



基于数字岩心和LBM的页岩气流固耦合数值模拟

李江涛¹, 汪志明^{1*}, 魏建光², 赵岩龙¹

1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 东北石油大学石油工程学院, 大庆 163000

* E-mail: wellcompletion@126.com

收稿日期: 2017-06-30; 接受日期: 2017-12-06; 网络版发表日期: 2018-04-27

国家自然科学基金创新研究群体项目(编号: 51221003)、国家自然科学基金联合基金重点支持项目(编号: U1262201)和国家自然科学基金项目(批准号: 51474070)资助

摘要 页岩具有很强的压力敏感性, 围压和孔压的变化会改变页岩孔隙的大小, 从而对页岩气的流动规律产生影响, 利用数字岩心结合格子Boltzmann方法(lattice Boltzmann method, LBM)来研究页岩气微观渗流规律得到越来越多学者的重视. 本文建立了应力条件下的数字岩心应力应变模型和页岩气渗流LBM模型, 研究了应力对页岩气渗流的影响规律. 研究表明: 有机质中的纳米孔隙对应力更加敏感, 随应力变化的程度相比矿物骨架孔隙更大, 从而影响页岩气在纳米孔隙中的解吸和扩散; 孔压对各渗流机理的影响要比围压的影响大, 是因为孔压的变化不仅影响了孔隙的尺寸还影响了气体的平均分子自由程; 当平均孔压从17 MPa降低到5 MPa时, 解吸的气体量和通过扩散流动的气体量占总气体流量的比例不断增加, 分别增加了2%和1.9%, 而通过滑脱流动的气体量占总气体流量的比例不断减少, 减少了3.8%. 利用应力条件下的数字岩心和格子Boltzmann方法可以更精确地模拟页岩气在储层中的流动规律, 更好地理解页岩气的产出机理.

关键词 页岩, 数字岩心, 格子Boltzman方法, 流固耦合

1 引言

页岩储层为低孔低渗储层, 储层孔隙结构复杂, 孔隙尺度变化范围大, 既有纳米级的有机质孔也有微米级的矿物骨架孔, 还存在天然微裂缝. 页岩气在不同的孔隙中可能存在扩散、吸附解吸、滑脱和达西流动等不同的渗流机理, 每种渗流机理对页岩气采收率的贡献不同, 而且页岩的孔隙结构和渗透率存在很强的压敏效应^[1-3], 孔隙结构会随地层应力的改变而改变,

因此页岩气在地层中的流动是一个流固耦合的过程.

随着计算机计算能力的不断提升, 数字岩心技术越来越多地用来从微观角度研究岩石的孔隙结构、力学参数、流体赋存状态、流动机理^[4-7]. 数字岩心具有孔隙结构直观、量化、便于分析及参数可灵活调整等优点, 近年来, 越来越多学者开始利用数字岩心技术进行页岩气微观渗流规律的研究^[8-11]. 数字岩心重构方法主要有两类: 一类是通过物理手段直接测量并数值化, 如CT扫描成像法^[12,13], 这类方法能得到测试岩

引用格式: 李江涛, 汪志明, 魏建光, 等. 基于数字岩心和LBM的页岩气流固耦合数值模拟. 中国科学: 技术科学, 2018, 48: 499-509

Li J T, Wang Z M, Wei J G, et al. The numerical simulation of the shale gas fluid-structure interaction based on the digital rock and LBM (in Chinese). Sci Sin Tech, 2018, 48: 499-509, doi: 10.1360/N092017-00199

样的真实孔隙结构,但不能重复构建,不能预测地层其他位置的孔隙结构;另一类是利用扫描电子显微镜图片,结合不同的数学统计预测方法对岩样进行重构.这类方法统计参数的取得方式比较灵活,成本比较低,既可以满足精度要求,又可以大范围地进行扫描.数学统计预测方法有随机生长法、高斯模拟法^[14,15]、模拟退火法^[16,17]、多点统计法^[18,19]、马尔科夫链-蒙特卡罗方法(Markov chain Monte Carlo method, MCMC)^[20,21]等.可以针对不同的岩石类型选择不同的方法.在重构过程中,可以人为地灵活调整参数,来分析不同因素的影响,因此这类方法得到越来越多的应用.

气体在纳米孔隙中的流动不满足连续介质模型,采用常规达西渗流模型不适合模拟此类流动^[22,23].根据克努森数可以将页岩气在地层中的流动划分为不同的区域,我国典型页岩气藏的克努森数范围为0.002~6,为连续流动、滑脱流动和过渡流^[24].针对页岩气在地层中的渗流机理,如吸附解吸、努森扩散、表面扩散、滑脱等,一些学者建立了相应的数学模型来模拟页岩气的流动规律,如Klinkenberg滑脱模型^[25]、Langmuir吸附解吸模型^[26,27]、扩散模型^[28,29]等,或者将几种模型结合在一起模拟多种渗流机理^[30~33].吴克柳等人^[34~40]对页岩气在微纳米尺度孔隙中的储存和传输机理进行了大量的研究,考虑了真实气体性质和应力对渗透率和孔隙尺寸的影响,对不同压力条件下和不同孔隙截面的影响进行了分析,得到了不同渗流机理对气体流动的影响规律,这些方法在计算时很难处理不规则的边界,而且对多尺度的孔隙结构进行模拟很困难,因此需要采用新的数值模拟方法.格子Boltzmann方法(lattice Boltzmann method, LBM)是在格子气自动机的基础上采用分子统计学原理发展而成的,作为一种近年来快速发展的数值模拟方法,可以模拟从纳米尺度到宏观尺度的流动,并且对于不同的渗流机理不需要对模型进行过多的修改,因此该方法受到越来越多学者的关注^[4~7].

