油大学(华东)油气渗流研究中心, 青岛 266580
* 联系人, E-mail: yaojunhdpu@126.com; sunhaiupc@sina.com

2017-02-12 收稿, 2017-06-08 修回, 2017-06-08 接受, 2017-08-24 网络版发表
国家自然科学基金(51490654, 51234007, 51504276, 51504277, 51674280)、高等学校学科创新引智计划(B08028)、中央高校基本科研业务费专项资金(17CX02008A)和国家油气重大专项(2016ZX05061, 2016ZX05060)资助

摘要 油气渗流是油气藏开采的科学核心问题, 以连续介质假设和达西方程为基础的传统渗流力学在常规油气资源开发中发挥了重要作用. 近年来, 非常规油气藏成为油气行业勘探开发的主要阵地, 其开发理论和技术尤其是渗流问题也成为学术界研究的热点问题. 非常规油气藏其岩石多孔介质具有明显的多尺度特征, 尺度差异达到6个数量级之多, 而且采用大规模的水平井分段压裂开发模式, 储层应力强烈作用. 因此, 传统的油气渗流理论已无法准确描述非常规油气藏的流动特征. 实质上, 非常规油气资源的开发过程是一个典型的多场作用下的多流动模式的多相流体(油气水)在多尺度多孔介质的流动过程. 为此, 本文提出了"多场作用下的多流动模式的多相流体在多尺度多孔介质中流动动力学体系"的现代渗流力学体系的概念, 并从纳微尺度油气流动模拟、流动模拟的多尺度升级、非常规油气藏的宏观流动模拟、大尺度缝洞碳酸盐岩油藏的流动模拟以及油气渗流物理模拟等方面系统阐述了其研究现状及发展趋势.

关键词 现代油气渗流力学体系, 纳微尺度, 尺度升级, 非常规油气藏, 缝洞型碳酸盐岩, 物理实验

渗流即多孔介质多相流, 是众多工程如油气开采、煤层气开采、环境工程、化学工程、生物工程以及地质工程等的基础. 油气渗流是油气开采的科学核心问题, 对于科学高效开发油气藏具有重要意义. 以连续介质假设和达西方程为基础的传统渗流力学在常规油气资源开发中发挥了重要作用. 近年来人们对非常规油气资源开发越来越重视, 尤其是美国页岩气革命的成功, 更加引起人们对页岩/致密油气开发的极大关注[1]. 对于页岩/致密油气藏, 由于岩石致密和大规模的水平井分段压裂, 存在纳米和微米尺度孔隙喉道以及微米到米尺度的天然裂缝和人工裂缝, 且不同尺度上流动的机制也不同, 纳微尺度效应对流动影响较大[1~3]; 而对于缝洞型碳酸盐岩油藏, 由于缝洞空间尺度较大, 多孔介质连续性假设已不成立, 大尺度缝洞中的流动已不是传统意义上的渗流而是自由流, 在缝洞型碳酸盐岩油藏中存在着渗流与自由流两种流动, 需要考虑渗流与自由流的耦合[4]. 另外, 无论是页岩/致密油气藏还是碳酸盐岩油气藏孔隙结构都具有明显的多尺度性[1,5]. 因此, 传统的渗流力学已无法准确描述非常规油气藏的流动问题, 有必要从多尺度、多场耦合和多流动模式的角度来研究油气渗流的问题, 建立新的渗流力学体系, 本文提出了现代渗流力学体系的概念并介绍其研究现状及发展趋势.

引用格式: 姚军, 孙海, 李爱芬, 等. 现代油气渗流力学体系及其发展趋势. 科学通报, 2018, 63: 425–451
Yao J, Sun H, Li A F, et al. Modern system of multiphase flow in porous media and its development trend (in Chinese). Chin Sci Bull, 2018, 63: 425–451, doi: 10.1360/N972017-00161

© 2017《中国科学》杂志社

1 现代渗流力学体系及其特点

1.1 岩石多孔介质具有多尺度性

页岩/致密砂岩多孔介质既具有纳米尺度的孔隙喉道，又具有微米-厘米尺度的天然裂缝系统，以及大规模压裂所产生的米到百米级的人工裂缝[1]. 同样对于碳酸盐岩多孔介质，空隙类型有孔隙、裂缝和溶洞3种，而且尺度差异巨大[6]. 因此，页岩/致密砂岩及碳酸盐岩等多孔介质具有明显的多尺度特性. 从多孔介质表征单元体尺度上看，应该跨越五个尺度：即分子(纳米)尺度、孔隙(微米)尺度、达西(毫米)尺度、岩心(厘米)尺度以及大(百米甚至千米)尺度上研究渗流问题，在不同的多孔介质表征单元体尺度上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，如图1所示. 不同尺度流动的关联性即尺度升级是现代油气渗流力学需要解决的重要基础问题之一.

1.2 油气渗流具有多场耦合的特征

为了高效开采，需要对油气藏采用各种增产和提高采收率措施. 非常规页岩/致密油气藏，需要对水平井进行大规模的分段压裂以形成了地下缝网，这极大地改变了油气藏的应力场分布，其生产过程中的油气渗流必然受应力场的影响较大[7]，因此，存在着渗流场与应力场耦合的问题. 对于各种化学驱油藏，注入聚合物、表面活性剂以及碱等各类化学剂，这些化学剂与多孔介质孔隙喉道表面及油水界面发生系列化学反应，这些反应对渗流场有较大的影响，因而，存在着渗流场与化学场耦合的问题. 对于稠油油藏，由于原油黏度较大，经常采用注热(如注蒸汽或火烧油藏等)方法提升地层温度降低原油黏度来实施有效的开采，热场对渗流场有较大的影响，因而，存在着渗流场与热场耦合的问题. 另外，油气开采中还实施很多的物理采油方法(如声、光、电、磁、震动等)改善近井油藏岩石和流体的物理性质，从而提高油气藏的采收率，因此，存在渗流场与这些物理场耦合的问题. 油气渗流力学具有多场耦合的特征，如图2所示为渗流场与应力场、热场、化学场以及物理场等耦合的示意图.

1.3 多孔介质多相流的多流动模式特征

达西定律是宏观尺度上描述多孔介质中流体的渗流速度与压力降之间的线性关系的规律(黏性流)，称之为线性渗流模式，为渗流力学的发展奠定了坚实的基础. 随着人们研究问题的复杂，发现在某些情况下线性达西定律并不成立，比如致密多孔介质中的低速渗流、非牛顿流体的渗流以及多孔介质中的高速渗流等情况下，很多学者建立了各种各样的非线

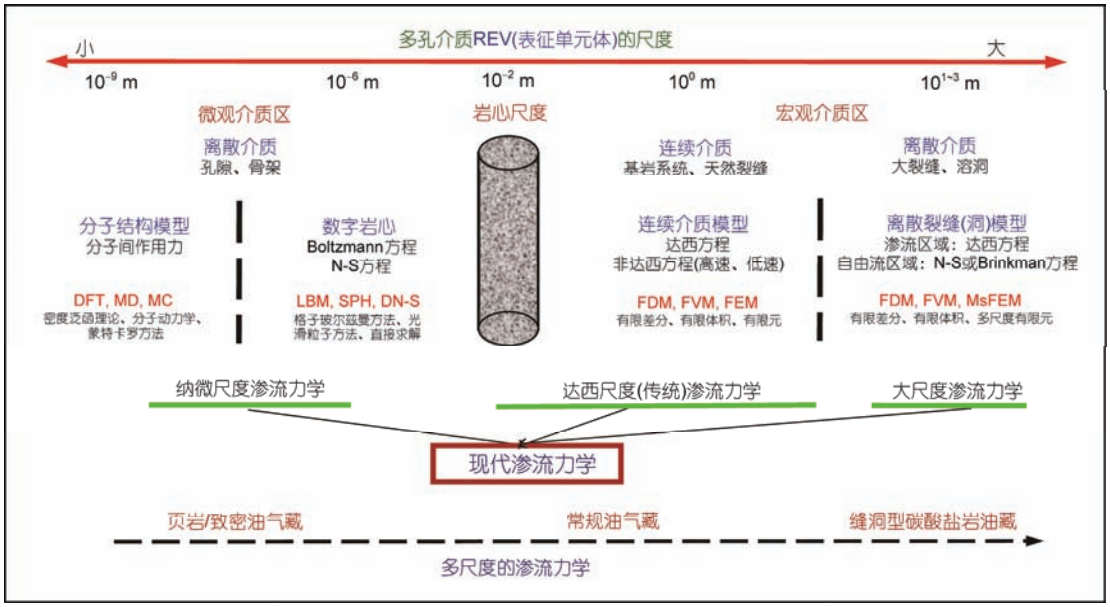


图 1 (网络版彩色)现代油气渗流力学体系的谱系图

Figure 1 (Color online) Pedigree chart of modern system of multiphase flow in porous media

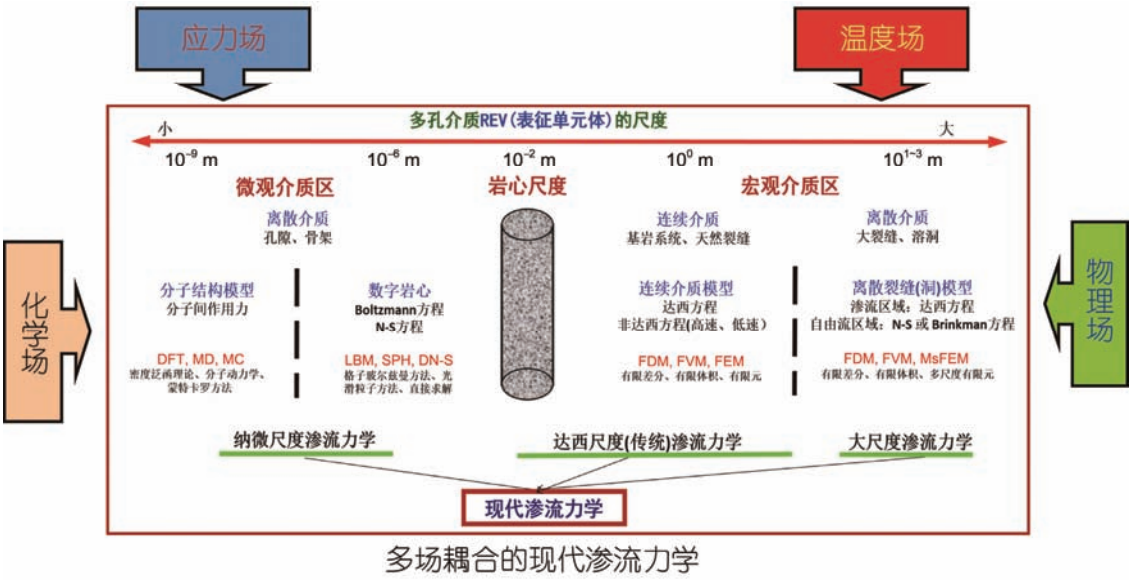


图 2 (网络版彩色)多场耦合的现代油气渗流力学体系

Figure 2 (Color online) Modern system of multiphase flow in porous media coupled with multiple fields

性渗流模式.

在纳微米孔隙尺度上，流体的流动模式更加丰富多彩，有努森扩散、表面扩散、分子扩散、温度引起的热扩散以及压力差作用下的黏性流等，导致了纳微孔隙尺度下流体的流动机制复杂.

在缝洞型多孔介质中，既存在基岩孔隙和微裂缝中的渗流又存在大裂缝和溶洞中的自由流(由N-S方程描述)，在不同类型的孔隙介质中呈现出不同的流动模式，缝洞型多孔介质的流体流动是渗流与自由流的耦合流动.

总之，流动模式的多样性导致了多孔介质中流体流动的复杂性.

1.4 现代油气渗流力学体系及其特征

所谓的现代油气渗流力学体系主要包括纳微尺度渗流力学、岩心尺度渗流力学、达西尺度宏观渗流力学和缝洞大尺度渗流力学，具有多尺度、多场耦合和多流动模式的特征. 现代油气渗流力学体系实质上是一个典型的多场作用下的多尺度多孔介质中的多流动模式多相流体(油气水)的动力学体系，其特征可用“五多”来描述，即多孔介质、多尺度、多相流、多模式和多场耦合.

实际上，人们对非常规油气资源的极大关注、对开采机制的不断探索，促进了现代油气渗流力学体系的完善和发展，其发展趋势为：纳微尺度流动模拟、缝洞大尺度流动模拟、流动模拟的多尺度升级和渗流与多场全耦合的大规模计算等.

本文结合作者课题组——中国石油大学(华东)油气渗流研究中心(以下简称中心)的研究进展，对现代油气渗流力学体系中的部分关键内容如纳微尺度油气流动模拟、流动模拟的多尺度升级、非常规油气藏的宏观流动模拟、大尺度缝洞碳酸盐岩油藏的流动模拟以及油气渗流物理模拟等展开系统阐述.

2 纳微尺度油气流动模拟

2.1 纳米尺度流动模拟

相对于常规尺度而言，纳米尺度下物质的性质有很大的不同，如边界速度滑移、温度跳跃效应、粗糙度效应、表面力效应等，如在纳米通道内分子输运速度是利用宏观理论和方法所预测的几十倍[8]，在常温下水分子可以形成冰结构[9]等. 这些现象根源在于微观粒子的相互作用，迫切需要从分子、原子水平探索纳微尺度流动的规律. 在如此小的尺度下，对实验手段提出了更高要求. 分子动力学是一门结合物理、数学和化学的综合微观尺度进行机理研究的重要方法.

2.1.1 纳米孔道内水的研究

典型的连续流可通过Navier-Stocks(N-S)方程来描述，连续流理论中，温度、密度和速度的变化是连

续的, 可以通过时间和位置进行微分. 因此, 连续理论并不依赖分子的结构和形貌. 纳米科学的发展促使研究尺度越来越小, 甚至接近分子直径, 因此催生出许多的科学问题, 值得提到的是——连续性理论能否在尺度接近于分子时还能使用? 到目前, 还没有一明确的连续流理论适用的界限, 但小于2.2 nm的通道内, 连续理论肯定不再适用. 因此, 在纳米尺度下研究通道内流体的流动不能依赖于成熟的连续流体方程. 近期, 很多奇异的现象大都通过分子层面的分子动力学模拟发现, 后经过多年的实验获得了验证.

本中心通过分子动力学研究了变化的电场对纳米通道内水分子运动的影响[10], 发现在不同的电场变化频率下, 纳米通道内水分子的流动展现出奇异的规律. 图3(a)为水分子的净流量随着频率的变化关系, 电荷的振荡频率对净流量有很大的影响, 净流量随着频率展现出复杂的变化关系. 在低频和高频振荡区域, 纳米通道内流量均比较低, 当振荡频率恰当时, 水的流量可成倍升高. 为了研究其机理, 对纳米管内的分子数和氢键数进行了统计, 统计发现在流量最大的位置, 分子数和氢键的形成是最少的, 并且氢键的形成概率也是最小的.

2007年, Li等人[11]研究已发现, 当一静止的电荷靠近纳米通道时, 纳米通道几乎没有净流量, 此时意味着发生了堵塞现象. 本中心重复静止电荷类似的系统[12], 并与振荡电荷系统进行了比较, 见图3(b). 对于静止的电荷系统, 当静止电荷距离纳米通道非常远时, 电荷对纳米通道内水分子的流动几乎没有影响. 当电荷逐渐靠近纳米通道时, 纳米通道内的净流量逐渐减少. 对于振荡的电荷系统来说, 净流量随距离的变化恰好与静止电荷系统相反. 当电荷远离纳米管通道, 净流量几乎与没有电荷系统一样, 并与静止电荷系统是一致的. 但是, 当电荷靠近纳米通道时, 净流量随着电荷的靠近逐渐增加, 并可达到没有电荷净流量的两倍以上.

近年来, 尽管在纳米通道内流动行为进行了广泛的讨论[13], 但理论上所预测的结果, 在实验室或多或少具有一定的差异, 在分子动力学模拟中可能还存在着未被考虑的因素. 随着对纳米通道内流体流动的深入研究, 模拟上所涉及的问题逐渐转向非理想性假设, 与实际情况密切相关, 这样可能会发现更多新奇的现象, 也对实验提出了更高的要求.

2.1.2 纳米孔道内页岩气的研究

吸附气和自由气共存于页岩孔隙中. 气体在页岩中的质量传输有以下几种机制[14~16]: 黏性流、Knudsen扩散、表面扩散. 如图4所示, 同种气体分子与分子之间碰撞产生黏性流, 分子与壁面碰撞产生Knudsen扩散, 吸附在孔隙壁面的气体分子沿孔隙表面蠕动产生表面扩散. 由于连续性假设在纳微米孔道中不适用, 一般采用气体分子运动自由程与孔隙半径的比值Knudsen数判定页岩中的气体运移模式, 不同Knudsen数对应气体运移机制不同. Beskok等人[17]和Civan[18]建立了基于Knudsen数的气体表观渗透率模型, Javadpour[19]和Wu等人[20]建立了基于多重气体运移机制叠加的气体表观渗透率模型. 本中心

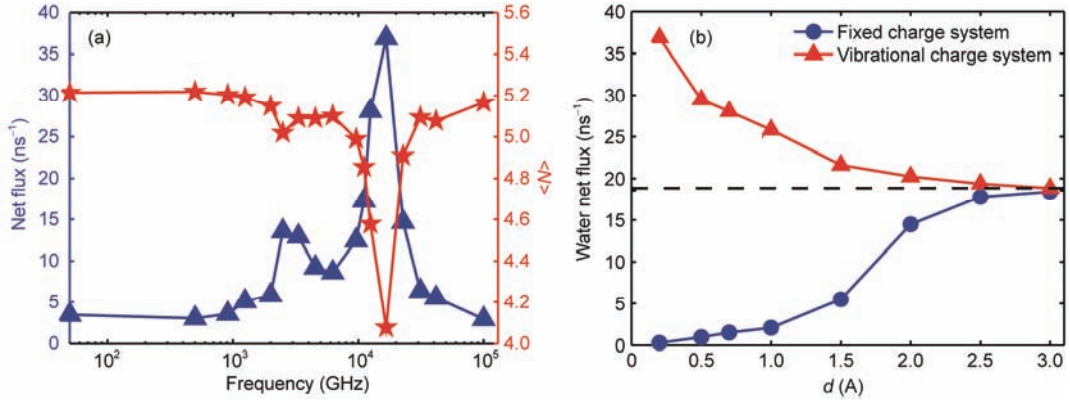


图 3 (网络版彩色)外置电场对纳米通道内水分子运动的影响. (a) 净流量和纳米通道内的水分子数随着电荷的振荡频率的关系; (b) 在静止电荷和振荡电荷系统中水的净流量随两者之间距离的变化关系

Figure 3 (Color online) Effect of electric field on water transport in nanochannel. (a) Net flux and average number of water molecules inside the SWCNT as a function of vibrational frequency; (b) the water net flux as a function of distance d for fixed-charge system (FCS) and vibrational-charge system (VCS)

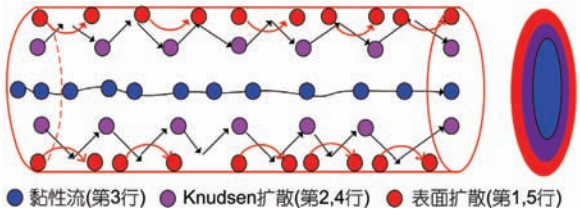


图 4 (网络版彩色)单孔隙内气体传输机制[22]

Figure 4 (Color online) Transport mechanism of gas in single channel[22]

建立了考虑相态变化、应力敏感、孔隙类型、气体运移机制影响的气体表观渗透率模型[16]. 目前普遍认为无机质孔隙如黏土孔隙具有大量吸附气是建立在固-气界面吸附理论基础上的, 对页岩气藏不适用[21]. 由于黏土矿物具有极强的亲水性, 实际储层黏土孔隙表面吸附水膜, 并且孔隙中存在一定毛细水及可动水. 在黏土孔隙表面存在水膜情况下, 大多数甲烷分子表现为聚集在孔隙中心, 或者吸附在水膜上, 而并非吸附在黏土表面, 这就在很大程度上降低了黏土对甲烷的吸附能力. 相比于有机质对甲烷的强吸附能力, 无机质孔隙吸附能力可以忽略[21]. 在模拟页岩气流动和气藏储量计算中一般忽略无机质孔隙中的吸附气.

2.2 微米尺度流动模拟

微米尺度流动模拟通常也叫做孔隙级流动模拟, 一般以多孔介质的数字岩心为平台. 最早在数字岩心的基础上通过提取孔隙网络模型, 简化多孔介质的孔隙结构, 然后在孔隙网络模型上进行模拟. 后来随着计算机速度、存储容量的发展, 利用格子Boltzmann方法(LBM)、直接求解N-S方程等方法可直接模拟数字岩心中的流体流动. 本节主要介绍数字岩心构建、孔隙网络模型提取以及基于数字岩心的间接和直接流动模拟的研究进展.

2.2.1 数字岩心和孔隙网络模型的构建方法

(ⅰ) 数字岩心构建研究进展. 数字岩心作为孔隙级微观渗流理论研究的基础平台, 为微观孔隙尺度上研究流体在多孔介质中的流动提供了重要的研究手段. 数字岩心的建模技术主要分为两大类: 物理实验法和数值重建法[23].

目前, 系列切片法、聚焦离子光束法、CT扫描法、聚焦离子束扫描电子显微镜(FIB-SEM)法可获得多孔介质高精度的二维或三维数据, 为多孔介质重构研究提供真实的基础数据. 随着非常规油气资源的勘探开发, 孔隙喉道尺寸处于纳米级别, CT设备和FIB-SEM设备越来越多地应用到数字岩心领域的研究中来. 这些方法在获取有价值孔隙结构的图像时, 设备要求较高并且价格较贵, 此外, 这类方法的分辨率和样品尺度是相互矛盾的两个参数[23].

数值重构法先用二维图像获取孔隙结构特征, 再进行多孔介质的三维重构, 主要有以下几种方法: (1) 高斯模拟法. 高斯模拟法基于岩石薄片统计资料, 随机产生数据集(高斯场), 该高斯场由相互独立的高斯变量组成; 应用孔隙度和两点相关函数作为约束条件, 通过非线性变换将高斯场转化为数字岩心. 但是, 仅用孔隙度和两点相关函数无法充分反映孔隙空间的结构特征, 孔隙空间的连通性较差. (2) 模拟退火法. 模拟退火法通过提取二维图像中的孔隙度和两点自相关函数等统计函数信息来重构三维孔隙图像. 赵秀才等人[24]在此基础进行了改进, 给出了更加合理的优化步骤. 由于模拟退火法只是使用了二维图像中的低阶统计信息, 因此难以再现孔隙空间的长连通性. (3) 多点地质统计法. Okabe等人[25]通过旋转二维薄片图像获得三维情况下的条件概率分布函数, 再利用多点地质统计法来重构多孔介质的孔隙结构, 由于缺少真实的三维结构特征, 这种方法重构的多孔介质不能再现真实的三维孔隙特征信息, 虽然二维薄片图像具有较高的分辨率并且较易获取, 但是它不包含孔隙的三维结构特征信息. (4) 过程模拟法. 过程模拟法提出了通过模拟岩石的地质成岩过程来建立数字岩心的方法, 给出了一种能更加逼真的模拟真实岩石形成过程的建模方法, 过程模拟法所建立的数字岩心具有很好的孔隙连通性, 但该方法无法模拟复杂孔隙系统的成岩过程[26]. (5) 马尔可夫链蒙特卡罗法. Wu等人[27]将马尔可夫链蒙特卡罗(MCMC)方法应用到了三维油藏岩石的构建之中, 大大提高了计算效率, 是目前应用最多的重构方法之一. (6) 混合法. 针对碳酸盐岩和非常规油气藏的多尺度非均质特性, Yao等人[28,29]发挥模拟退火法、多点地质统计法和马尔可夫链蒙特卡罗法各自的优点, 提出了一种叠加耦合方法, 重建了反映碳酸盐岩和页岩岩心孔隙的数字岩心(如图5所示), 取得了较好的建模效果.

(ⅱ) 孔隙网络模型提取研究进展. 三维孔隙网络模型是进行多孔介质微观多相流研究的基础, 孔隙网络模型能够再现复杂的孔隙空间, 孔隙网络模

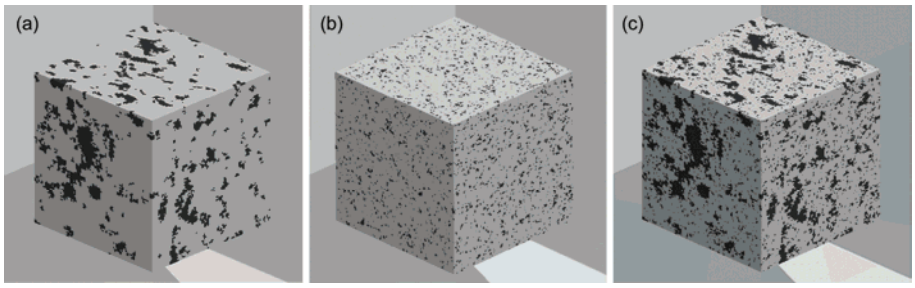


图 5 页岩无机数字岩心(a)、有机数字岩心(b)和叠加数字岩心(c)
Figure 5 Shale inorganic (a), organic (b) and superposed digital core (c)

型模拟不仅可以降低实验成本, 缩短实验数据获取周期, 还可以得到实验室内难以测量的实验数据.

建立真实拓扑孔隙网络模型的方法有: 孔隙空间居中轴线法、最大球体法以及不同孔网模型的叠加耦合法. (1) 孔隙空间居中轴线法. 对于多孔介质, 岩心孔隙空间像人体内的血管一样贯穿于岩心内部, 这些孔隙空间的中心轴线即称为孔隙空间居中轴线. 孔隙空间居中轴线准确保留了孔隙空间的几何连通特征, 可以表征孔隙空间的拓扑结构. 定义中轴线节点为孔隙, 中轴线上的局部最小区域为喉道, 对整个孔隙空间进行合理分割和简化, 即可建立孔隙网络模型. 孔隙空间居中轴线法可以获得多孔介质内部连通性(喉道), 但是在识别孔隙时会存在不确定性. (2) 最大球体法. Silin等人[30]提出了最大球体法思想, 对孔隙空间任意一点, 找出其最大的内切球半径, 用局部最大的球体来表示孔隙, 连接此球体的所有较小球体表示喉道. Dong等人[31]完善了Silin和Patzek的方法, 改进了最大球体生成方法, 建立了一种树状结构, 使孔隙、喉道间的相互连通关系更加清晰. 然而, 最大球体法在图像分辨率较差时会倾向于搜索大量小尺寸喉道, 同时在产生特定的水力半径时存在一定的误差. (3) 多尺度孔隙网络模型. 以孔隙网络模型为研究平台, Jiang等人[32]提出了一种孔隙网络模型的整合方法. 首先, 分别构建出不同尺度或者不同性质的孔隙网络模型; 然后, 为了获取孔隙网络模型的统计特征, 分析孔隙网络模型几何结构参数变量之间的相关性并通过相关强度描述变量之间的相关结构; 最后, 通过整合几何拓扑结构特征等价的孔隙网络, 得到同时描述不同孔隙类型结构特征的多尺度孔隙网络模型.

数字岩心的构建方法目前已逐渐成熟, 通过物理实验进行直接获取的方法应用越来越多, 数字岩心的分辨率从微米尺度提高到纳米尺度. 在实验设备分辨率等限制的情况下, 数值重构方法依然发挥着很重要的作用.

2.2.2 基于数字岩心的LBM模拟

LBM直接利用多孔介质的孔隙结构, 不需要对孔隙结构进行简化, 可以直接进行流动模拟, 与孔隙网络模型的模拟相比, LBM能够对多孔介质内的流动进行精细刻画, 但计算量也大大增加.

(ⅰ) LBM单相流动模拟. 1989年Succi等人[33]首次应用LBM模拟了三维随机多孔介质内的孔隙流动; 随后一些学者[34]利用LBM模拟了二维、三维随机生成的多孔介质中的流动, 研究了不同孔隙度多孔介质的达西流动问题, 但这仅适用于常规油气藏中油气渗流的模拟, 对于页岩等致密性非常规油气藏, 由于储层岩石孔隙尺寸的纳微尺度特性, 比如对于页岩气的流动, 壁面存在滑移流速, 并且有机质壁面存在吸附气, 这使得气体在页岩中的流动明显不同于常规孔隙.

利用LBM进行微尺度气体流动模拟时需要解决两个基本问题, 一是松弛时间和努森数之间的关系, 二是合理的滑移边界条件. 自2002年Nie等人[35]首次将LBM应用于气体流动模拟以来, LBM在微尺度气体流动模拟领域得到了快速发展. 目前已有不少学者[36,37]将LBM应用到页岩气的流动模拟中, 部分考虑了气体稠密性、表面扩散、气体滑移、吸附层等因素的影响, 但仅在简单通道模型上进行了模拟讨论. 本中心在基于LBM和数字岩心的页岩气流动模拟方面做了大量工作, 首先进行了二维通道中的页岩气流动模拟, 研究了孔隙尺寸、温度、压力等参数对微尺度气体流动的影响, 分析了不同流动区域页岩气的渗流机理[2]. 此外, 通过修正微尺度LB模型进行了二维及三维真实岩心中的页岩气流动模拟[38,39],

计算了页岩表观渗透率，并研究了多孔介质非均质性对气体流动的影响，结果表明多孔介质非均质性在低努森数下对气体流动的影响较大，但在高努森数下对气体流动的影响相对较小.

为研究有机质吸附对页岩气流动及生产的影响，通过引入有机质壁面与气体分子间相互作用力来模拟吸附，并且LBM中有机质壁面的吸附参数大小由分子动力学模拟来确定[40]，研究了吸附对页岩气生产的影响，见图6，结果表明与游离气相比，吸附气更难被产出，从而导致有机质中的气体采收率相对较低.

(ⅱ) LBM多相流动模拟应用. LBM多相流模型根据描述相之间相互作用方式的角度来划分，可以分为四大类: 颜色模型、伪势模型、自由能模型和其他模型. 颜色模型表面张力与界面的走向相关，在重新标色过程中计算量较大. 伪势模型只有当相互作用力中的有效密度函数取指数形式时，该模型才与热力学相关理论一致；自由能模型当界面之间存在较大的密度梯度时，会导致一些非物理现象.

在非常规油气藏开发中，页岩气中会出现气水两相的流动，不同于常规的油水两相流动模拟，气水两相的密度比和黏度比都非常高，本中心[41]基于高密度比的两相流模型[42]提出了气液两相流动模拟理论，并基于页岩真实数字岩心，将高密度比模型应用到页岩水力压裂气水两相模拟中[3]，图7(a)是页岩数字岩心结构，深色部分为孤立孔隙，浅色部分为连通孔隙，(b)是气驱水发生突破时气体的分布示意图，此时气相饱和度只有4.5%，从而微观角度解释了页岩压裂液返排率非常低的现象.