LBM常与数字岩心结合使用来模拟流体的流动,但目前数字岩心的基础,如CT扫描结果和扫描电子显微镜图片等,都是在常温常压下得到的,而储层实际受到地应力和孔隙压力的作用,因此用常压下得到的数字岩心来模拟页岩气的渗流与实际情况存在误差,并且在开采过程中,随着孔隙压力的降低,页岩受到的有效应力也在不断变化,页岩孔隙是一个动态的变化

过程,因此基于数字岩心对页岩气渗流进行研究时,需要对数字岩心进行修正.李荣强等人^[41]将均质的人造岩心施加围压,然后放入CT扫描仪中进行岩心压敏效应实验,得到围压升高和降低过程中的孔隙半径分布曲线、形状因子概率曲线、孔喉连通性的变化规律.这种方法需要在每个压力点进行CT扫描,岩心重构和分析,过程比较繁琐,成本较高.鞠杨等人^[42]基于砂岩孔隙结构CT图像,利用ABAQUS软件中的有限元模型模拟了砂岩的三轴压缩的非线性变形,并利用格子Boltzmann方法分析了应力作用下孔隙结构变形对甲烷渗流的影响.相比于李荣强等人^[41]的研究,这种数字岩心加有限元模拟的方法节省了实验时间,可以模拟更多因素对岩石应力敏感的影响.但在实际模拟长时间的流体流动时,每模拟一步,就需要先用ABAQUS模拟岩样的变形,再用LBM模拟流体流动,这种方法也比较繁琐,因此需要建立基于数字岩心的应力应变模型,可以方便地与LBM耦合模拟页岩气的流动.

本文建立了数字岩心应力应变模型和页岩气多尺度流动渗流模型,将数字岩心和渗流模型进行耦合,研究了应力对页岩孔隙结构和页岩气流动的影响规律,使模拟结果更符合实际地层情况,为制定合理的开发方案提供了理论指导.

2 页岩数字岩心应力应变模型

2.1 数字岩心重构

本文采用MCMC法对数字岩心进行重构^[20,21,43],对四川盆地龙马溪组的页岩岩心进行了电子显微镜扫描,由于矿物骨架孔隙主要为微米孔,而有机质孔隙主要为纳米孔,孔隙尺寸量级不一样,在相同分辨率条件下有机质的孔隙可能会显示不出来,因此对页岩矿物骨架和有机质分别进行扫描,得到了页岩矿物骨架和有机质的扫描图片,如图1所示,然后分别进行了数字岩心重构,如图2所示.由于矿物和有机质的单个像素代表的长度不同,需要将矿物数字岩心图片进行修正,然后将矿物和有机质的数字岩心合并在一起得到含有有机质的页岩数字岩心,如图3所示.

对于二维数字岩心来说,孔隙的连通性很难得到保障,因为实际孔隙的连通性是在三维体现的,在二维图片上很难捕捉到,因此需要对二维数字岩心的连通性进行改善.岩心中的孔隙网络是由孔隙和喉道在

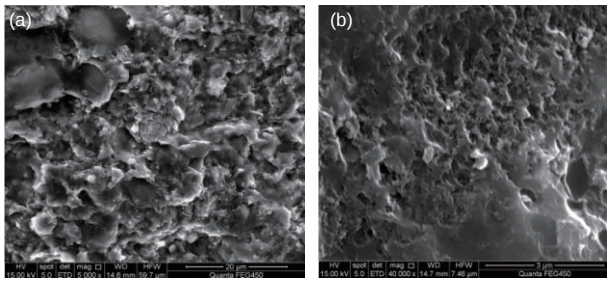


图 1 页岩岩心扫描电子显微镜图片. (a) 页岩矿物骨架; (b) 页岩有机质

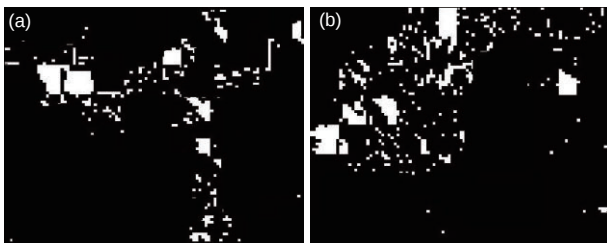


图 2 页岩数字岩心重构. (a) 页岩矿物骨架; (b) 页岩有机质

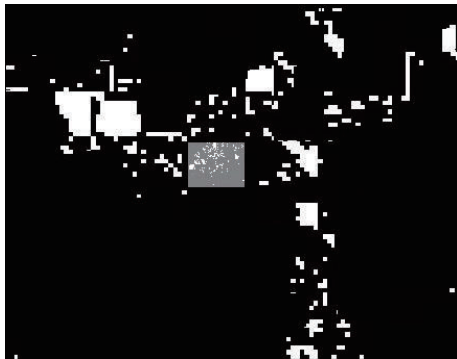


图 3 含有有机质的页岩数字岩心

三维空间互相连接形成的, 我们可以认为二维数字岩心中的流道是三维孔隙网络在二维平面上的投影, 因此可以将二维数字岩心中的孔隙分为大尺寸的孔隙体和小尺寸的喉道, 通过改变孔喉和孔隙体的位置, 将孔隙体通过孔喉连接起来, 连接规则根据孔喉配位数确定:

(1) 对二维数字岩心进行分析, 判断孔隙的大小, 将孔隙分为孔隙体和喉道;

(2) 判断一个孔隙体周围孔隙体的方位, 确定喉道连接的位置, 位置的数量由孔喉配位数确定;

(3) 判断孔隙体周围连接的喉道数是否达到平均孔喉配位数, 没达到时, 将与它距离最近的喉道连接

到孔隙体上. 当达到平均孔喉配位数时, 将孔隙体附近的喉道连接到其他喉道上;

(4) 判断属于两个孔隙体相近的喉道是否相连, 不相连时, 将仍离散的喉道连接到这些喉道上, 直至喉道相连.

图4为改善连通性后的二维数字岩心, 从图中可以看出数字岩心中的孔隙连通性较好.

通过统计施加应力前矿物骨架孔和有机质孔隙所占的像素比例^[44], 得到图4所示图片范围内的矿物骨架孔隙度为6.05%, 有机质孔隙度为7.72%, 总的孔隙度为7.02%. 数字岩心在地层中受到地应力和孔隙压力的作用, 受力示意图如图5所示, 数字岩心的下边界和右边界采用固定边界.



图 4 改善连通性的数字岩心

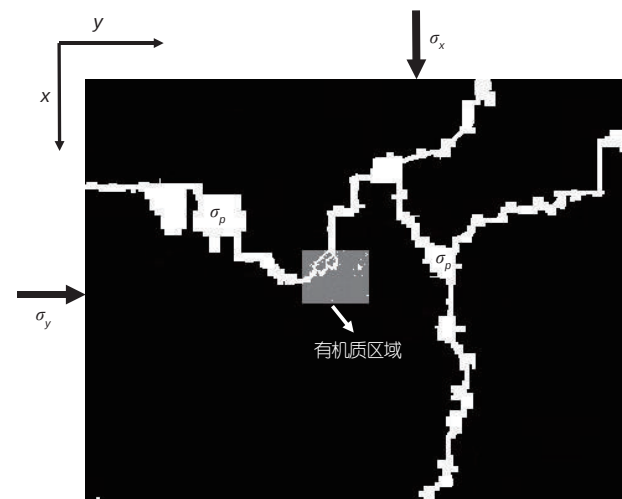


图 5 数字岩心受力示意图

2.2 数字岩心像素位移计算模型

二维数字岩心受应力条件属于平面应力问题, 不考虑垂直平面的应力和应变, 所受应力为 x 方向和 y 方向的压应力, 由于岩心从地层取到地面是应力减少的过程, 岩心并没有产生更多的破坏, 因此认为数字岩心在受到地应力作用后的应变是线性应变, 根据广义Hooke定律, 应力与应变关系为

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E}(\sigma_x - \lambda\sigma_y), \quad (1)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E}(\sigma_y - \lambda\sigma_x), \quad (2)$$

$$\gamma_{xy} = \frac{2(1+\lambda)}{E}\tau_{xy}. \quad (3)$$

应变与位移的关系为

$$\varepsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x}, \quad (4)$$

$$\varepsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y}, \quad (5)$$

$$\gamma_{xy} = \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y}. \quad (6)$$

联立式(1)~(6), 得到位移和应力的关系式:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = \frac{1}{E}(\sigma_x - \lambda\sigma_y), \quad (7)$$

$$\frac{\partial v}{\partial y} = \frac{1}{E}(\sigma_y - \lambda\sigma_x). \quad (8)$$

平面上每个像素受到的应力是平衡的, 不考虑面应力, 可得到平衡方程为

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial x} = 0, \quad (9)$$

$$\frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} = 0. \quad (10)$$

岩心在地层中不仅受到地应力的作用, 孔隙中还存在孔隙压力, 对岩石的应变也有影响. 岩样所受到的边界条件为

$$\begin{cases} \sigma|_{x=1} = \sigma_x, \\ \sigma|_{y=1} = \sigma_y, \\ u|_{x=NX} = 0, \\ v|_{y=NY} = 0. \end{cases} \quad (11)$$

联立式(7)~(11), 可得到以位移为未知量的微分

方程:

$$\begin{cases} \frac{E}{1-\lambda^2} \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{1-\lambda}{2} \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{1+\lambda}{2} \frac{\partial^2 v}{\partial x \partial y} \right) = 0, \\ \frac{E}{1-\lambda^2} \left(\frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{1-\lambda}{2} \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{1+\lambda}{2} \frac{\partial^2 u}{\partial x \partial y} \right) = 0. \end{cases} \quad (12)$$

边界条件为

$$\begin{cases} \frac{E}{1-\lambda^2} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \lambda \frac{\partial v}{\partial y} \right)_{x=1} = \sigma_x, \\ \frac{E}{1-\lambda^2} \left(\frac{\partial v}{\partial y} + \lambda \frac{\partial u}{\partial x} \right)_{x=1} = \sigma_y, \\ u|_{x=NX} = 0, \\ v|_{y=NY} = 0. \end{cases} \quad (13)$$

利用有限差分方法, 可得到式(12)和(13)的有限差分格式:

$$\begin{cases} \frac{E_{m,k}}{1-\lambda_{m,k}^2} \left(\frac{u_{i+1,j} - 2u_{i,j} + u_{i-1,j}}{\Delta x^2} + \frac{1-\lambda_{m,k}}{2} \frac{u_{i,j+1} - 2u_{i,j} + u_{i,j-1}}{\Delta y^2} + \frac{1+\lambda_{m,k}}{2} \frac{v_{i+1,j+1} - v_{i+1,j-1} - v_{i-1,j+1} + v_{i-1,j-1}}{4\Delta x \Delta y} \right) = 0, \\ \frac{E_{m,k}}{1-\lambda_{m,k}^2} \left(\frac{v_{i,j+1} - 2v_{i,j} + v_{i,j-1}}{\Delta y^2} + \frac{1-\lambda_{m,k}}{2} \frac{v_{i+1,j} - 2v_{i,j} + v_{i-1,j}}{\Delta x^2} + \frac{1+\lambda_{m,k}}{2} \frac{u_{i+1,j+1} - u_{i+1,j-1} - u_{i-1,j+1} + u_{i-1,j-1}}{4\Delta x \Delta y} \right) = 0, \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} \frac{E}{1-\lambda^2} \left(\frac{u_{i+1,j} - u_{i-1,j}}{2\Delta x} + \lambda \frac{v_{i,j+1} - v_{i,j-1}}{2\Delta y} \right)_{i=1} = \sigma_x, \\ \frac{E}{1-\lambda^2} \left(\frac{v_{i,j+1} - v_{i,j-1}}{2\Delta y} + \lambda \frac{u_{i+1,j} - u_{i-1,j}}{2\Delta x} \right)_{j=1} = \sigma_y, \\ u|_{x=NX} = 0, \\ v|_{y=NY} = 0, \end{cases} \quad (15)$$

其中, E 为杨氏模量, MPa; λ 为泊松比; u 为各像素点沿 x 方向的位移, m ; v 为各像素点沿 y 方向的位移, m ; Δx 和 Δy 为像素点的边长, m ; 下标 m 和 k 分别表示矿物骨架和有机质, 在矿物骨架和有机质的区域要采用各自的弹性模量和泊松比.

在矿物骨架和有机质的界面满足应力相等和位移连续的边界条件. 以图5中矿物骨架和有机质的上边界为例. 对于边界处位于有机质内部的像素点, 受到矿物骨架对有机质 x 方向的应力, 因此 x 方向采用应力边界条件, y 方向采用平衡方程, 边界条件如式(16)所示:

$$\begin{cases} \frac{E_k}{1-\lambda_k^2} \left(\frac{u_{i+1,j}^k - u_{i-1,j}^m}{2\Delta x} + \lambda_k \frac{v_{i,j+1}^k - v_{i,j-1}^k}{2\Delta y} \right) = \sigma_{mkx}, \\ \frac{E_k}{1-\lambda_k^2} \left(\frac{v_{i,j+1}^k - 2v_{i,j}^k + v_{i,j-1}^k}{\Delta y^2} + \frac{1-\lambda_k}{2} \frac{v_{i+1,j}^k - 2v_{i,j}^k + v_{i-1,j}^m}{\Delta x^2} \right. \\ \left. + \frac{1+\lambda_k}{2} \frac{u_{i+1,j+1}^k - u_{i+1,j-1}^k - u_{i-1,j+1}^m + u_{i-1,j-1}^m}{4\Delta x \Delta y} \right) = 0. \end{cases} \quad (16)$$