2.2.3 基于数字岩心和孔隙网络模型的N-S方程模拟方法

近年来以多孔介质图像为基础，结合现有成熟的计算流体力学方法，通过数值求解N-S方程进行孔隙尺度多孔介质内的单相流以及多相流模拟也在不断发展. N-S方程单相流模拟目前较为成熟，但仍存在网格剖分困难，计算量巨大的问题. 多相流模拟中液相界面的动态描述及界面张力计算是一个关键问

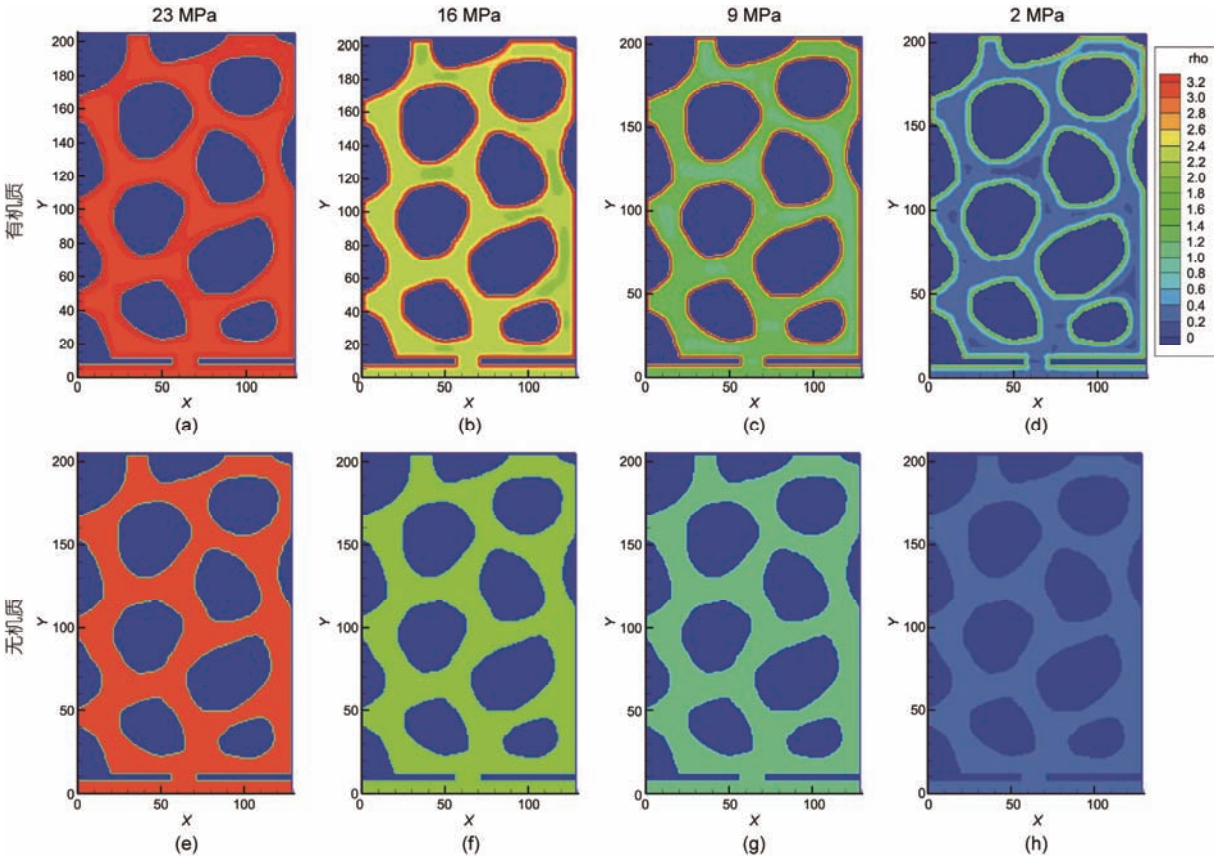


图 6 (网络版彩色)不同岩心不同压力下甲烷密度分布图

Figure 6 (Color online) Density distribution under different pressure

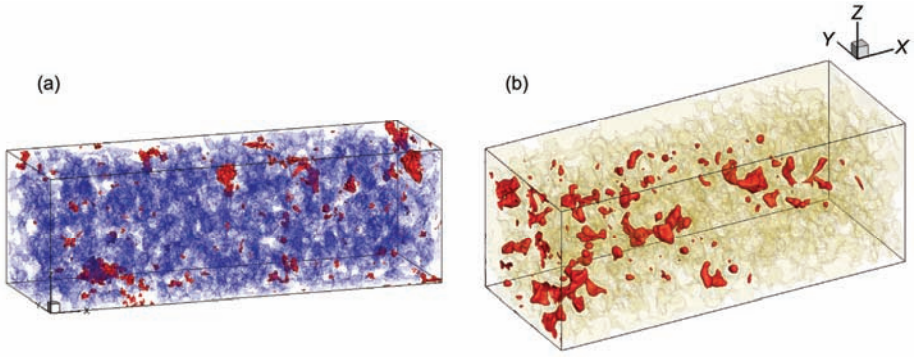


图 7 (网络版彩色)页岩数字岩心(a)以及气驱水过程气相分布示意图(b)
Figure 7 (Color online) Digital core of shale (a) and gas distribution in it (b)

题, 描述液相界面动态变化的方法主要有动网格法和界面追踪法两大类[43]: 动网格法在各相区域内单独划分网格, 相界面被表示为两套网格的边界. 随着流体的运动, 网格需要进行调整以适应相界面的变化, 因此这类方法的计算量较大; 常用的界面追踪方法有水平集方法(level set method), 流体体积法(VOF)以及CLSVOF方法, 其中CLSVOF方法是前两种方法的耦合方法, 有效地克服了水平集方法物理量不守恒以及流体体积法不能准确计算相界面的法向和曲率的缺点. 结合动态液相界面形状可以求取界面张力, 常用的模型有连续表面力模型、连续表面应力模型和间断表面力模型等. 多孔介质孔隙尺度多相流模拟中另一个关键问题是如何准确描述液相与固体表面接触角的动态变化过程. Renardy等人[44]基于VOF方法提出修正固体表面法向量和求解杨氏方程两种计算接触角的方法. Huang等人[45]和Qaseminejad Raeini[43]分别通过采用不同方式光滑固体表面法向量对第一种方法进行了改进. 与其他流动模拟方法相比, N-S结合非结构化网格可以模拟任意复杂形状多孔介质内的微观流动, 但同时也存在网格剖分量及计算代价大, 对求解器要求较高的缺陷.

通过对多孔介质内流体进行流动模拟, 不仅可以更好地理解流体在多孔介质内的流动机理; 还可以根据求得的速度及压力场等数据通过尺度升级得到多孔介质的等效绝对渗透率[46]和相渗曲线[43]等宏观物性参数.

2.3 发展趋势

目前纳微尺度流动模拟在油气渗流领域的应用处于起步阶段, 而且应用主要限于单相、两相的渗流场的流动模拟, 纳微尺度流动模拟面临许多的问题.

(1) 复杂油藏岩心精细描述. 常规砂岩油藏孔隙网络模型的提取方法比较成熟, 但是针对碳酸盐岩等非均质油藏, 仅利用孔隙和喉道来描述岩心中的裂缝等结构会给模拟结果带来严重误差甚至错误, 因此需要新方法来准确描述裂缝等特殊孔隙.

(2) 考虑微尺度效应的液体流动模拟以及多相模拟. 对于微尺度液体流动模拟, 关键是如何考虑壁面的影响, 目前LBM在微尺度液体流动模拟领域研究较少, 仍处于探索阶段.

(3) 多场耦合的LBM流动模拟. 流固耦合是LBM的发展趋势之一, 在多孔介质流动模拟方面进行纳米颗粒流、聚合物微球流等复杂多相流体系的模拟以及考虑应力敏感的流固耦合模拟是下一步的研究方向之一.

3 流动模拟的多尺度升级

3.1 多孔介质中的多尺度问题

油气藏是由复杂的多孔介质组成的, 其空间类型的多样性和多尺度性, 导致流体在不同尺度的空间上流动机制不同, 此时采用单一尺度上控制方程或流动模拟方法不能准确揭示复杂油气藏内流体流动规律. 页岩气藏和缝洞型碳酸盐岩油藏为典型的多尺度复杂油气藏, 以页岩气藏为例, 图8说明了页岩气藏的多尺度流动机制, 页岩气藏存在五个尺度上的储集空间: 纳米级尺度的有机质孔隙、微米级的干酪根团和非有机孔隙、介观毫米级尺度上的微裂缝和基岩孔隙系统、宏观米级尺度上的水平井和压裂缝及大规模的油气藏尺度, 气体在不同的储集空间内运

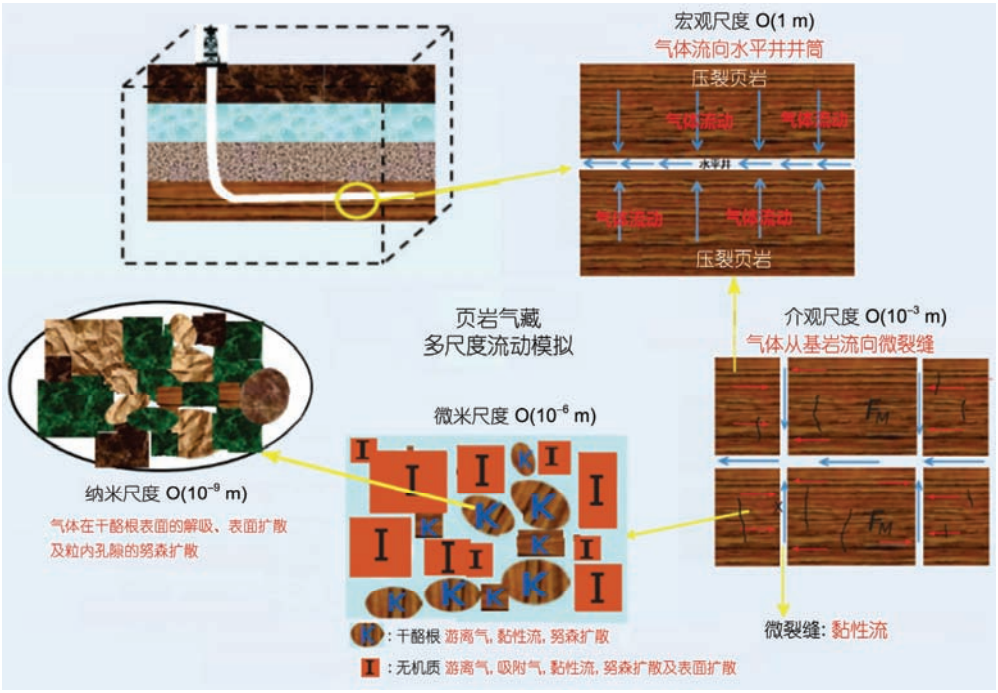


图 8 (网络版彩色)页岩气藏多尺度流动机制[47]

Figure 8 (Color online) Schema of multiscale flow in shale gas reservoirs[47]

移机制不同, 所采用的方法也不同: 如在纳米级有机质孔隙内, 传统的连续性假设不再成立, 达西定律和N-S方程不再适用, 需采用分子模拟揭示有机质表面的吸附解吸机制, 采用DSMC或修正的LBM来研究有机质孔隙内的气体运移; 而在微米级微观干酪根团和非有机孔隙内可采用N-S方程和LBM来研究其流动问题; 介观毫米尺度上, 需考虑天然裂缝自由流和基岩内连续流耦合的问题.

在精细尺度上能够准确描述流体的运移特征, 但由于每个模拟方法都有其适用的空间尺度和时间尺度, 在实际生产过程中, 因计算量的问题, 整个油气藏区域无法直接采用最精细尺度上模拟方法进行模拟, 这样如何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, 是目前研究的热点和难点. 一般采用逐级尺度升级的方法得到宏观尺度上的控制方程.

3.2 常用尺度升级方法

尺度升级的方法有多种[48], 目前多孔介质流动中常用的方法为均化理论(homogenization theory)和体积平均法(volume averaging method). 均化理论一般应用在周期性问题, 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.

3.2.1 均化理论

20世纪70年代, Keller[49]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[50], 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, 目前均化理论中存在双尺度渐进展开方法等一些比较经典方法[51].

均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ε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[52]以及获取等效渗透率等渗流参数[53], 本中心将均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[4,53,54], 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[53].

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. 本中心[54]应用均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.

页岩气藏的流动尺度升级. 页岩基岩由有机质和无机质构成(如图9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, 本中心基于均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(见图9, 3种模型具有相同的TOC含量, 相同的孔渗等物性参数, 仅分布不同)页岩基岩应用均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10). 由图10可知, 虽然3个模型在宏观上具有相同的性质, 但是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.

3.2.2 体积平均法

体积平均法也是一种尺度升级方法, 与均化理论不同的是: 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表征单元体, 将表征单元分为固体骨架和不同流体相(如图11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[55].

Whitaker[56,57]和Quintard[58]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[56]、多相流的传质方程[57]、多孔介质中的传质传热[58]、多孔介质和流体间的界面条件[59]等.

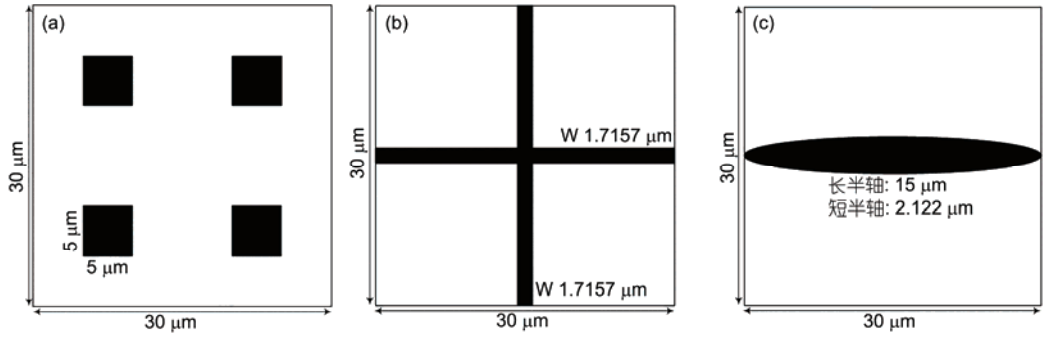


图 9 页岩有机质微观分布模型. (a) 微观模型 1; (b) 微观模型 2; (c) 微观模型 3 (模型中黑色表示有机质, 白色表示无机质)

Figure 9 Micromodel with different organic matter distributions. (a) Micro-model 1; (b) micro-model 2; (c) micro-model 3 (black, organic matter; white, inorganic matter)

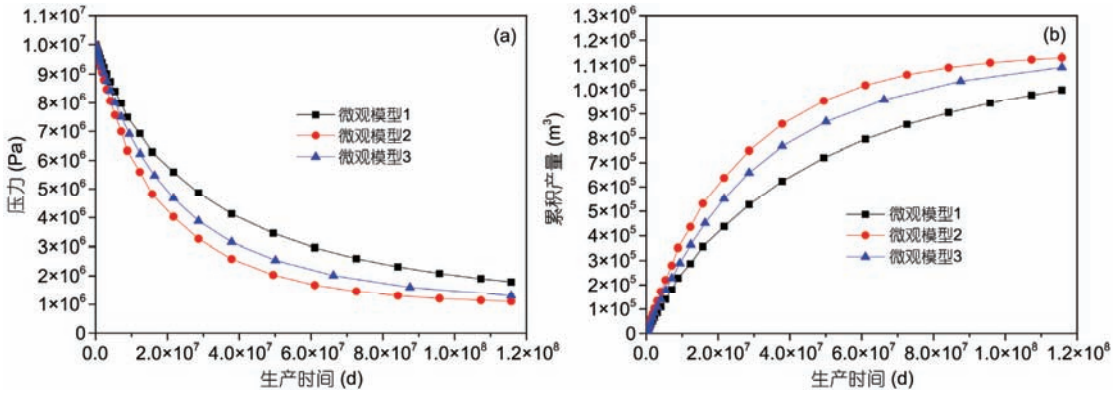


图 10 (网络版彩色)宏观区域的平均地层压力和累积产量随生产时间的变化. (a) 平均地层压力; (b) 累积产量

Figure 10 (Color online) Dynamic variation of the average pressure and cumulative production of the global domain during production. (a) Average pressure; (b) cumulative production

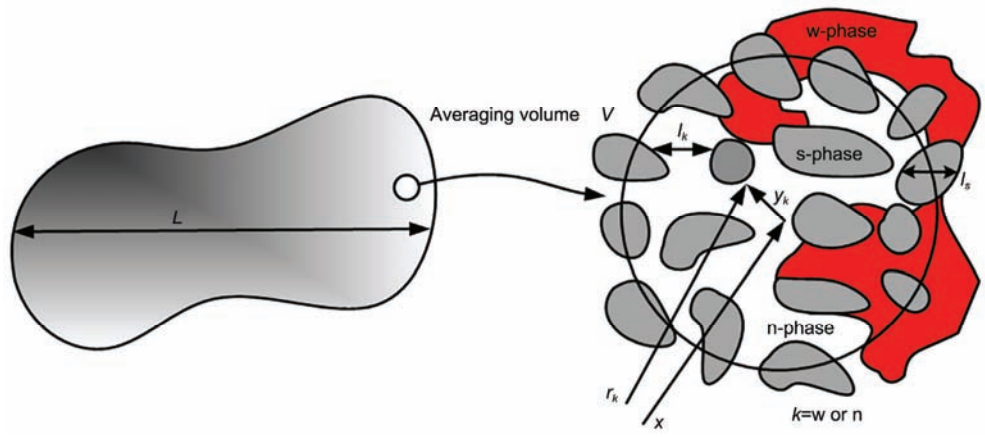


图 11 (网络版彩色)研究区域表征单元体

Figure 11 (Color online) Representative element volume of porous media

本中心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[60]. 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交界面条件来耦合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.