对于边界处位于矿物骨架内部的像素点, 受到有机质对矿物骨架 x 方向的应力, 因此 x 方向采用应力边界条件, y 方向采用平衡方程, 边界条件如式(17)所示:

$$\begin{cases} \frac{E_m}{1-\lambda_m^2} \left(\frac{u_{i+1,j}^k - u_{i-1,j}^m}{2\Delta x} + \lambda_m \frac{v_{i,j+1}^m - v_{i,j-1}^m}{2\Delta y} \right) = \sigma_{mkx}, \\ \frac{E_m}{1-\lambda_m^2} \left(\frac{v_{i,j+1}^m - 2v_{i,j}^m + v_{i,j-1}^m}{\Delta y^2} + \frac{1-\lambda_m}{2} \frac{v_{i+1,j}^k - 2v_{i,j}^m + v_{i-1,j}^m}{\Delta x^2} \right. \\ \left. + \frac{1+\lambda_m}{2} \frac{u_{i+1,j+1}^k - u_{i+1,j-1}^k - u_{i-1,j+1}^m + u_{i-1,j-1}^m}{4\Delta x \Delta y} \right) = 0. \end{cases} \quad (17)$$

同理可得到矿物骨架与有机质其他3个方向界面的边界条件。

对于孔隙壁面, 也采用应力边界条件, 边界应力值为孔隙压力, 但由于孔隙是不规则的, 在模拟过程中需要判断孔隙壁面的形状, 建立相应的边界条件, 如图6所示, 一个像素点的应力边界条件需要判断其上下左右4个点的状态, 当待求像素周围4个点都为孔隙时, 认为待求像素点也为孔隙, 位移设为0. 可得到待求像素周围4个点的状态有15种, 需要建立15种孔隙的边界条件, 在模拟时, 需要判断孔隙边界, 选择对应的边界条件。

式(14)和(15)联立矿物骨架和有机质的边界条件及孔隙壁面的边界条件通过求解前面建立的模型, 可求得应力条件下页岩矿物骨架和有机质的各像素点的位移. 从而可得到应力条件下孔隙的变化规律。

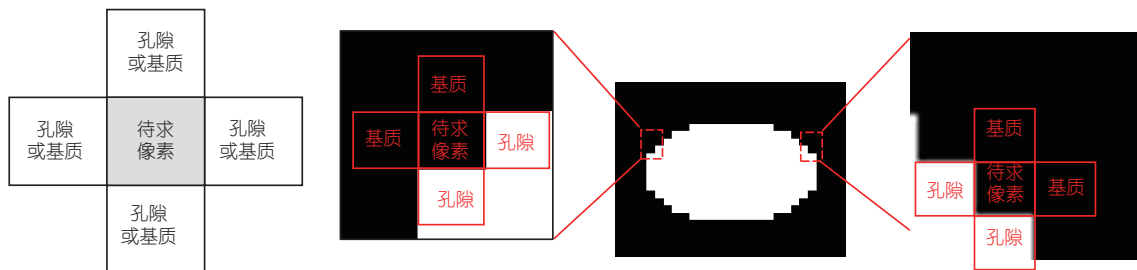


图6 (网络版彩图)孔隙壁面像素点的状态示意图

2.3 模型验证

张睿等人^[1]通过实验研究了孔隙度随有效应力的变化曲线, 本文选取了龙马溪组页岩孔隙度随有效应力的变化曲线进行验证, 在该文中只考虑了总孔隙度的变化, 因此本文模拟结果也只考虑总孔隙的变化, 如图7所示, 从图中可以看出模拟结果和实验结果变化规律相近, 实验测得孔隙压缩系数平均为 $4.89 \times 10^{-2} \text{ MPa}^{-1}$, 本文模拟得到的孔隙压缩系数为 $4.12 \times 10^{-2} \text{ MPa}^{-1}$, 说明模拟结果与实验结果比较符合。

3 页岩气渗流模型

3.1 模型建立

页岩气在地层中存在吸附解吸、扩散、滑脱等渗流机理, 由于本文数字岩心有机质孔隙大于10 nm, 表面扩散作用较弱, 因此不考虑表面扩散. 努森扩散模型采用文献[45]中的模型. 滑脱模型采用文献[46]中的模型. 根据克努森数对流动阶段的划分, 在有机质纳米孔中考虑吸附解吸和努森扩散, 在矿物骨架微米孔中考虑滑脱. 本文根据Langmuir等温吸附公式, 基于源汇思想建立一种吸附解吸模型。

在地层原始状态下, 气体在孔隙壁面的吸附与解吸处于动态平衡. 当开始开采的时候, 孔隙压力降低, 解吸速度大于吸附速度, 气体从壁面解吸变成自由气. Langmuir吸附等温式为

$$G_s = \frac{V_L P}{P + P_L}, \quad (18)$$

其中, G_s 为气体吸附量, V_L 为Langmuir体积, 为孔隙压力无限大时壁面能吸附的最大气体量, P_L 为Langmuir压力, 相当于吸附量为最大吸附量一半时的孔隙压力, P 为孔隙压力。

当孔隙压力从 P_1 降低到 P_2 时, 从孔隙壁面解吸的气体量为

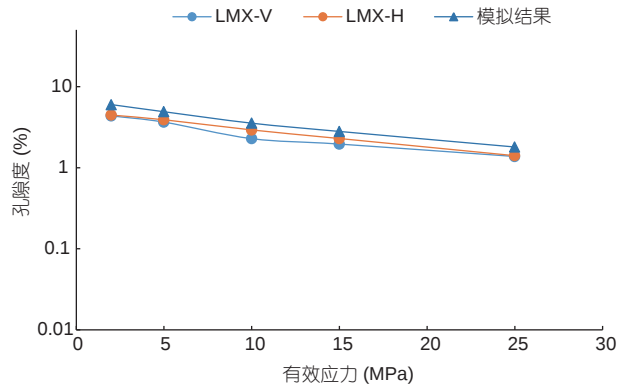


图7 (网络版彩图)孔隙度应力敏感曲线

$$\Delta G_s = \frac{V_L P_1}{P_1 + P_L} - \frac{V_L P_2}{P_2 + P_L}. \quad (19)$$

Langmuir等温吸附公式假设气体分子单层分布在孔隙壁上. 气体覆盖度为 θ , 通过实验可得到页岩的比表面积 S , 则孔隙壁面吸附气减小的厚度为

$$\Delta G_s = \frac{V_L}{S\theta} \left(\frac{P_1}{P_1 + P_L} - \frac{P_2}{P_2 + P_L} \right). \quad (20)$$

甲烷分子直径为 d , 则孔隙壁面任意一点的解吸气体分子数量为

$$\Delta G_s = \frac{\left(\frac{V_L P_1}{P_1 + P_L} - \frac{V_L P_2}{P_2 + P_L} \right)}{Sd\theta}. \quad (21)$$

图8为壁面的格子分布, A点为壁面的一点, B点为孔隙中与A点相邻的格子点. 根据Langmuir等温吸附公式的假设, A点的解吸速度受到B点气体浓度的影响, 即当B点气体浓度降低时, A点的气体瞬间解吸, 再次达到平衡.

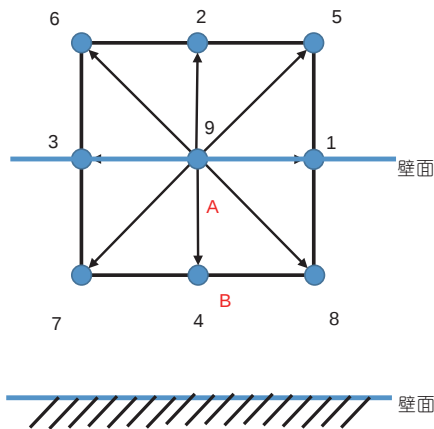


图8 (网络版彩图)壁面的格子分布

在壁面气体的吸附量由 f_2, f_3, f_6 确定, 解吸量由 f_4, f_7, f_8 确定, f_9 由壁面的宏观物理量和其他方向的分布概率函数确定. 壁面分子由于壁面存在滑脱效应, 我们采用标准反弹和镜面反弹的混合格式. 由于不考虑壁面的表面扩散, 即 $f_1=f_3$. 综上, 可得到壁面的各方向的分布概率函数满足:

$$\begin{cases} f_4 + f_7 + f_8 - f_2 - f_5 - f_6 \\ = \frac{V_L}{Sd\theta} \left[\frac{P_B^{t-1}}{(P_B^{t-1} + P_L)} - \frac{P_B^t}{(P_B^t + P_L)} \right], \\ f_4 + f_7 + f_8 + f_2 + f_5 + f_6 + f_9 + f_1 + f_3 \\ = \frac{V_L}{Sd\theta} \left[\frac{P_B^t}{(P_B^t + P_L)} \right], \\ f_7 = \gamma f_5 + (1 - \gamma) f_6, \\ f_8 = \gamma f_6 + (1 - \gamma) f_5, \\ f_1 = f_3. \end{cases} \quad (22)$$

求解得到 f_4, f_7, f_8, f_9 的计算公式为

$$\begin{cases} f_4 = \frac{V_L}{Sd\theta} \left[\frac{P_B^{t-1}}{(P_B^{t-1} + P_L)} - \frac{P_B^t}{(P_B^t + P_L)} \right] + f_2, \\ f_7 = \gamma f_5 + (1 - \gamma) f_6, \\ f_8 = \gamma f_6 + (1 - \gamma) f_5, \\ f_1 = f_3, \\ f_9 = \frac{V_L}{Sd\theta} \left[2 \frac{P_B^t}{(P_B^t + P_L)} - \frac{P_B^{t-1}}{(P_B^{t-1} + P_L)} \right] - f_3 - f_1 - 2f_4 - 2f_7 - 2f_8, \end{cases} \quad (23)$$

其中, 上标 $t-1$ 为上一时间步的值, t 为当前时间步的值.

3.2 模型验证

基于应力条件下的数字岩心和渗流模型对页岩气在数字岩心中的流动进行模拟, 并计算渗透率^[47,48], 与实验结果进行对比, 如图9所示, 从图9可以看出, 考虑应力时计算值与实验值的误差最大为5.2%, 不考虑应力时计算值偏大, 与实验值的误差最大为12.9%, 因此证明了考虑应力作用的数字岩心和渗流模型的正确性.

4 页岩气流固耦合模拟结果与分析

将考虑应力的数字岩心和页岩气渗流模型进行耦合, 研究页岩气在数字岩心中的渗流规律, 计算流程如图10所示.

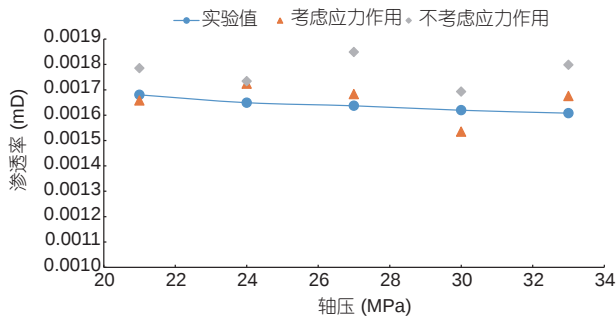


图9 (网络版彩图)渗透率计算值与实验值对比结果

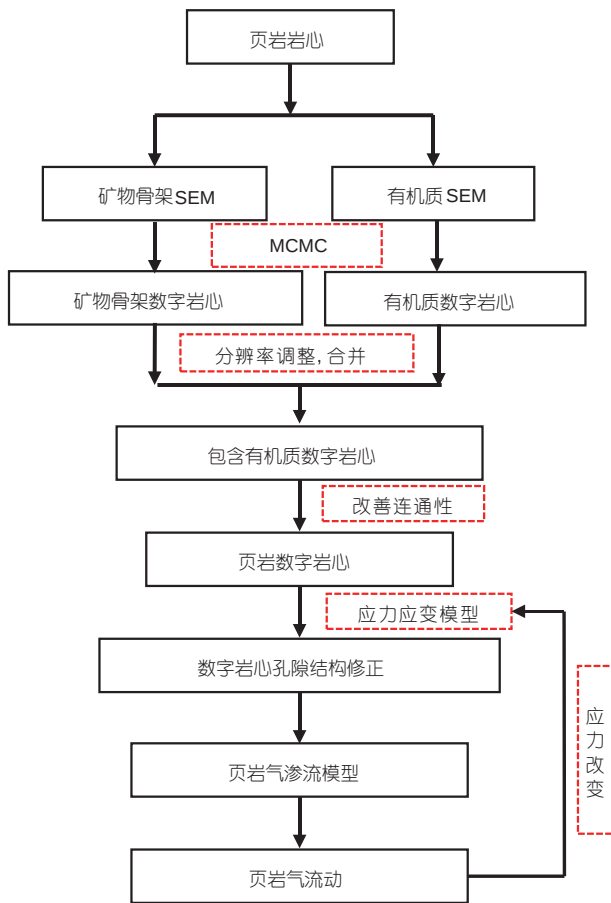


图10 (网络版彩图)页岩气流固耦合模拟流程图

页岩岩样取自四川盆地龙马溪组, 有机质的弹性模量取8 GPa^[49], 泊松比取0.45, 矿物骨架的弹性模量取20 GPa, 泊松比取0.2.