3.3 发展趋势

油气藏开发过程中存在多种多尺度复杂流动问题, 如何基于微观流动模拟开展尺度升级研究, 建立能够准确体现微观机制的宏观数学模型是目前研究的难点和热点, 而目前的尺度升级方法多基于周期性假设, 比较理想, 难以应用于复杂真实油气藏流动模拟, 因此油气渗流中的尺度升级方法还有许多工作亟需开展.

(1) 纳米孔隙是页岩油气藏和致密油气藏主要储集空间, 分子模拟可以揭示10 nm以下孔隙内的气体吸附、扩散及壁面与流体的作用机制; LBM方法应用于10纳米-微米级的多孔介质内流体运移规律的模拟, 但LBM中流体与壁面的作用机制需要首先给定, 才能实现准确模拟, 如何将分子模拟结果进行尺度升级应用到LBM模拟中是目前亟需要解决的问题.

(2) 油气藏中尺度升级问题, 都是假定油藏为周期分布的均质油藏, 而实际油藏是非均质的, 对于非均质油藏如何开展尺度升级也是目前亟需解决的问题.

(3) 页岩油气中存在纳米-微米-介观-宏观-油藏五个尺度, 如何形成全尺度耦合的尺度升级流程是目前页岩油气藏需要解决的关键问题.

4 非常规油气藏的宏观流动模拟

页岩/致密油气藏作为一种典型的非常规油气藏, 与常规油气藏相比有截然不同的开采方式和流动机理. 储层孔隙结构复杂, 发育纳微米级孔喉和微米级裂隙系统, 孔喉直径非常小, 渗透率极低, 必须进行压裂才能进行商业化开采; 储层基岩中流体运移机制非常复杂, 常规只考虑黏性流动的达西方程无法准确描述; 同时, 储层处于复杂地应力等多物理场的共同作用中, 随着孔隙压力的下降, 岩石骨架承受的有效应力增加, 储层基岩孔隙和裂缝发生形变, 整个生产过程伴随着强烈的流固耦合现象, 导致储层的渗流能力急剧减小, 造成产能下降. 现将页岩/致密油气藏的大规模分段压裂模拟以及生产过程的数值模拟研究进展及趋势介绍如下.

4.1 页岩/致密油气藏的水力压裂裂缝扩展数值模拟

自1947年在美国进行了首次水力压裂增产作业以来, 对水力压裂进行了大量的研究. 最早的二维模型开始于20世纪50年代, 直到60~70年代研究出现开创性的工作, 其中包括: PKN模型和KGD模型; 此后三维模型逐渐被提出: Settari等人[61]基于PKN模型建立了拟三维模型; Bouteca[62]建立了考虑裂缝垂向和水平延伸的全三维裂缝形态预测模型; 20世纪90年代高滤失裂缝模型以及酸化压裂模型发展起来; 21世纪以来, 裂缝扩展问题进一步地发展成为考虑复杂地质力学作用的耦合模型.

水力裂缝扩展问题需要考虑以下3个作用过程: 地层岩石力学变形、裂缝内流体流动以及断裂延伸. 针对岩石变形, 目前采用的模型包括: 线弹性理论、弹塑性理论和多孔弹性理论; 针对流体流动, 通常采用泊肃叶流动和Carter滤失模型进行模拟; 针对断裂延伸, 目前采用的模型包括: 线弹性断裂力学理论和内聚区模型. 此外页岩储层压裂后可形成裂缝网络, 其中最重要的原因是以天然裂缝为代表的地质不连续面对人工裂缝扩展的影响. 通过实验研究表明人工裂缝可贯穿或者转向天然裂缝扩展甚至形成多分叉裂缝[63], 从解析和数值模拟的方法对水力裂缝与天然裂缝的相互作用过程进行了深入研究[64].

在水力裂缝扩展一般理论方法的基础上, 考虑应力阴影作用和天然裂缝的影响, 针对页岩气藏水力压裂的复杂裂缝网络模型逐渐发展起来. 目前页岩储层压裂模型主要包括: 线网模型、非常规裂缝模型、MShale模型和FracMan模型以及Itasca离散元模型. 这些模型建模和求解方法各不相同: 线网模型是半解析模型; 非常规裂缝模型考虑了水力裂缝与天然裂缝之间的相互作用, 计算结果能够准确地预测裂缝分布、几何形态和支撑剂分布; MShale模型与线网模型类似, 裂缝网络由两组相互垂直的裂缝组成; FracMan模型采用离散裂缝网络模型来刻画压裂裂缝的生长; Itasca采用离散元程序模拟裂缝的演化和生长. 此外, 大学及实验室方面重要研究主要包括: 基于位移不连续法[52](DDM), 考虑裂缝延伸与流体流动耦合, 能模拟复杂裂缝的扩展; 基于扩展有限元方法[65](XFEM), 能考虑流体流动, 但局限于简单几何形态; 基于有限元方法[66](FEM), 裂缝沿着有限元网格扩展, 计算精度高但是计算速度慢.

本中心基于位移不连续法, 建立了水平井分段多簇压裂裂缝扩展数学模型, 考虑裂缝之间的应力阴影效应, 构建了快速稳定的迭代求解算法, 计算得到了裂缝扩展几何展布(图12(a)); 此外, 基于水力裂缝与天然裂缝相互作用机制, 建立了预置天然裂缝条件下水力裂缝扩展数值模型, 能够得到压裂后缝网展布(图12(b)).

4.2 页岩气藏流动数值模拟

页岩气藏的储集空间具有多尺度性, 储集方式具有多样性, 其孔隙介质既有纳米级的有机粒内孔隙、微米级无机粒间孔隙又存在微米级到毫米级的天然裂缝、更大尺度的人工压裂缝; 页岩气以游离态和吸附态的方式储集在页岩中, 气体在非有机粒间孔隙、微裂缝和人工压裂缝中只以游离态存在, 在有机粒内孔隙中既存在游离态的气, 有机粒内孔隙表面还存在吸附态的气.

Bird[67]发现气体在多孔介质中运移机制包括分子扩散、Knudsen扩散以及黏性流, 若多孔介质存在吸附气, 还存在吸附气的吸附解吸. 不同孔隙介质、不同的储集方式, 气体在多孔介质中的运移机制是不同的: 微米级以上孔隙中, 气体的运移机制为传统达西定律描述的黏性流; 当多孔介质中存在纳米孔

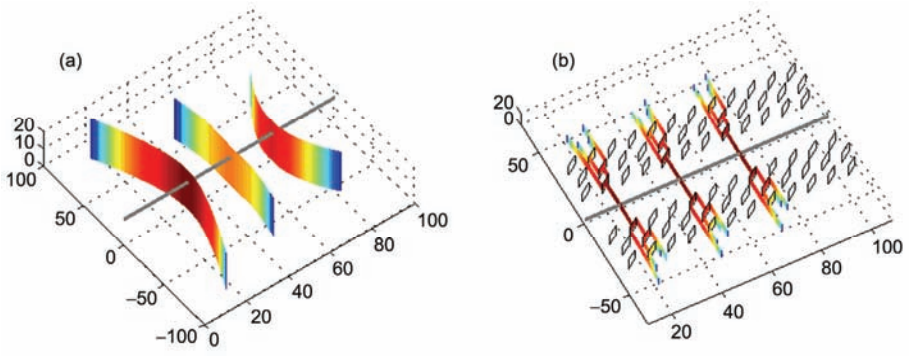


图 12 (网络版彩色)水力裂缝扩展模型计算结果. (a) 多簇同步压裂; (b) 预置天然裂缝

Figure 12 (Color online) Numerical results of hydraulic fracture expansion. (a) Multi-cluster synchronous fracturing; (b) preset natural fractures

隙时, 气体在多孔介质的运移机制除了黏性流外, 还存在Knudsen扩散, 达西定律此时已不再适用. 因此页岩气藏中微米级尺度以上的孔隙、微裂缝及人工压裂缝内的气体运移为黏性流, 可采用传统的达西定律来描述, 而在具有不同气体储集方式的纳米尺度孔隙内的气体运移机制已不能用传统达西定律描述[19]. 目前, 描述气体在纳微米孔隙中运移的模型主要有3类: (1) 基于多孔介质孔隙半径的Javadpour模型[19]; (2) 基于Knudsen数的Civan模型[18]; (3) 基于扩散系数的DGM模型[68]. 以上3种模型都可以表示多孔介质中考虑黏性流和Knudsen扩散的气体运移规律, 本中心在此基础上对这些模型做了系统的对比研究, 并建立了考虑不同气体运移机制的页岩气藏流动数学模型[15].

常用的页岩气流动模型主要有: 双重介质模型和离散裂缝模型. 双重介质模型将裂缝的影响等效到整个模型中, 重点研究整体的渗流特征, 该模型的关键在于如何准确刻画基岩与微裂缝间的非稳态窜流, 常用的方法主要有解析推导和数值离散两类; 离散裂缝模型可以准确刻画单个裂缝的导流特征, 然而由于裂缝形态的复杂性, 其网格剖分难度较大, 同时模型的计算量也较大, 难以用于模拟储层中的所有裂缝. 压裂后页岩储层中同时存在微孔隙、微裂缝和水力裂缝, 如图13所示. 单一的双重介质模型或者离散裂缝模型均不能准确有效模拟, 对此, 有学者提出一种耦合模型, 将双重介质模型与离散裂缝模型相结合: 对于小尺度的微裂缝建立双重介质模型[69], 大尺裂缝建立离散裂缝模型. 这种耦合模型有效的结合了双重介质模型和离散裂缝模型各自的优点, 具有较高的计算精度和计算效率. 本中心对现有的

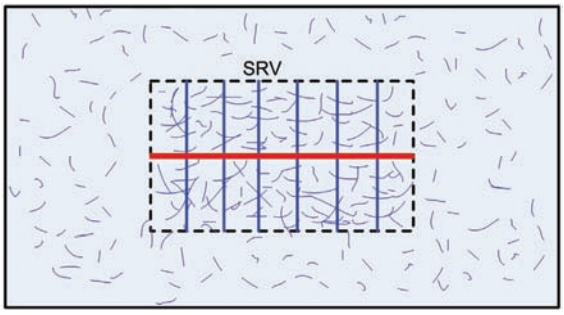


图 13 (网络版彩色)压裂后储层示意图. 水平井(SRV区域中间水平粗线)、人工裂缝(SRV区域内垂直线)、天然裂缝(整个区域弯曲短线)

Figure 13 (Color online) Schematic of fractured reservoir. horizontal well (bold horizontal line in SRV), hydraulic fracture (vertical lines in SRV), natural fracture (curved short-line in whole area)

多重子区域模型进行改进, 并将改进模型与嵌入式离散裂缝相耦合, 形成了适用于复杂页岩储层的耦合流动模型[70].

4.3 页岩气藏流固耦合数值模拟

应力场与渗流场的耦合研究最早由Terzaghi[71]提出, 随后Biot[72]进一步建立了比较完善的流固耦合理论. 对于页岩气藏的流固耦合模拟, 目前大部分研究均基于双重介质流固耦合模型, 这类模型基于双孔隙有效应力原理, 可以在一定程度上刻画基岩和裂缝的流动及力学特征, 但是对于裂缝的几何形状以及连通性具有较强的约束. 近年来, 离散裂缝流固耦合模型得到广泛研究, 这类模型将裂缝显示表征, 可以准确刻画裂缝对渗流场和应力场的影响, 由于裂缝开度与油藏尺度存在巨大差异, 需对裂缝进行降维处理避免裂缝周围局部加密以减小网格量, 而降维后裂缝两侧的位移场存在间断性, 常用的处理方法有: 界面双节

点单元法和扩展有限元法. Ren等人[73]将双重介质模型和离散裂缝模型相结合, 提出一种适应于复杂页岩储层流固耦合模拟的混合模型, 然而该模型还存在较多问题: 例如, 裂缝边界的位移震荡, 并且不能准确模拟基岩和微裂缝间的非稳态窜流.

除对流固耦合数学模型方面的研究外, 渗流场和应力场的耦合求解策略多年来也一直受到广泛关注, 常用的主要为以下两种: 全耦合和迭代耦合. 全耦合方法同时求解流固耦合方程, 该方法具有稳定性和收敛性好等优势, 但其单次计算量大, 数值模拟器的编制无法借用已有的非耦合模拟器, 需另起炉灶, 并且要求渗流场和应力场的计算网格一致, 在一定程度上限制了该方法的应用; 迭代耦合方法在每个时间步下, 先求解某一物理场, 以此为基础求解另一个物理场, 循环迭代直至收敛解满足精度要求, 这类方法可以基于现有的非耦合模拟器进行简单修正, 实现较易, 同时两个场的区域大小和网格可以不一致, 具有较强的灵活性, 但是这类方法的稳定性和收敛性稍差, 同时两套系统间的数据传递会降低大规模的数值模拟效率. Kim[74]对于多种耦合求解策略的稳定性和收敛性进行了系统的对比研究.

本中心最近通过耦合MINC模型和嵌入式离散裂缝模型, 形成了一种高效的流固耦合混合模型, 同时在模型中考虑了压裂缝内的支撑剂充填, 采用多项式压力投影技术[75]构建稳定的扩展有限元求解格式, 可以准确刻画压裂缝的开度变化.

4.4 发展趋势

目前页岩气藏宏观数值模拟尚存在较多问题, 是一项极具挑战的研究, 下一步应该从以下几个方面开展研究工作:

(1) 页岩非线性地质力学特征和破裂机制研究, 从线弹性变形破坏到多层理非线性力学变形破裂, 从本构关系上建立更加符合页岩多页理特征的力学模型, 此外还需进一步揭示水力裂缝与天然裂缝之间的相互作用机制;

(2) 页岩中的单相气体宏观运移模型大都基于经验公式或是理论表达式中采用经验系数, 其准确性需要验证, 气水两相流动机理认识不清, 需要进一步探讨;

(3) 大部分流固耦合模型中均不考虑裂缝的剪胀性以及裂缝在储层开采过程中的变形、破裂问题, 同时, 大变形流固耦合研究较少. 目前的流固耦合模型对于多尺度裂缝性页岩无法同时满足计算高效准确, 亟需构建一套新的数学模型和数值算法, 在现场具有较强的实用性.

5 大尺度缝洞碳酸盐岩流动模拟

与常规碎屑岩油藏不同, 缝洞型碳酸盐岩油藏一般经历了多期构造运动、多期岩溶叠加改造、多期成藏等过程, 具有极强的非均质性和显著的多尺度特征, 主要表现在: (1) 介质的储集类型多样, 包括裂缝、溶洞和孔隙; (2) 介质的储集空间尺度变化范围大, 尤其是裂缝和溶洞的空间大小从毫米级可跨越到米级; (3) 受后期构造运动影响, 裂缝和溶蚀孔洞充填比较严重, 加剧了储层的非均质性. 上述介质特点导致缝洞型碳酸盐岩油藏中的流体流动规律异常复杂, 流态从层流到湍流均有可能, 是一种复杂的耦合流动, 以传统渗流力学为基础的理论模型和方法已不完全适用于此类油藏. 由于裂缝和溶洞的存在, 此类油藏属于典型的离散介质, 即介质属性在几何空间上具有突变性或不连续性. 因此, 本节首先从离散介质渗流模型出发进行阐述, 包括离散裂缝和离散缝洞模型; 然后对其等效介质模型予以描述, 旨在阐述离散介质渗流与传统渗流理论的关系.

5.1 离散裂缝网络模型流动模拟方法

裂缝既可作为高导流通道, 也可成为流动屏障, 其分布具有随机性, 大小从微米级裂隙到千米级断层, 可跨越多个数量级, 具有显著的多尺度特征[76], 其中的流动为典型的多尺度流动问题. 相对于现有的渗流理论, 离散裂缝模型对每条裂缝予以显示表征和模拟, 计算精度高、拟真性好, 满足裂缝型介质的研究需要.

5.1.1 渗流区域中的离散裂缝模型

离散裂缝模型将宏观大裂缝予以显式处理, 克服了上述连续性介质的缺点. 最初的研究都是把裂缝描述为具有一定开度的高渗区域, 然后把整个研究区域作为非均质单孔介质模型来处理. 因此, 在模拟时要对裂缝予以网格加密来获取较好的模拟效果, 但这会导致巨大的计算量. 为了有效地处理裂缝, 离散裂缝模型对裂缝进行了降维处理.

裂缝性介质研究区域$\Omega=\Omega_m+\Omega'_f=\Omega_m+e\times\Omega_f$; 其中下标m表示基质岩块, f则代表裂缝. 本文假设基质

岩块和裂缝区域的表征单元体REV均存在，则流动方程*FEQ*在整个研究区域上都适用. 对于单孔隙介质模型，流动方程的积分守恒式如下:

$$\int_{\Omega} FEQ\mathrm{d}\Omega = \int_{\Omega_{\mathrm{m}}} FEQ\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{m}} + \int_{\Omega_{\mathrm{f}}'} FEQ\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{f}}'. \quad (1)$$

而对于离散裂缝模型，相应的积分形式如下:

$$\int_{\Omega} FEQ\mathrm{d}\Omega = \int_{\Omega_{\mathrm{m}}} FEQ\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{m}} + e\times\int_{\Omega_{\mathrm{f}}} FEQ\mathrm{d}\Omega_{\mathrm{f}}. \quad (2)$$

将具体的流动方程代入上式便可得到相应的离散裂缝流动数学模型.

离散裂缝的概念最早由Snow[77]针对岩石水力学问题提出. 目前，油藏数值模拟中所涉及的离散裂缝模型则是由Jahan等人[78]于1982年提出，他们采用具有上游迎风格式的有限元方法来求解裂缝性介质中的二维溶质扩散-对流问题，计算中基岩采用二维面单元进行离散，裂缝采用降维的一维线单元，应用叠加原理将两者耦合起来. 1999年, Kim等人[79]将其应用于裂缝性油藏数值模拟中，并对二维离散裂缝模型油水两相流问题进行了研究. 本中心将其应用于低渗透藏水力压裂和缝洞型碳酸盐岩油藏开采中[76,80].

5.1.2 离散裂缝模型数值模拟方法

近15年，离散裂缝模型在裂缝性油藏数值模拟中得到了长足发展，涌现出了多种数值离散格式，数值方法包括有限差分、伽辽金有限元、控制体积有限元、有限体积、混合有限元等. 本中心针对上述数值方法做了大量研究，提出了局部守恒伽辽金有限元法[81]，基于模拟有限差分法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[82].

本中心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[83]，该模型属于典型的非匹配网格模型，并且适用于全张量渗透率情形，如图14所示. 嵌入式离散裂缝模型虽然具有计算量小、可充分利用现有数值模拟器的优点；但该模型在处理网格单元中存在多条交叉裂缝时，由于忽略了交叉裂缝对基岩各分割子区域压力和饱和度分布的影响，计算误差会显著增加.

实际油藏中，裂缝数量多、空间尺度差异大，且几何形态复杂，因此，其计算量巨大. 对于上述传统数值计算方法，现有的计算机能力即使是采用并行算法也难以满足需求. 近年来，数学家们针对多尺度问题提出了多尺度有限元法[84]和多尺度混合有限元法[85]等. 此类方法通过在粗网格上求解局部微分方程来构造多尺度基函数，从而把小尺度信息反映到多尺度基函数中，在降低计算量的同时捕捉了小尺度特征，克服了传统数值方法的缺点.

本中心提出了基于多尺度方法的离散裂缝模型[86]，在粗网格上基于离散裂缝模型准确计算基函数，从而在粗网格上对裂缝性油藏进行模拟时可以反映小尺度流动特征. 计算结果表明，多尺度方法计算所得结果与参考解基本一致，且计算速度提高了2.6倍. 在油藏数值模拟中，多尺度方法在保证计算精度的同时显著提高了计算速度，具有广阔的应用前景.

5.2 离散缝洞网络模型流动模拟方法

由于构造断裂、溶蚀、成岩及其后生作用等对地层影响的不同，缝洞型介质储集空间类型多样，而且溶蚀孔洞和裂缝充填现象严重，这些结构特征表明，缝洞型介质实际上为一巨大的离散缝洞网络空间，其中的流体流动既有渗流又存在大空间自由流，为

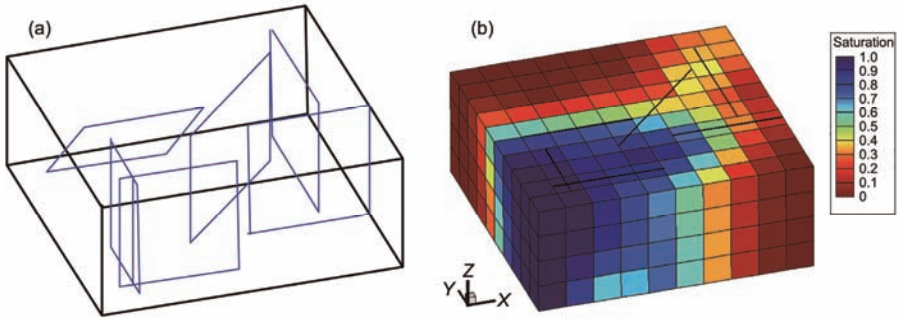


图 14 (网络版彩色)嵌入式离散裂缝模型及数值模拟结果[83]. (a) 嵌入式离散裂缝模型; (b) 嵌入式离散裂缝模型饱和度分布

Figure 14 (Color online) Physical model and numerical results of embedded discrete fracture model[83]. (a) Embedded discrete fracture model; (b) saturation distribution of embedded discrete fracture model

复杂的耦合流动系统, 在现有的渗流理论中, 离散缝洞网络模型(DFVN)更能准确刻画缝洞型介质中的真实流动, 满足缝洞型介质的研究需要.

5.2.1 渗流-自由流耦合流动理论

DFVN模型将缝洞型介质划分为岩块系统(包括基岩、微裂缝和微小溶孔)、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; 溶洞系统视为自由流区域, 岩块和裂缝系统视为渗流区域. 因此DFVN模型中的核心问题即渗流-自由流耦合流动理论.

在REV尺度上, 一般应用经典的Darcy定律来描述多孔介质中的宏观流动, 此时, 两种流动区域上的控制微分方程无论是在物理意义还是微分阶次上均存在差异, 为两种流动的耦合带来困难. 目前, 对于该类耦合物理问题的处理通常有两种方法: 单域法和两域法.

(1) 单域法: 单域法中引入交界面转换区域的概念把整个耦合流动区域视为一个连续性系统, 整个研究区域采用同一组方程予以描述, 无需引入额外的界面条件.

不同区域孔隙度、渗透率张量、有效黏度取值不同, 在自由流区该方程蜕化为N-S方程, 在渗流区达西项起主要作用. 但是现有方法尚不能有效地确定界面过渡区域参数及其变化率, 而且该法目前仅适用于单相流系统.

(2) 两域法: 两域法是在两个不同的流动区域分别建立数学模型, 通常在自由流区域和渗流区域分别采用N-S方程和Darcy方程予以描述, 在交界面处引入特定的界面条件来耦合两种流动模型, 该方法的研究重点在于耦合界面条件.

近年来, 本中心针对渗流-自由流耦合流动问题也做了大量的理论和实验研究[60]. 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步尺度升级, 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.

5.2.2 渗流-自由流耦合两相流数学模型

对于单相流耦合问题, 无论是层流还是湍流, 目前已对其耦合流动特征有了深入的认识. 然而鲜有针对两相或多相耦合流动的研究.

Mosthaf等人[87]在研究地表水分蒸发对气候的影响时, 将大气自由流视为单相两组分流动模型, 而土壤中则采用两相两组分渗流模型, 在界面上应用法向速度连续、法向应力连续以及BJS等界面条件来耦合两种流动, 但传统的BJS条件只适用于单相流耦合问题. 2014年, Chen等人[88]首次针对两相渗流-自由流耦合流动问题进行了数值模拟研究, 虽然该条件引入了自由流区不同相体积分数因素, 但是BJ系数中仍未考虑多孔介质区饱和度的影响, 而且他们假设在两区域交界面上只存在一相流体. Han等人[89]根据昂萨格极值和变分理论推导并建立了Cahn-Hilliard-Stokes-Darcy(CHSD)耦合数学模型, 其中自由流区为Cahn-Hilliard-Stokes流动模型, 渗流区为Cahn-Hilliard-Darcy模型, 两区域界面耦合条件由速度连续、应力连续和BJS滑移条件组成, 但他们并未对这一模型进行求解和讨论, 而且Cahn-Hilliard-Darcy模型仅适用于活塞式驱替过程.

基于此, 本中心采用耦合Cahn-Hilliard-Navier-Stokes模型和两相Darcy模型对两相渗流-自由流耦合流动问题进行了研究[90], 建立了基于相场法和达西定律的耦合数学模型, 在区域交界面上采用法向速度、应力连续性条件, 通过引入相对渗透率对传统BJS条件进行修正, 该模型采用限元法进行数值求解, 针对不同的渗流-自由流物理模型进行了流动模拟, 通过与实验结果对比验证了本模型的正确性, 如图15所示.

5.3 等效介质模型的流动模拟方法

等效连续介质模型最早由David[91]创立, 该模型认为岩石孔隙介质和裂缝均匀分布于整个计算区域内, 裂缝岩体表现出与多孔连续介质相似的渗透特性, 流场在空间点上连续分布, 渗流场的求解是以渗透系数张量为基础的. 等效连续介质模型中, 裂缝介质被看作是一个假想的连续体, 在裂缝和基质间有流量充分交换作用下, 系统中的每一个点的各物理量都处于局部平衡状态. 该模型的应用主要存在两方面的困难: 一是等效连续介质模型有效性的判定; 二是裂缝油藏等效渗透率的确定.

5.3.1 等效连续介质模型有效性的判定

能否利用连续介质渗流理论进行裂缝油藏的渗流分析是一个有争议的问题, 许多学者对此进行了

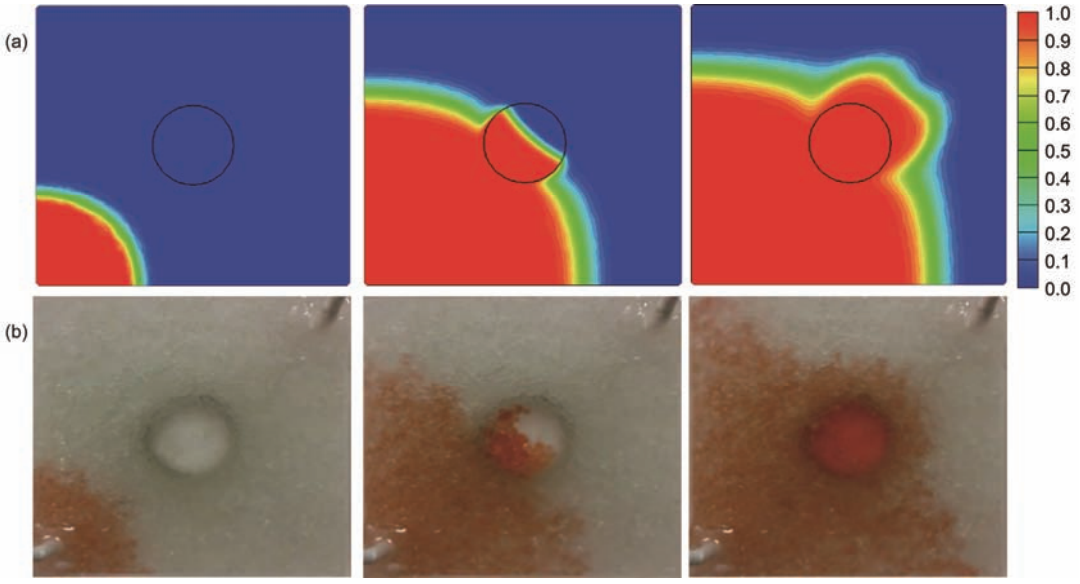


图 15 (网络版彩色)两相耦合流动数值计算结果(a)与物理实验结果(b)饱和度剖面对比
Figure 15 (Color online) Comparison between numerical results (a) and physical experiments (b) of two-phase coupling flow

研究, 提出了各自的判别准则. 有学者认为: 在工程范围内, 裂缝数目超过了1000条以上时, 可以采用等效连续介质模型; Witherspoon[92]认为: 若最大节理间距与构筑尺寸之比小于0.02时, 可以采用等效连续介质模型. 但这些判据是根据某一具体的工程或理论推导出来的, 实际推广应用尚有困难. 对于裂缝性油藏, 其等效渗透系数取决于裂缝的密度和分布规律, 亦决定于裂缝网络.

5.3.2 裂缝油藏等效渗透率计算

等效渗透率是裂缝性油藏等效数值模中的关键参数, 国内外专家学者对其计算方法进行了大量的研究, 提出了多种方法, 主要分为两大类: 解析法和基于流动模拟的数值方法. 最初的解析法由David[91]提出, 基于裂缝面无限延伸的假定推导了单个裂缝、一组平行裂缝的等效渗透率公式, 并认为多组裂缝介质的等效渗透率具有可叠加性. 在此基础上, Budhi等人[93]研究了裂缝大小对等效渗透率的影响. 然而, 实际裂缝系统十分复杂并不满足解析法中的各种假设条件, 也很难基于裂缝几何统计信息对裂缝进行概化分组, 导致解析法的计算结果往往与实际偏差较大. 因此, 基于流动模拟和流量等效的数值方法[94]应运而生, 成为目前裂缝性油藏等效渗透率计算的主要方法. 这类方法根据流动模拟区域的大小分为: 局部流动模拟、全局流动模拟、拟全局流动模拟.

考虑三维裂缝性油藏(区域大小为: 100 m×50 m×10 m), 本中心分别采用超样本技术和现有常规方法(即未采用超样本技术)计算相应的等效渗透率, 并进行等效介质单相流数值模拟. 图16(a)为三维离散裂缝模型的单相流稳态压力场分布, 图16(b)为未采用超样本技术的等效介质模型模拟结果, 图16(c)为采用超样本技术的等效介质模型模拟结果. 数值结果表明, 超样本技术能够提高模拟精度, 减少因边界影响产生的误差.

5.4 发展趋势

(1) 缝洞与基质岩块之间的流体交换物理机制目前仍不是很清楚, 尤其是两相流和多相流问题. 该问题是一典型的多尺度流动问题, 应从微观孔隙尺度出发研究交界面上质量、动量和能量的传输机理; 然后借助体积平均方法或均化理论对其微观流动进行尺度升级, 最终得到交界面区域附近的宏观流动数学模型.

(2) 裂缝中的流动, 目前局限于牛顿流体和达西渗流, 对于非牛顿流体以及非达西渗流研究较少. 实际工程中, 流体具有显著的非牛顿特性, 同时, 裂缝网络往往与井相连, 因此其中的流动势梯度较大, 需要考虑高速非达西渗流模型.

6 油气渗流的物理模拟

目前油气渗流的物理模拟呈现两极化: (1) 大尺

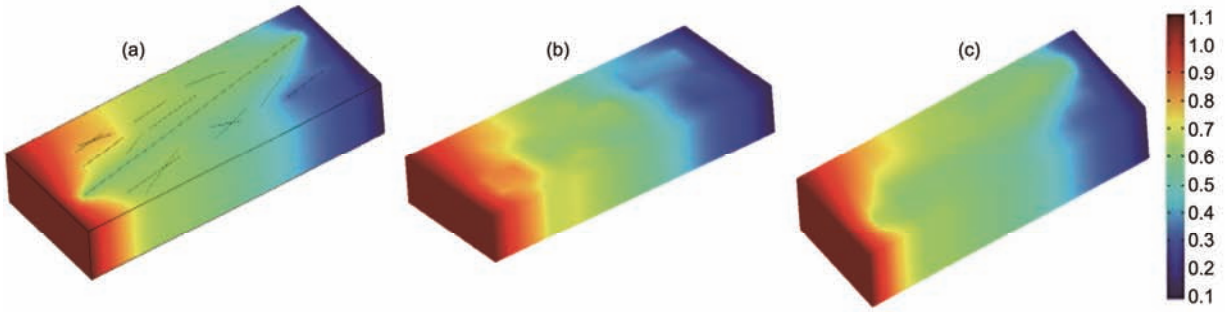


图 16 (网络版彩色)三维单相流压力场分布比较, MPa. (a) 离散裂缝模型; (b) 未采用超样本技术; (c) 采用超样本技术

Figure 16 (Color online) Pressure distribution of 3D single-phase flow. (a) Discrete fracture model; (b) numerical result with on OS; (c) numerical result with OS

度的宏观物理模拟, 即使用大尺寸三维物理模型, 按比例缩放油藏, 进行井网优化、化学驱、热采等的研究, 侧重于实际油藏复杂条件下的饱和度场、压力场或温度场等的动态变化; (2) 微米、纳米尺度的微观物理模拟, 即利用显微技术直接观察或借助CT、核磁等技术间接监测流体在微观孔喉内的分布和流动.