图11(a)为矿物骨架孔隙度和有机质孔隙度随围压的变化规律, 从图中可以看出随着围压的增大, 矿物骨架和有机质的孔隙度都减小, 但是在围压增大时有机质的孔隙度降低程度更大, 说明有机质纳米孔相比

矿物骨架孔对围压更加敏感. 这是因为有机质的弹性模量小, 在受到围压作用时, 有机质的应变大, 从而挤压孔隙导致孔隙度降低程度大, 而矿物骨架支撑能力强, 可以承受一部分围压, 从而导致矿物骨架孔隙降低程度小. 当围压从10 MPa升高到40 MPa时, 矿物骨架孔隙减少了6%, 而有机质孔隙减少了7.5%.

图12(a)为各渗流机理占总流量的比例随围压的变化, 从图中可以看出, 当围压从10 MPa增大到40 MPa后, 解吸的气体量占总气体流量的比例不断减少, 降低了1.5%, 而通过扩散流动和滑脱流动的气体量占总气体流量的比例不断增加, 分别增加了0.9%和0.5%. 这是因为围压增大, 而孔压不变时, 有效应力只减小了孔隙的尺寸. 随着孔隙尺寸的减小, 自由气体分子与壁面的碰撞频率增大, 使扩散作用和滑脱作用不断增强, 而孔隙尺寸减小, 增强了孔隙壁面对气体分子的吸附作用, 从而使解吸的气体量减少. 图13(a)为各渗流机理占总流量比例的变化程度, 从图中可以看出, 随着围压的增大, 解吸和扩散占总气体流量比例的变化程度大. 围压增加到40 MPa后, 通过扩散流动的气体量占总气量的比例相比围压10 MPa时的比例增加了16.8%, 解吸的气体量占总气量的比例相比围压10 MPa时的比例降低了41.9%, 说明解吸和扩散对孔隙尺寸更加敏感.

图11(a)为矿物骨架孔隙度和有机质孔隙度随孔压的变化规律, 从图中可以看出随着孔压的降低, 矿物骨架和有机质的孔隙度都降低, 而且有机质孔隙度降低的程度大, 这是因为孔隙压力降低时, 由于有机质弹性模量小, 容易产生形变, 导致孔隙变小, 孔隙度降低, 而矿物骨架孔隙因为矿物颗粒的支撑作用, 减轻了孔隙的变形. 因为孔压的降低是直接作用于孔隙壁面的, 因此有机质孔隙随孔压的变化程度要比随围压的变化程度更加明显, 当孔隙压力从17 MPa降低到5 MPa时, 矿物骨架孔隙度减少了1.7%, 而有机质孔隙度减少了2%.

图12(b)为各渗流机理占总流量的比例随孔压的变化, 从图中可以看出, 随着孔压的降低, 解吸的气体量和通过扩散流动的气体量占总气体流量的比例不断增加, 而通过滑脱流动的气体量占总气体流量的比例不断减少. 当孔压从17 MPa降低到5 MPa后, 解吸的气体量占总气体流量的比例增加2%, 通过扩散流动的气体量占总气体流量的比例增加了1.9%, 而通过滑脱流

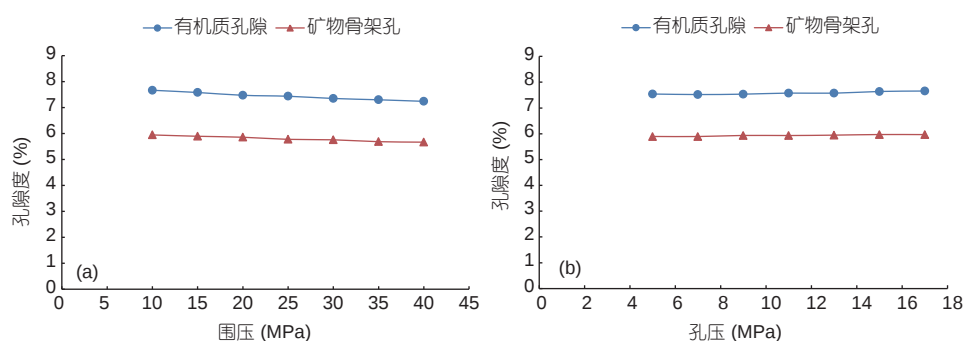


图 11 (网络版彩图)有机质孔隙度和矿物骨架孔隙度随围压(a)和孔压(b)的变化

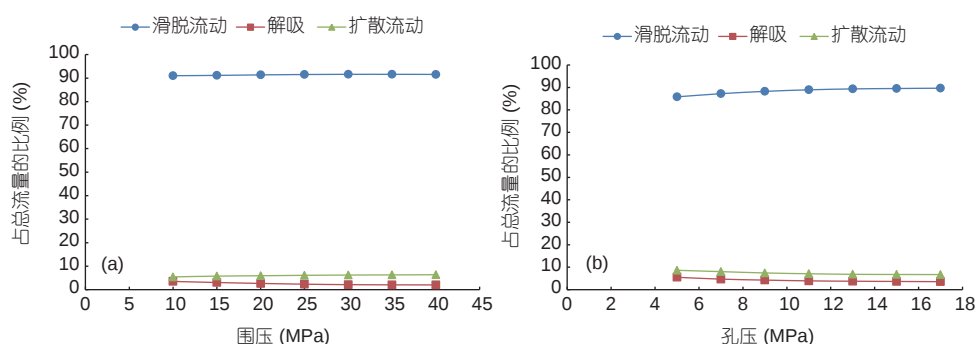


图 12 (网络版彩图)各渗流机理占总流量的比例随围压(a)和孔压(b)的变化

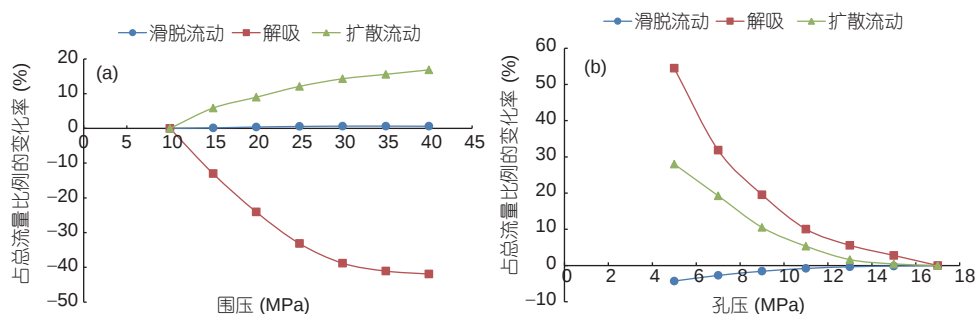


图 13 (网络版彩图)各渗流机理占总流量比例的变化率随围压(a)和孔压(b)的变化程度

动的气体量占总气体流量的比例降低了3.8%。这是因为围压不变,而孔压降低时,有效应力不仅减小了孔隙的尺寸,而且减少了孔隙中的气体量,增大了气体的平均分子自由程,提高了气体分子与壁面的碰撞频率。随着孔压的降低,气体的解吸量不断增加,并且减小了吸附层的厚度,增大了气体扩散的流动面积,从而使解吸的气体量和通过扩散流动的气体量占总气体流量的比例不断增加。孔压的降低虽然增强了气体在壁面的滑脱速度,但是减少了孔隙中的气体量,降低了

自由气的流量,从而使通过滑脱流动的气体量占总气体流量的比例不断减少。图13(b)为各渗流机理占总流量比例的变化程度,从图中可以看出,随着孔压的降低,解吸和扩散占总气体流量比例的变化程度大,平均孔压降低到5 MPa后,扩散流动的气体量占总气量的比例相比孔压17 MPa时的比例增加了28%,解吸的气体量占总气量的比例相比孔压17 MPa时的比例增加了54.4%,说明解吸和扩散对孔隙尺寸更加敏感。滑脱流动的气体量占总气量的比例随孔压的变化的程度

为0.36%/MPa, 而随围压的变化程度为0.02%/MPa, 说明孔压对滑脱的影响要比围压的影响大。

对比图13(a)和(b), 可以看出各渗流机理占总流量比例的变化程度受孔压的影响要比受围压的影响大, 这是因为孔压的变化不仅影响了孔隙的尺寸还影响了气体的平均分子自由程。

5 结论

(1) 将考虑应力条件下的数字岩心和页岩气渗流LBM模型结合, 可以更好地模拟页岩气在地层中的流固耦合流动。

(2) 随着围压的增大或孔隙压力的降低, 矿物骨架孔隙度和有机质孔隙度都减小, 当围压从10 MPa升高到40 MPa时, 矿物骨架孔隙减少了6%, 而有机质孔隙减少了7.5%; 当孔隙压力从17 MPa降低到5 MPa时, 矿物骨架孔隙度减少了1.7%, 而有机质孔隙度减少了

2%。矿物骨架孔隙的变化程度小是因为矿物颗粒的支撑作用。

(3) 有机质纳米孔对围压和孔隙压力的变化比较敏感, 是因为有机质弹性模量小, 受到应力作用后容易发生形变, 挤压纳米孔。其中孔隙压力对有机质纳米孔的影响最大, 会影响到页岩气在有机质纳米孔中的解吸和扩散流动。

(4) 随着围压的增大, 解吸的气体量占总气体流量的比例不断减少, 减少了1.5%, 而通过扩散流动和滑脱流动的气体量占总气体流量的比例不断增加, 分别增加了0.9%和0.5%。随着孔压的降低, 解吸的气体量和通过扩散流动的气体量占总气体流量的比例不断增加, 分别增加了2%和1.9%, 而通过滑脱流动的气体量占总气体流量的比例不断减少, 减少了3.8%。

(5) 各渗流机理占总流量比例的变化程度受孔压的影响要比受围压的影响大, 这是因为孔压的变化不仅影响了孔隙的尺寸还影响了气体的平均分子自由程。

参考文献

- 张睿, 宁正福, 杨峰, 等. 页岩应力敏感实验与机理. 石油学报, 2015, 36: 224–231, 237
- 张睿, 宁正福, 杨峰, 等. 微观孔隙结构对页岩应力敏感影响的实验研究. 天然气地球科学, 2014, 25: 1284–1289
- 郭为, 熊伟, 高树生. 页岩气藏应力敏感效应实验研究. 特种油气藏, 2012, 19: 95–98
- Hu D, Benoit D N, Nguyen P, et al. Quantitative analysis of proppant-formation interactions by digital rock methods. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dubai, 2016
- Koroteev D A, Dinariev O, Evseev N, et al. Application of digital rock technology for chemical EOR screening. In: SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, 2013
- Klemin D, Nadeev A, Ziauddin M. Digital rock technology for quantitative prediction of acid stimulation efficiency in carbonates. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 2015
- Eng C, Ikeda T, Tsuji T. Elastic properties of fault core samples using digital rock physics: Insight into seismogenic fault characterization. In: 22nd Formation Evaluation Symposium of Japan. Chiba, 2016
- 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
- 张磊, 姚军, 孙海, 等. 利用格子Boltzmann方法计算页岩渗透率. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38: 87–91
- 王波. 基于数字岩心的页岩气微观渗流研究. 博士学位论文. 北京: 中国石油大学(北京), 2013
- Almarzooq A, AlGhamdi T, Koronfol S, et al. Shale gas characterization and property determination by digital rock physics. In: SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Al-Khobar, 2014
- Dunsmuir J H, Ferguson S R, Amico K L, et al. X-ray micro-tomography: A new tool for the characterization of porous media. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, 1991
- Coenen J, Tchouparova E, Jing X. Measurement parameters and resolution aspects of micro X-ray tomography for advanced core analysis. In: Proceedings of International Symposium of the Society of Core Analysts. Abu Dhabi, 2004
- Joshi M. A class of stochastic models for porous media. Dissertation for Doctoral Degree. Kansas: University of Kansas, 1974
- Hazlett R D. Statistical characterization and stochastic modeling of pore networks in relation to fluid flow. Math Geol, 1997, 29: 801–822
- Quiblier J A. A new three-dimensional modeling technique for studying porous media. J Colloid Interface Sci, 1984, 98: 84–102