6.1 缝洞宏观物理模拟

对于缝洞型油藏, 储集空间主要是裂缝和溶洞, 不再是单一的多孔介质, 流动模式为自由流或自由流-渗流耦合流动, 因此其油水流动机理和开采机理都需要通过宏观物理模拟来研究. 物理模型一般采用大理石组合、有机玻璃刻蚀和3D打印等方法实现, 按作用一般分为两类: 流动机理模型和开采机理模型. 前者基于规则裂缝、溶洞进行油水流动规律研究, 后者基于非均质的缝洞网络进行开采机理研究(如图17).

6.1.1 缝洞介质油水流动机理的研究

一般采用规则裂缝或缝洞组合模型, 进行单相流动模式或油水两相相渗规律等的研究. Romm等人[95]首先对单一平板裂缝的相渗进行了测定, 得到近似线性的相渗曲线, 并指出裂缝倾角对相对渗透率影响很小, 流体注入方式和流速影响很大.

对于实际缝洞油藏内缝洞分布的复杂性, 本中心[96]利用大尺度的碳酸盐岩物理模拟方法, 系统地研究了不同裂缝开度、裂缝密度、裂缝网络形式、洞径、洞密度、洞隙度等形式下的水驱油规律和相渗规律. 在此基础上, 提出以福希海默数($Fo=k\beta\rho v/\mu$)来判断缝洞介质内的流动模式[97], 给出了不同条件下流动模式转换的临界条件, 并分析了缝洞介质的结构参数对相渗曲线类型的影响. 对于缝洞内自由流-渗流的耦合流动, 利用物理模拟实验进一步研究了多孔介质与自由通道的流体交换规律和耦合界面条件[98].

6.1.2 缝洞单元开采机理研究

采用缝洞网络模型, 针对缝洞型油藏开采过程进行物理模拟, 分析开采机理和主控因素. Rivas等人[99]首先用有机玻璃槽模拟裂缝和溶洞, 制作了缝洞组合二维模型, 通过水驱油实验发现低流速驱替后的剩余油较少, 少量剩余油存在于溶洞中. 本中心[97]利用大理石组建了不同结构的正交裂缝网络模型, 通过两相流实验发现平行于流动方向的裂缝越少, 模型采收率、注采压差越高, 含水上升较缓, 裂缝网络中的水驱油主要靠注水驱动压力梯度和重力作用进行.

但由于大尺度的缝洞模型的裂缝精确性的限制, 大都为定性研究. 因此本中心[100]建立了缝洞尺寸可控的可视化物理模拟方法, 即在相似准则的基础上, 利用激光刻蚀、3D打印等方法实现裂缝、溶洞尺寸和形态的任意控制, 实现了缝洞宏观物理模拟结果的定量化.

6.2 致密油气渗流物理模拟

致密油具有储层致密, 孔喉结构复杂, 物性差的特点. 由于微观孔隙结构复杂, 与流体间存在相互作用, 导致渗流规律与常规储层不同. 目前对致密油气的物理模拟研究多集中在孔隙结构的刻画表征方面, 单相、两相流体渗流规律仍采用低渗透油气藏的理论.

6.2.1 孔隙度渗透率测试

对于低孔低渗的致密储层, 目前常用的孔隙度测定方法主要有气体膨胀法(注氦气/氮气)、饱和称重

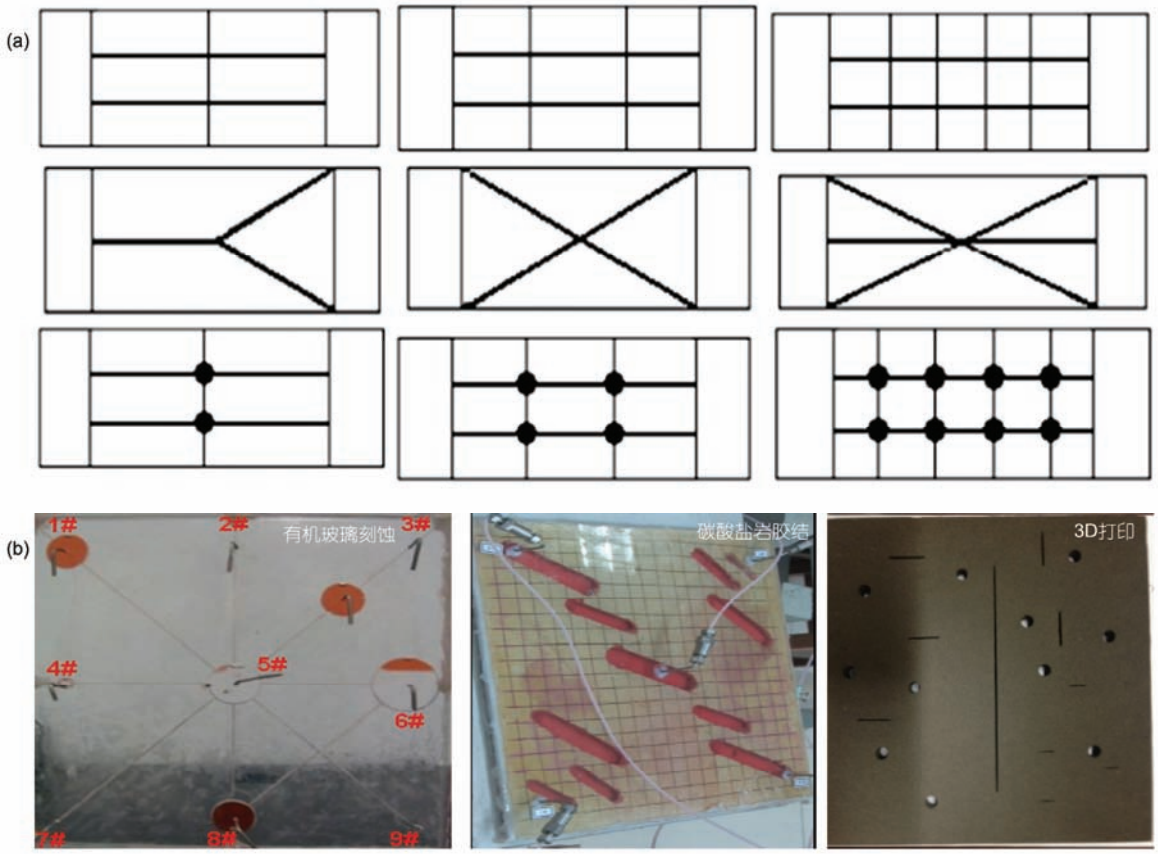


图 17 (网络版彩色)缝洞介质宏观物理模型. (a) 流动机理缝洞组合模型; (b) 开采机理缝洞网络模型

Figure 17 (Color online) Macroscopic physical model of fractured-vuggy media. (a) Fractured-vuggy model for flow mechanism study; (b) fractured-vuggy network model for development mechanism study

法、低温气体吸附法以及其他辅助测量方法, 如核磁共振法、压汞法、CT扫描、扫描电子显微镜法等.

渗透率测试分为稳态法、非稳态法, 其中稳态法[101]是以达西定律为基础的稳定渗流测试方法. 对于致密介质来说, 用稳态法测渗透率存在3个问题: (1) 气体在低渗透介质中的渗流存在非达西流动特点, 应用达西公式计算渗透率不准确; (2) 介质渗透率很低时, 需要很高的驱替压差和很长的流速稳定时间; (3) 流体流过岩石的流量太小, 很难精确测量.

非稳态法[101]是以一维非稳态流动为基础的测试方法, 常用压力脉冲法、压力衰减法、脱气法、孔隙压力振荡法及其他辅助测量方法, 如高压压汞法、核磁共振法等, 其中压力脉冲法、压力衰减法比较常用, 测试速度快, 精度高.

6.2.2 孔隙结构表征

储层孔隙的大小、形状、连通状况和发育程度决定了油藏储层流体的流动能力和油气的生产能力, 全面表征致密储层孔隙结构对于储层评价具有重要意义. 目前致密储层微观储集空间表征方法主要有以下三类(表1): (1) 二维图像观测法, 包括光学显微镜、场发射扫描电子显微镜分析等, 实现对孔隙结构的二维精细表征; (2) 三维体积重构法, 包括微米CT、纳米CT及聚焦离子束场发射扫描电子显微镜分析等, 实现对孔隙结构及连通性的三维刻画与评价; (3) 定量体积评价法, 包括气体吸附法与高压压汞法, 实现对孔隙结构与储集空间的定量评价.

如表1所示, 几种研究方法各有优缺点, 将几种方法相互结合就可以得到致密储层二维平面及三维空间上的孔隙大小、形态及连通情况. 图18为采用表1中部分方法对鄂尔多斯盆地马岭地区长8油层组所进行的储层孔隙结构评价.

6.2.3 可动流体、可动油分布特征

油藏储层由油、气、水三相流体所饱和, 按其在多孔介质中的赋存状态可分为束缚流体和自由流体.

表 1 非常规储层微观储集空间表征方法

Table 1 Characterization method of micro-pore structure in unconventional reservoir

类型	技术方法	测量范围	观测内容	存在缺陷
二维精细表征	光学显微镜	n×10 μm~mm	二维微孔形貌，孔喉大小	孔喉的三维分布和孔喉连通情况等信息无从获取
	场发射扫描电子显微镜	1 nm~n×mm		
三维重构刻画	微米CT	0.7 μm~n×mm	3D纳米-微米级微观孔隙结构与连通性	花费时间较长，成本高
	纳米-CT	50 nm~65 μm		
	聚焦离子束扫描电子显微镜	5 nm~30 μm		剥蚀岩石区域较小，属于微米级别区域观察，花费时间长、成本较高，且有损扫描
定量体积评价	气体吸附法	0.35~200 nm	岩石比表面积、孔径大小定量评价孔隙结构与空间大小	无法测定封闭微孔，对比表面积较小的致密岩石测定误差较大
	高压压汞法	3.6~950 μm	相互联通的微孔孔径及孔隙度	无法获得孔喉的三维结构，并且污染岩心

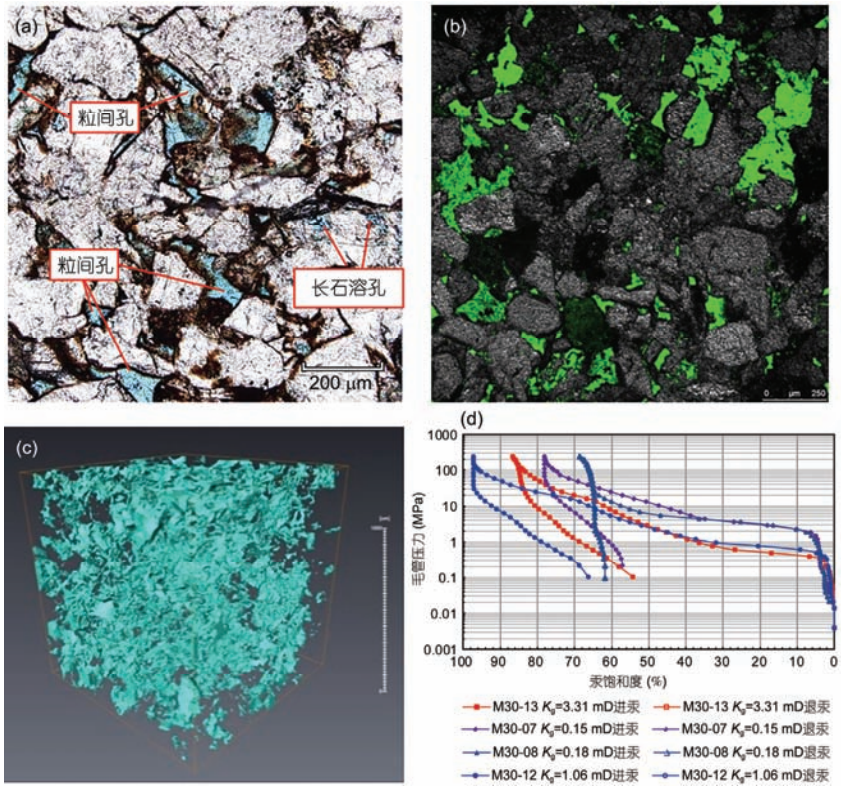


图 18 (网络版彩色)鄂尔多斯盆地马岭地区长 8 油层组孔隙结构表征. (a) 光学薄片照片; (b) 激光共聚焦显微照片; (c) 微米CT图片; (d) 高压压汞毛管力曲线(1 mD=0.001 μm^2)

Figure 18 (Color online) Pore structure characterization of Chang 8 reservoir in Maling oilfield in Ordos Basin. (a) Casting thin sections; (b) pictures of confocal laser scanning microscope; (c) micro-CT; (d) capillary pressure curve of different permeability core samples (1 mD=0.001 μm^2)

束缚流体存在于极微小的孔隙和较大孔隙的壁面附近，受岩石骨架的作用力较大，为毛管力所束缚而难以流动；自由流体赋存在较大孔隙中间，受岩石骨架的作用力相对较小，在外加驱动力作用下流动性较好. 致密储层岩石由于孔隙微细、孔隙比表面积大，束缚流体含量较高，对储层流体渗流性能的影响不容忽视，评价束缚流体(或可动流体)分布对于致密油气藏的开发具有重大意义.

储层流体油或水中的氢核1H具有核磁矩，与磁场之间相互作用时会产生核磁共振，核磁共振的强弱由流体中氢核1H数量决定. 核磁共振发生时磁化矢量由非平衡态恢复到平衡态的过程称为弛豫，弛

豫速度与岩石物性和流体特征密切相关，对于同一种流体，弛豫速度只取决于岩石物性，可一定程度反映储层岩石的孔隙结构.

室内实验通常将核磁共振与驱替/离心相结合，定性研究不同驱替状态下的可动流体、可动油分布特征[102]，图19(a)为测试过程示意图. 采用去氢模拟油对鄂尔多斯盆地马岭长8致密储层岩心在不同驱替状态下流体的分布做了研究，如图19(b)所示，束缚水状态的曲线代表油驱后不可流动的水在孔隙中的分布，饱和水与束缚水状态两条曲线之间、残余油与束缚水状态两条曲线之间、以及饱和水与残余油状态两条曲线之间分别为可动流体、可动油和残余油在孔隙中的分布.

6.2.4 单相、两相渗流规律

国内外学者通过渗流实验，发现致密多孔介质中流体渗流规律不遵循线性达西定律，会表现出较强的非线性特征和存在启动压力梯度特点[103]. 而非达西渗流现象成因概括为：一方面，致密多孔介质孔隙狭小、表面积大，岩石与流体间界面作用强烈，微尺度效应影响严重，活性物质会吸附在孔隙内表面形成边界层，阻碍流体流动；另一方面，致密多孔介质喉道半径差异较大，非均质性强，驱动压力梯度较小时，流体仅沿大喉道的中央部位流动，随着驱动压力梯度的增加，边界层厚度逐渐变薄，更多的小孔道及大孔道壁面处也有更多的流体参与到流动中，使得岩石有效渗透率逐渐增加至最大值.

岩心尺度的单相渗流规律实验大多采用压差-流量法，通过测定不同驱替压差下流体通过岩心的渗流速度，求得流量与压力梯度的关系，描述流体在岩心中的渗流过程. 但在测定最小启动压力梯度时，此法受到了限制，吕成远等人[104]采用了“毛细管平衡法”与“压差-流量法”相结合的测定方法，同时得到了单相渗流时的最小启动压力梯度与流速-压差曲线. 本中心[105]对此法进行了改进，使得该方法可用于更低渗透率岩心最小启动压力的测定.

测定油水相对渗透率曲线有两种方法：稳态法和非稳态法. 稳态法测试时间很长，一般只在特殊情况下采用. 非稳态法以一维两相水驱油的原理为依据，描述油水饱和度在驱替过程中其分布规律随时间与距离的变化关系. 非稳态法计算过程较复杂，而目前处理数据的方法是依据动态水驱油实验数据，主要包括：显式方法(如JBN方法[106])和隐式方法(如最优化历史拟合方法[107]).

6.3 发展趋势

(1) 缝洞介质的多尺度特征导致多相耦合流动复杂，随着LDV，PIV等间接检测技术的发展，下一步可以通过精细的速度场分析，进行多尺度耦合流动机理研究，并与相应的数值模拟方法结合，用于缝洞型介质的油气渗流宏观模拟.

(2) 致密砂岩储层中由于其特殊的非常规地质特征，既存在纳微孔喉，也存在天然裂缝、水力裂缝等多尺度流动介质，很难用唯一的流动层次来描述流动特征，仍采用低渗透油藏的理论描述致密油藏

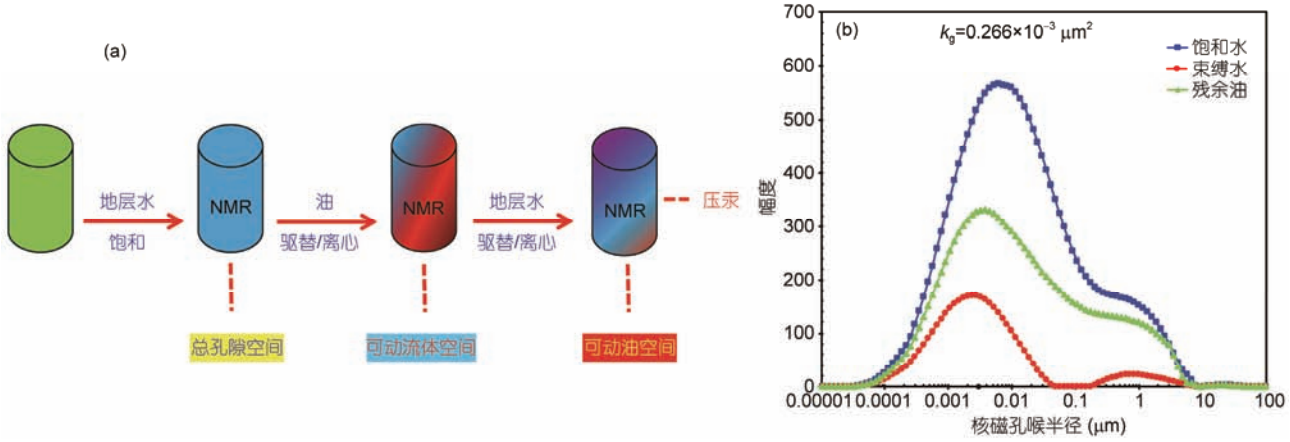


图 19 (网络版彩色)可动流体、可动油分布特征研究流程及结果. (a) 核磁共振与岩心驱替/离心结合可动流体研究流程; (b) 不同驱替状态下流体在岩心中的分布

Figure 19 (Color online) Research process and results of movable fluid and movable oil distribution characteristics. (a) Sketch map of experimental process combing different NMR and core flooding or centrifuging; (b) fluid distribution in cores under displacement state

的渗流规律已不适合, 亟需将致密油藏纳微尺度、岩心尺度以及油藏尺度的渗流结合进行研究.

7 结论及展望

油气渗流是油气藏开采的科学核心问题, 非常规油气藏是目前研究的热点问题. 非常规油气藏具有明显的多尺度特征, 以连续介质假设和达西方程为基础的传统渗流力学已无法准确描述非常规油气藏的流动特征, 本文提出了"多场作用下的多流动模式的多相流体在多尺度多孔介质中流动动力学体系"的现代渗流力学体系的概念, 并从现代渗流力学体系的五个关键内容: 纳微尺度油气流动模拟、流动模拟的多尺度升级、非常规油气藏的宏观流动模拟、大尺度缝洞碳酸盐岩油藏的流动模拟以及油气渗流物理模拟系统阐述了研究现状及发展趋势.

(1) 页岩油、页岩气等非常规资源探明储量比较大, 而这些资源都存在于纳微米尺度的孔隙中, 开采及认识比较困难. 密度泛函分析方法或分子动力学模拟是比较好的研究工具, 可从量子或分子尺度研究这些油气分子在纳微尺度多孔介质的界面现象, 揭示运移机理, 为介观尺度的流动模拟提供必要的参数. 当前, 需要突破的是建立接近页岩实际的分子结构模型, 进一步研究微观情况下油气分子的输运及储存状态.

(2) 微米孔隙尺度的研究方法主要有孔隙网络模型模拟、LBM模拟、基于NS方程的直接模拟、水平集方法、光滑粒子流体动力学模拟, 每一种微观流动模拟方法都有自己的优缺点. 数字岩心和孔隙网络模型是基础研究平台, 数字岩心构建根据不同的研究目的, 选择不同的构建方法或者联合使用各种方法, 构建能够反映矿物成分、孔隙结构空间特征的多尺度数字岩心. 模拟过程中需要考虑复杂的吸附/解吸、润湿反转、边界效应等物理化学现象, 以及多场作用对流动的影响, 从而精确模拟多相流体流动. 考虑微尺度效应的气体流动已经做了大量工作, 但是液体和多相流动的问题研究亟需解决, 另外应力场、温度场等多场耦合的问题也是发展的热点和难点问题.

(3) 油气藏储层具有多尺度性, 流体在不同尺度空间上流动机制不同, 单一尺度上控制方程或流动模拟方法不能准确描述复杂油气藏内的流体流动机制, 采用逐级尺度升级的方法可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. 均化理论和体积平均法是目前常用的解决多孔介质中流动问题的尺度升级方法, 但由于目前的尺度升级方法多基于周期性假设, 比较理想, 难以应用于复杂真实油气藏的流动模拟, 因此亟需开展非均质油藏的尺度升级工作. 针对页岩气藏等非常规油气藏, 如何将分子模拟结果进行尺度升级应用于介观模拟, 以及如何基于微观流动模拟升级到岩心尺度揭示其非线性流动特征也是亟需要解决的关键问题.

(4) 对于存在多尺度孔缝结构的页岩气藏, 单一的宏观流动模型不再适用, 需采用混合模型, 对于流固耦合, 目前以双重介质模型为主, 离散介质模型较少, 此外大部分流固耦合模型中均不考虑裂缝的剪胀性以及裂缝在开采过程中的破裂问题, 同时, 大变形流固耦合研究较少. 目前的流固耦合模型对于多尺度裂缝性页岩无法同时满足计算高效准确, 亟需构建一套新的数学模型和数值算法, 在现场具有较强的实用性.

(5) 缝洞型碳酸盐岩油藏具有空隙类型多、尺度差异大、非均质性强等特点, 传统的单一流动模型无法使用. 在实际问题中, 往往需要应用多种模型同时研究, 根据不同的发育条件采用不同的流动模型. 对此, 需要对不同模型的耦合技术展开研究. 同时, 缝洞中的流动具有显著的非牛顿特征, 需要考虑高速非达西渗流模型. 另外, 缝洞型碳酸盐岩油藏数值模拟的大规模数值计算, 要充分利用多尺度计算方法、GPU并行算法等.

(6) 目前油气渗流的物理模拟方法呈现两极化: 1) 大尺度的宏观物理模拟, 侧重于实际油藏复杂条件下的饱和度场、压力场或温度场等的动态变化; 2) 微米、纳米尺度的微观物理模拟, 主要用于微观喉道内的流动机制研究. 在检测手段上, 由早期的只检测压力、流量, 发展到目前通过CT、核磁、PIV等技术直接获得孔隙结构、饱和度场和速度场. 但由于这些实验技术的限制, 对于缝洞介质、致密岩石内的多尺度多场下的耦合流动仍然不够充分, 物理模拟结果与矿场实际应用效果也存在一定差异. 因此需要借助于更精细的三维速度场及饱和度场等的分析测量技术, 充分模拟储层条件, 进一步研究其微观孔隙内流体流动及宏观介质间的流体交换. 在物理模型制作方面, 要充分利用3D打印技术, 建立孔隙结构能够定量表征的物理模型, 为物理实验的定量分析、表征奠定基础.

参考文献

1 Yao J, Sun H, Huang Z Q, et al. Key mechanical problems in the development of shale gas reservoirs (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2013, 43: 1527–1547 [姚军, 孙海, 黄朝琴, 等. 页岩气藏开发中的关键力学问题. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2013, 43: 1527–1547]

2 Yao J, Zhao J L, Zhang M, et al. Microscale shale gas flow simulation based on lattice Boltzman method (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2015, 36: 1280–1289 [姚军, 赵建林, 张敏, 等. 基于格子 Boltzmann 方法的页岩气微观流动模拟. 石油学报, 2015, 36: 1280–1289]

3 Zhang L, Yao J, Sun H, et al. Lattice bolzman simulation of gas desorption and diffution basoed on digital core technology (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2015, 36: 361–365 [张磊, 姚军, 孙海, 等. 基于数字岩心技术的气体解析/扩散格子 Boltzmann 模拟. 石油学报, 2015, 36: 361–365]

4 Huang Z, Yao J, Li Y, et al. Permeability analysis of fractured vuggy porous media based on homogenization theory. Sci China Technol Sci, 2010, 53: 839–847

5 Wang C C, Yao J, Yang Y F, et al. Structure characteristics analysis of carbonate dual pore digital rock (in Chinese). J China Univ Pet, 2013, 37: 71–74 [王晨晨, 姚军, 杨永飞, 等. 碳酸盐岩双孔隙数字岩心结构特征分析. 中国石油大学学报, 2013, 37: 71–74]

6 Liu W C, Yao J, Chen Z X, et al. Effect of quadratic pressure gradient term on a one-dimensional moving boundary problem based on modified Darcy's law. Acta Mech Sin, 2016, 32: 38–53

7 Chen D, Pan Z, Ye Z. Dependence of gas shale fracture permeability on effective stress and reservoir pressure: Model match and insights. Fuel, 2015, 139: 383–392

8 Majumder M, Chopra N, Andrews R, et al. Nanoscale hydrodynamics: Enhanced flow in carbon nanotubes. Nature, 2005, 438: 44

9 Bai J, Wang J, Zeng X C. Multiwalled ice helixes and ice nanotubes. Proc Natl Acad Sci USA, 2006, 103: 19664–19667

10 Kou J, Lu H, Wu F, et al. Electricity resonance-induced fast transport of water through nanochannels. Nano Lett, 2014, 14: 4931–4936

11 Li J, Gong X, Lu H, et al. Electrostatic gating of a nanometer water channel. Proc Natl Acad Sci USA, 2007, 104: 3687–3692

12 Kou J, Yao J, Lu H, et al. Electromanipulating Water Flow in Nanochannels. Angew Chem Int Edit, 2015, 127: 2381–2385

13 Tagliazucchi M, Szleifer I. Transport mechanisms in nanopores and nanochannels: Can we mimic nature? Mater Today, 2015, 18: 131–142

14 Yao J, Sun H, Fan D Y, et al. Numerical simulation of gas transport mechanisms in tight shale gas reservoirs. Petrol Sci, 2013, 10: 528–537

15 Sun H, Yao J, Fan D Y, et al. Gas transport mode criteria in ultra-tight porous media. Int J Heat Mass Tran, 2015, 83: 192–199

16 Song W, Yao J, Li Y, et al. Apparent gas permeability in an organic-rich shale reservoir. Fuel, 2016, 181: 973–984

17 Beskok A, Karniadakis G E. Report: A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales. Nanosc Microsc Therm, 1999, 3: 43–77

18 Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. Transport Porous Med, 2010, 82: 375–384

19 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). J Can Petrol Technol, 2009, 48: 16–21

20 Wu K, Chen Z, Li X, et al. A model for multiple transport mechanisms through nanopores of shale gas reservoirs with real gas effect–adsorption-mechanic coupling. Int J Heat Mass Tran, 2016, 93: 408–426

21 Li X F, Pu Y C, Sun C Y, et al. Recognition of absorption/desorption theory in coslbed methane reservoir and shale gas reservoir (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2014, 35: 1113–1129 [李相方, 蒲云超, 孙长宇, 等. 煤层气与页岩气吸附/解吸的理论再认识. 石油学报, 2014, 35: 1113–1129]

22 Sun H, Yao J, Cao Y C, et al. Characterization of gas transport behaviors in shale gas and tight gas reservoirs by digital rock analysis. Int J Heat Mass Tran, 2017, 104: 227–239

23 Yao J, Zhao X C. Digital Core and Pore Scale Simulation Theory (in Chinese). Beijing: Petroleum Industry Press, 2010 [姚军, 赵秀才. 数字岩心及孔隙级渗流模拟理论. 北京: 石油工业出版社, 2010]

24 Zhao X C, Yao J, Tao J, et al. A method constructing digital core by simulated annealing algorithm (in Chinese). Appl Math J Chin Univ Ser A, 2007, 22: 127–133 [赵秀才, 姚军, 陶军, 等. 基于模拟退火算法的数字岩心建模方法. 高校应用数学学报 A 辑, 2007, 22: 127–133]

25 Okabe H, Blunt M J. Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics. Phys Rev E, 2004, 70: 066135

26 Oren P E, Bakke S. Process based reconstruction of sandstones and prediction of transport properties. Transport Porous Med, 2002, 46: 311–343