- 17 赵秀才. 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
- 18 Okabe H, Blunt M J. Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics. *Phys Rev E*, 2004, 70: 66–135
- 19 Okabe H, Blunt M J. Pore space reconstruction using multiple-point statistics. *J Pet Sci Eng*, 2005, 46: 121–137
- 20 Wu K, Nunan N, Crawford J W, et al. An efficient Markov chain model for the simulation of heterogeneous soil structure. *Soil Sci Soc Am J*, 2004, 68: 346
- 21 Wu K, Van Dijke M I J, Couples G D, et al. 3D stochastic modelling of heterogeneous porous media—Applications to reservoir rocks. *Transp Porous Med*, 2006, 65: 443–467
- 22 Li Q, He Y L, Tang G H, et al. Lattice Boltzmann modeling of microchannel flows in the transition flow regime. *Microfluid Nanofluid*, 2011, 10: 607–618
- 23 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
- 24 吴克柳, 李相方, 陈掌星, 等. 页岩气有机质纳米孔气体传输微尺度效应. 天然气工业, 2016, 36: 51–63
- 25 Klinkenberg L J. The permeability of porous media to liquids and gases. In: *Drilling and Production Practice*. New York: American Petroleum Institute, 1941. 200–213
- 26 Langmuir I. The constitution and fundamental properties of solids and liquids part I. Solids. *J Am Chem Soc*, 1916, 38: 2221–2295
- 27 Langmuir I. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. II. Liquids. *J Am Chem Soc*, 1917, 39: 1848–1906
- 28 Yi J, Akkutlu I Y, Karacan C Ö, et al. Gas sorption and transport in coals: A poroelastic medium approach. *Int J Coal Geol*, 2009, 77: 137–144
- 29 Ala-Nissila T, Ferrando R, Ying S C. Collective and single particle diffusion on surfaces. *Adv Phys*, 2002, 51: 949–1078
- 30 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *J Can Pet Tech*, 2009, 48: 16–21
- 31 Anderson J M, Moorman M W, Brown J R, et al. Isothermal mass flow measurements in microfabricated rectangular channels over a very wide Knudsen range. *J Micromech Microeng*, 2014, 24: 055013
- 32 Farid S M U, Killiugh J E. Modelling shale gas flow using the idea of apparent dynamic permeability. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, 2016
- 33 Negara A, Salama A, Sun S, et al. Numerical simulation of natural gas flow in anisotropic shale reservoirs. In: *International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, 2015
- 34 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 Transfer*, 2016, 93: 408–426
- 35 Wu K, Li X, Guo C, et al. A unified model for gas transfer in nanopores of shale-gas reservoirs: Coupling pore diffusion and surface diffusion. *SPE J*, 2016, 21: 1583–1611
- 36 Wu K, Li X, Wang C, et al. Model for surface diffusion of adsorbed gas in nanopores of shale gas reservoirs. *Ind Eng Chem Res*, 2015, 54: 3225–3236
- 37 Wu K, Chen Z, Li X, et al. Flow behavior of gas confined in nanoporous shale at high pressure: Real gas effect. *Fuel*, 2017, 205: 173–183
- 38 Wu K, Chen Z, Li X, et al. Methane storage in nanoporous material at supercritical temperature over a wide range of pressures. *Sci Rep*, 2016, 6: 33461
- 39 Wu K, Chen Z, Li X. Real gas transport through nanopores of varying cross-section type and shape in shale gas reservoirs. *Chem Eng J*, 2015, 281: 813–825
- 40 Wu K, Li X, Wang C, et al. A model for gas transport in microfractures of shale and tight gas reservoirs. *AIChE J*, 2015, 61: 2079–2088
- 41 李荣强, 高莹, 杨永飞, 等. 基于CT扫描的岩心压敏效应实验研究. 石油钻探技术, 2015, 43: 37–43
- 42 鞠杨, 王金波, 高峰, 等. 变形条件下孔隙岩石CH₄微观渗流的Lattice Boltzmann模拟. 科学通报, 2014, 59: 2127–2136
- 43 张思勤, 汪志明, 王小秋, 等. 基于MCMC的数字岩心重建方法. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30: 69–74
- 44 朱益华, 陶果, 方伟. 图像处理技术在数字岩心建模中的应用. 石油天然气学报, 2007, 29: 54–57
- 45 Zhang X L, Xiao L Z, Guo L, et al. Investigation of shale gas microflow with the lattice Boltzmann method. *Pet Sci*, 2015, 12: 96–103
- 46 Mohamad A A. *Lattice Boltzmann Method: Fundamentals and Engineering Application with Computer Codes*. London: Springer, 2011. 1–178
- 47 孙海, 姚军, 张磊, 等. 基于孔隙结构的页岩渗透率计算方法. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38: 92–98
- 48 Wang J, Chen L, Kang Q, et al. Apparent permeability prediction of organic shale with generalized lattice Boltzmann model considering surface diffusion effect. *Fuel*, 2016, 181: 478–490
- 49 Bernabe Y, Brace W F, Evans B. Permeability, porosity and pore geometry of hot-pressed calcite. *Mech Mater*, 1982, 1: 173–183

The numerical simulation of the shale gas fluid-structure interaction based on the digital rock and LBM

LI JiangTao¹, WANG ZhiMing¹, WEI JianGuang² & ZHAO YanLong¹

¹ MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

² College of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing 163000, China

The shale has strong sensitivity to pressure, so the changing of confining pressure and pore pressure will affect the shale pore size, and have an influence on the flow of shale gas. Using digital rock and the lattice Boltzmann method to study the microscopic seepage mechanism of shale gas obtained more and more attention of scholars. The stress-strain model of digital rock under stress condition and the shale seepage LBM model were established to study the influence of stress on shale gas seepage. The results show that the nano-pores in the organic matter are more sensitive to the stress, and its variation is bigger than mineral matrix pores with the changing of stress, as a result the diffusion and desorption of shale gas in the nano-pores will be affected; The influence of pore pressure on seepage flow mechanism is bigger than the confining pressure. It's because the change of pore pressure can affect the pore size and the average free path of molecular movement; when the average pore pressure decreases from 17 to 5 MPa, the proportion of gas obtained by desorption and diffusion effect of the total gas amount increase, 2% and 1.9% respectively, while the proportion of gas obtained by slippage effect decrease 3.8%. Using the digital core under stress condition, and the lattice Boltzmann method can simulate the shale gas flow in the reservoir more accurately and understand the production mechanism of shale gas better.

shale, digital rock, lattice Boltzmann method, fluid-structure interaction

doi: 10.1360/N092017-00199