27 Wu K J, Van Dijke M I J, Couples G D, et al. 3D stochastic modelling of heterogeneous porous media—Applications to reservoir rocks. Transport Porous Med, 2006, 65: 443–467
28 Yao J, Wang C, Yang Y, et al. The construction of carbonate digital rock with hybrid superposition method. J Petrol Sci Eng, 2013, 110: 263–267
29 Yang Y, Yao J, Wang C, et al. New pore space characterization method of shale matrix formation by considering organic and inorganic pores. J Nat Gas Sci Eng, 2015, 27: 496–503
30 Silin D B, Jin G, Patzek T W. Robust determination of the pore space morphology in sedimentary rocks. J Petrol Technol, 2015, 56: 69–70
31 Dong H, Blunt M J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. Phys Rev E, 2009, 80: 036307
32 Jiang Z, Van Dijke M I J, Sorbie K S, et al. Representation of multiscale heterogeneity via multiscale pore networks. Water Resour Res, 2013, 49: 5437–5449
33 Succi S, Foti E, Higuera F. Three-dimensional flows in complex geometries with the lattice Boltzmann method. Europhys Lett, 1989, 10: 433
34 Heijs A W, Lowe C P. Numerical evaluation of the permeability and the Kozeny constant for two types of porous media. Phys Rev E, 1995, 51: 4346
35 Nie X, Doolen G D, Chen S. Lattice-Boltzmann simulations of fluid flows in MEMS. J Stat Phys, 2002, 107: 279–289
36 Fathi E, Akkutlu I Y. Lattice Boltzmann method for simulation of shale gas transport in kerogen. SPE J, 2012, 18: 27–37
37 Chen L, Zhang L, Kang Q, et al. Nanoscale simulation of shale transport properties using the lattice Boltzmann method: Permeability and diffusivity. Sci Rep-UK, 2015, 5: 8089
38 Zhao J, Yao J, Li A, et al. Simulation of microscale gas flow in heterogeneous porous media based on the lattice Boltzmann method. J Appl Phys, 2016, 120: 084306
39 Zhao J, Yao J, Zhang M, et al. Study of gas flow characteristics in tight porous media with a microscale lattice Boltzmann model. Sci Rep-UK, 2016, 6: 32393
40 Zhao J, Yao J, Zhang L, et al. Pore-scale simulation of shale gas production considering the adsorption effect. Int J Heat Mass Trans, 2016, 103: 1098–1107
41 Zhang L, Kang Q, Yao J, et al. Pore scale simulation of liquid and gas two-phase flow based on digital core technology. Sci China Technol Sci, 2015, 58: 1375–1384
42 Liu H, Valocchi A J, Kang Q. Three-dimensional lattice Boltzmann model for immiscible two-phase flow simulations. Phys Rev E, 2012, 85: 046309
43 Qaseminejad Raeini A. Modelling multiphase Flow Through Micro-CT Images of the Pore Space. London: Imperial College London, 2013. 135
44 Renardy M, Renardy Y, Li J. Numerical simulation of moving contact line problems using a volume-of-fluid method. J Comput Phys, 2001, 171: 243–263
45 Huang H, Meakin P, Liu M. Computer simulation of two-phase immiscible fluid motion in unsaturated complex fractures using a volume of fluid method. Water Resour Res, 2005, 41: 2179–2187
46 Mostaghimi P. Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Images. London: Imperial College London, 2012. 156
47 Zhang K, Chen Y X, Zhang L M, et al. Well pattern optimization using NEWUOA algorithm. J Petrol Sci Eng, 2015, 134: 257–272
48 Zhang M, Yao J, Sun H, et al. Triple-continuum modeling of shale gas reservoirs considering the effect of kerogen. J Nat Gas Sci Eng, 2015, 24: 252–263
49 Keller J B. Darcy's Law for Flow in Porous Media and the Two-Space Method. New York: Dekker New York, 1980. 429–443
50 Yao J, Zeng Q D, Huang Z Q, et al. Numerical modeling of simultaneous hydraulic fracturing in the mode of multi-well pads. Sci China Technol Sci, 2017, 60: 232–242
51 Bensoussan A, Lions J L, Papanicolaou G. Asymptotic Analysis for Periodic Structures. Amsterdam: North-Holland Publishing Company, 1978
52 Arbogast T, Douglas J, Hornung U, et al. Derivation of the double porosity model of single phase flow via homogenization theory. SIAM J Math Anal, 1990, 21: 823–836
53 Huang Z, Yao J, Li Y, et al. Numerical calculation of equivalent permeability tensor for fractured vuggy porous media based on homogenization theory. Commun Comput Phys, 2011, 9: 180–204
54 Yan X, Huang Z Q, Yao J, et al. Theoretical analysis of fracture conductivity created by the channel fracturing technique. J Nat Gas Sci Eng, 2016, 31: 320–330
55 Whitaker S. The Method of Volume Averaging. York: Springer Science & Business Media,1999
56 Whitaker S. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law. Transp Porous Media, 1986, 1: 3–25

57 Whitaker S. The transport equations for multi-phase systems. Chem Eng Sci, 1973, 28: 139–147
58 Quintard M, Ladevie B, Whitaker S. Effect of homogeneous and heterogeneous source terms on the macroscopic description of heat transfer in porous media. In: Proceedings of Symposium on Energy Engineering in the 21st Century. New York: Begell House, 2000, 2: 482–489
59 Ochoa-Tapia J A, Whitaker S. Momentum transfer at the boundary between a porous medium and a homogeneous fluid—I. Theoretical development. Int J Heat Mass Trans, 1995, 38: 2635–2646
60 Huang Z Q, Gao B, Yao J. On the interface boundary conditions for the Stokes-Darcy coupling problem (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2014, 44: 212–220 [黄朝琴, 高博, 姚军. Stokes-Darcy 耦合流动问题的交界面条件研究. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2014, 44: 212–220]
61 Settari A, Cleary M. Development and testing of a pseudo-three-dimensional model of hydraulic fracture geometry. SPE Product Eng, 1986, 1: 449–466
62 Bouteca M. 3D analytical model for hydraulic fracturing: Theory and field test. In: Proceedings of 59th Annual Society of Petroleum Engineers of AIME technical conference. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1984
63 Potluri N, Zhu D, Hill A D. Effect of natural fractures on hydraulic fracture propagation. In: Proceedings of SPE European Formation Damage Conference. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2005
64 Gu H, Weng X. Criterion for fractures crossing frictional interfaces at non-orthogonal angles. In: Proceedings of 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City: American Rock Mechanics Association, 2010
65 Gordeliy E, Peirce A. Coupling schemes for modeling hydraulic fracture propagation using the XFEM. Comput Method Appl M, 2013, 253: 305–322
66 Fu P, Johnson S M, Carrigan C R. An explicitly coupled hydro-geomechanical model for simulating hydraulic fracturing in arbitrary discrete fracture networks. Int J Numer Anal Met, 2013, 37: 2278–2300
67 Bird R B, Steward W E, Lightfoot E N. Transport phenomena. J Wiley Sons, 2002, 28: 338–359
68 Gao F, Chen X, Yu G, et al. Compressible gases transport through porous membrane: A modified dusty gas model. J Membrane Sci, 2011, 379: 200–206
69 Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K, et al. Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs. In: Proceedings of SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2013
70 Xia Y, Huang Z Q, Yao J, et al. An efficient hybrid model for fractured reservoirs. Sci China Technol Sci, 2016, 59: 1–8
71 Terzaghi K. Theoretical Soil Mechanics. London: Wiley, 1943
72 Biot M A. General theory of three-dimensional consolidation. J Appl Phys, 1941, 12: 155–164
73 Ren G T, Jiang J M, Younis R M. XFEM-EDFM-MINC for coupled geomechanics and flow in fractured reservoirs. In: Proceedings of ECMOR XV-15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Houten: European Association of Geoscientists & Engineers, 2016
74 Kim J. Sequential methods for coupled geomechanics and multiphase flow. Dissertation for Dcotoral Degree. Palo Alto: Stanford University, 2010
75 Liu F, Borja R I. Stabilized low-order finite elements for frictional contact with the extended finite element method. Comput Method Appl M, 2010, 199: 2456–2471
76 Huang Z Q, Yao J, Wang Y Y, et al. Numerical study on two-phase flow through fractured porous media. Sci China Tech Sci, 2011, 54: 2412–2420 [黄朝琴, 姚军, 王月英, 等. 裂隙介质两相渗流数值模拟研究. 中国科学: 技术科学, 2011, 41: 1240–1248]
77 Snow D. Rock fracture spacings, openings, and porosities. J Soil Mech Found Div, 1968, 94: 73–92
78 Jahan N, Mohsen M. An upstream finite element method for solution of transient transport equation in fractured porous media. Water Resources Res, 1982, 18: 588–596
79 Kim J, Deo M. Comparison of the performance of a discrete fracture multiphase model with those using conventional methods. In: Proceedings of the 1999 15th Symposium on Reservoir Simulation. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1999
80 Yao J, Huang Z, Li Y, et al. Discrete fracture-vug network model for modeling fluid flow in fractured vuggy porous media. In: Proceedings of International oil and gas conference and exhibition in China. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2010
81 Kamenov A, Zhu D, Hill A, et al. Laboratory Measurement of Hydraulic Fracture Conductivities in the Barnett Shale. In: Proceedings of SPE Production & Operations. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2014
82 Huang Z, Gao B, Wang Y Y, et al. Two-phase flow simulation of discrete fracture model using a novel mimetic finite difference method (in Chinese). J China Univ Pet, 2014, 38: 97–105 [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. 中国石油大学学报, 2014, 38: 97–105]
83 Yan X, Huang Z, Yao J, et al. An efficient embedded discrete fracture model based on mimetic finite difference method. J Petrol Sci Eng, 2016, 145: 11–21

84 Hou T Y, Wu X H. A multiscale finite element method for elliptic problems in composite materials and porous media. J Comput Phys, 1997, 134: 169–189
85 Chen Z, Hou T. A mixed multiscale finite element method for elliptic problems with oscillating coefficients. Math Comput, 2003, 72: 541–576
86 Zhang N, Yao J, Huang Z, et al. Accurate multiscale finite element method for numerical simulation of two-phase flow in fractured media using discrete-fracture model. J Comput Phys, 2013, 242: 420–438
87 Mosthaf K, Baber K, Flemisch B, et al. A coupling concept for two-phase compositional porous-medium and single-phase compositional free flow. Water Resour Res, 2011, 47: 447
88 Chen J, Sun S, Chen Z. Coupling two-phase fluid flow with two-phase darcy flow in anisotropic porous media. Adv Mech Eng, 2014, 2014: 981–1001
89 Han D, Sun D, Wang X. Two-phase flows in karstic geometry. Math Method Appl Sci, 2014, 37: 3048–3063
90 Huang Z, Gao B, Zhang X, et al. On the coupling of two-phase free flow and porous flow. In: Proceedings of ECMOR XV-15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Houten: European Association of Geoscientists & Engineers,2016
91 David T. Anisotropie Permeability of fractured media. Water Resour Res, 1969, 5: 1273–1289
92 Witherspoon P A. Flow of groundwater in fractured rocks. B Eng Geol Environ, 1986, 34: 103–115
93 Budhi S, Akshai R. Permeability of fractured rock: Effect of fracture size and data uncertainties. Water Resour Res, 1982, 18: 266–274
94 Lough M F, Lee S H, Kamath J, et al. A New Method To Calculate Effective Permeability of Gridblocks Used in the Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. Spe Reserv Eval Eng, 1997, 12: 219–224
95 Romm E S, Blake W R. Fluid Flow in Fractured Rocks. Bartlesville: Phillips Petroleum Company, 1972
96 Wang D S. Experimental and numerical study of fluid flow mechanism in fractured-vuggy porous media (in Chinese). Dissertation for Dcotoral Degree. Qingdao: China University of Petroleum, 2009 [王殿生. 缝洞型介质流动机理实验与数值模拟研究. 博士学位论文. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009]
97 Lu Z G, Yao J, Wang D S, et al. Experimental study on fluid flow characteristics in orthogonal fracture network (in Chinese). J China Coal Soc, 2010, 35: 555–558 [卢占国, 姚军, 王殿生, 等. 正交裂缝网络中渗流特征实验研究. 煤炭学报, 2010, 35: 555–558]
98 Yao J, Tao K, Huang Z. Flow of particulate-fluid suspension in a channel with porous walls. Trans Porous Med, 2013, 98: 147–172
99 Rivas G S, Gonzalez J, Cruz H J, et al. Numerical simulation of oil displacement by water in a vuggy fractured porous medium. In: Proceedings of SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2001
100 Li A F, Zhang D, Yao J, et al. Physical simulation of water flooding in fractured-vuggy unit (in Chinese). J China Univ Petroleum, 2012, 36: 130–135 [李爱芬, 张东, 姚军, 等. 缝洞单元注水开发物理模拟. 中国石油大学学报, 2012, 36: 130–135]
101 Edition S. Recommended Practices for Core Analysis. Washington: API Publishing Services, 2010
102 Wang W M, Guo H K, Ye C H. The evaluation of development potential in low permeability oil field by the aid of NMR movable fluid detecting technology (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2001, 22: 40–44 [王为民, 郭和坤, 叶朝辉. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力. 石油学报, 2001, 22: 40–44]
103 Zeng B, Cheng L, Li C. Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir. J Pet Sci Eng, 2011, 80: 1–6
104 Lü C Y, Wang J, Sun Z G. An experimental study on starting pressure gradient of fluids flow in low permeability sandstone porous media (in Chinese). Petrol Explor Dev, 2002, 29: 86–89 [吕成远, 王建, 孙志刚. 低渗透砂岩油藏渗流启动压力梯度实验研究. 石油勘探与开发, 2002, 29: 86–89]
105 Li A F, Zhang S H, Liu M, et al. A new method of measuring starting pressure for low permeability reservoir (in Chinese). J China Univ Pet, 2008, 32: 68–71 [李爱芬, 张少辉, 刘敏, 等. 一种测定低渗油藏启动压力的新方法. 中国石油大学学报, 2008, 32: 68–71]
106 Johnson E, Bossler D, Bossler V. Calculation of relative permeability from displacement experiments. Pet Trans AIME, 1959, 216: 370–372
107 Basbug B, Karpyn Z T. Determination of relative permeability and capillary pressure curves using an automated history-matching approach. In: Proceedings of SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2008

Summary for “现代油气渗流力学体系及其发展趋势”

Modern system of multiphase flow in porous media and its development trend

Jun Yao*, Hai Sun*, Aifen Li, Yongfei Yang, Zhaoqin Huang, Yueying Wang, Lei Zhang, Jianlong Kou, Haojun Xie, Jianlin Zhao, Xia Yan, Qingfu Zhang, Xiaoxia Ren, Wencheng Han, Piyang Liu, Guangpu Zhu, Wenhui Song, Hongguang Sui, Senyou An, Zhen Wang, Wenzheng Liu, Xu Zhang & Zheng Li

Research Centre of Multiphase Flow in Porous Media, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China
* Corresponding authors, E-mail: yaojunhdpu@126.com; sunhaiupc@sina.com

Fluid flow in porous media is the key scientific problem in the development of oil and gas reservoirs. The traditional mechanics of fluid flow in porous media which based on the continuum hypothesis and Darcy’s law plays an important role in developing conventional oil and gas resources. In recent years, unconventional reservoirs are drawing more and more attention all over the world, therefore the development theory and technology, especially the corresponding flow mechanisms have become the hot research issues. The unconventional reservoirs exhibit distinct multiscale characteristics, even with six orders of magnitude difference. In addition, the application of massive multi-stage hydraulic fracturing can induce strong stress interactions. Therefore, the traditional theory of fluid flow in porous media cannot accurately describe the flow characteristics in unconventional reservoirs. In essence, the development of unconventional oil and gas resources involves multiphase fluids (e.g. oil, water and gas) flow in multi-scale porous media with multi-field coupling and various flow patterns. Therefore, the concept of modern system of multiphase flow in porous media is proposed, which means multiphase fluids flowing in multi-scale porous media with multi-field coupling and various flow patterns. The research status and development tendency are reviewed from the aspects of: (1) micro- and nanoscale oil and gas flow simulation; (2) upscaling for reservoir simulation, (3) macroscale flow simulation of unconventional oil and gas reservoirs; (4) simulation of flow in large scale fractured and vuggy carbonate reservoirs and (5) physical simulation of hydrocarbon transport in porous media. More specifically, in nanoscale the density functional theory and molecular simulation method can be used to study the interfacial phenomena to understand the hydrocarbon transport behavior in nanopores and provide key parameters for mesoscale flow simulation. The current study of nanoscale simulation mainly focuses on developing more realistic molecular structure model to represent the heterogeneous shale samples. Microscale simulation methods involve pore network model, lattice Boltzmann method, direct simulation of Navies-Stokes equation, level-set method and smoothed particle hydrodynamics, etc. Digital core and pore network model are the fundamental research platforms. Various methods can be used to reconstruct digital cores with multiscale pore structures and mineral compositions. The complex physicochemical phenomena namely adsorption/desorption, wettability change and boundary effect should be considered in the microscale flow simulations and extensive works have been done in microscale gas flow simulations. The future work on microscale simulation should focus on the multiphase flow mechanisms with multi-field coupling. The multiscale characteristics of unconventional reservoirs indicate the necessity of upscaling process to introduce the microscale flow mechanisms to macroscale. Homogenization theory and volume averaging method are the main upscaling approaches. Current upscaling methods are mostly based on the periodic boundary condition and are unreliable to be used in complex oil and gas reservoirs, which needs further study. In addition, more research needs to be conducted on the upscaling from molecular scale to mesoscale. In macroscale simulations of unconventional oil and gas reservoirs, the fluid-structure interaction should be considered and high efficiency numerical algorithm needs to be established. For large scale fractured and vuggy carbonate reservoirs, the non-Darcy flow characteristics and different flow regimes in vugs and fractures should be taken into account during flow simulation. Physical simulations of hydrocarbon transport in porous media are conducted at two scales: macroscale, nano- and microscale. Macroscale physical simulations aim at monitoring the dynamic saturation and pressure fields change under the realistic reservoir conditions. Nano- and microscale physical simulations are mainly applied to study the fluid transport mechanisms in single pore or throat. In summary, the proposed theory of multiphase fluids flowing in multi-scale porous media with multi-field coupling and various flow patterns can be applied to study the fluid flow problems in unconventional oil and gas industries.

modern system of mechanics of oil and gas flow in porous media, micro- and nanoscale, upscaling, unconventional oil and gas reservoirs, fractured vuggy carbonate reservoir, physical experiments

doi: 10.1360/N972017-00161