

引用格式:宋文辉,刘磊,孙海,等.基于数字岩心的页岩油储层孔隙结构表征与流动能力研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):497-505.
SONG Wenhui, LIU Lei, SUN Hai, et al. Pore structure characterization and flow ability of shale oil reservoir based on digital cores[J].
Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4):497-505.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.004

基于数字岩心的页岩油储层孔隙结构表征与 流动能力研究

宋文辉,刘磊,孙海,张凯,杨永飞,姚军
(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580)

摘要:页岩油藏孔隙结构非均质性较强且具有多尺度特征,既有纳米级有机质粒内孔隙、纳米—微米级非有机粒间孔隙,还发育微裂缝。页岩低孔低渗特征导致岩心流动物理实验开展较为困难,无法测量不同尺度孔隙介质内的页岩油渗流参数,难以准确认识不同尺度孔隙介质内的页岩油流动能力。为解决该问题,提出基于数字岩心的页岩油储层孔隙结构表征与流动能力计算方法。首先建立考虑纳微米尺度运移机制、赋存状态的页岩油纳米孔隙流动数学模型,分析了孔隙表面的物理化学性质、孔隙尺寸对页岩油流动规律的影响。进一步拓展至三维多孔介质,建立孔隙网络页岩油流动数学模型,结合不同尺度下的页岩油储层岩心扫描成像结果,构建了不同介质内的数字岩心,提取孔隙网络模型,研究了页岩油储层多尺度孔隙结构特征与油相流动能力。研究表明,孔隙半径在5 nm以下时,页岩油渗透率主要取决于吸附相渗透率;晶间型孔隙介质主导页岩油流动能力,微尺度效应对页岩油储层油相渗透率影响较小,可忽略不计;有机质孔隙介质内页岩油流动微尺度效应较强,滑移现象较为明显,对页岩油储层流动能力贡献取决于有机质内部孔隙联通性。

关键词:页岩油;数字岩心;孔隙网络模型;多尺度孔隙结构;渗透率

中图分类号:TE19

文献标识码:A

Pore structure characterization and flow ability of shale oil reservoir based on digital cores

SONG Wenhui, LIU Lei, SUN Hai, ZHANG Kai, YANG Yongfei, YAO Jun

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao, Shandong 266580, China)

Abstract: Shale oil reservoir bears heterogeneous pore structure with multi-scale pore sizes. Nano-scale organic intra-granular pore, nano-micro scale inorganic inter-granular pore and micro-fracture coexist in shale oil reservoir. The ultra-low porosity and ultra-low permeability characteristics make the laboratory core flow experiment unavailable for shale oil core sample. As a consequence, shale oil flow parameters in different scale of porous medium can not be measured and it is difficult to accurately evaluate the shale oil flow ability in different scale of porous medium. To solve this problem, a calculation method for pore structure characterization and flow ability of shale oil reservoir is proposed based on digital cores. The nanopore shale oil flow model is first established considering nano-micro scale transport mechanisms and occurrence state, and the influences of shale pore surface physicochemical property and pore size on shale oil flow are analyzed. Then, the nanopore shale oil flow model is further extended to 3D porous media by establishing pore network shale oil flow model. The digital cores in different medium and its pore network are constructed based on the multi-scale shale core imaging data in shale oil reservoir. The multi scale pore structure characteristic and shale oil flow ability are studied in detail on this basis. The analysis results indicate that when the pore radii are less than 5 nm, the shale oil permeability is dependent on adsorbed phase permeability. Inter-granular pore dominates shale oil flow ability. The micro-scale effect on shale oil permeability is very small which can be neglected. The micro scale effect and oil slippage are more obvious in organic pores. However, the contribution of organic pore permeability on total shale oil permeability relies on the connectivity of organic pore structure.

Keywords: shale oil, digital core, pore network model, multi-scale pore structure, permeability

收稿日期:2021-01-14。

第一作者简介:宋文辉(1993—),男,博士,讲师,本刊第一届青编委,主要从事数字岩心、页岩油气多尺度渗流、微观渗流理论方面的研究工作。地址:山东省青岛市黄岛区长江西路66号,邮政编码:266580。E-mail: song_wen_hui@hotmail.com

基金项目:中央高校自主创新科研计划项目“应力作用下页岩纳微米多孔介质气水两相微观渗流机理研究(20CX06088A);青岛市博士后资助项目“热流固耦合作用下深层页岩多相多组分微观渗流机理及模拟方法研究”(QDYY20200083)。

中国页岩油储量大、分布广、开发潜力巨大^[1],页岩油技术可采资源量仅次于美国和俄罗斯,位居世界第三位^[2]。页岩储层为多尺度、多组构储集空间^[3],既有纳米级有机质粒内孔隙、纳米—微米级非有机粒间孔隙,还发育微米级—毫米级裂缝。JAVADPOUR等^[4]认为页岩无机质孔隙尺寸介于10 nm~100 μm,有机质孔隙尺寸介于10~100 nm。WU等^[5]通过不同分辨率三维扫描四川盆地页岩岩样发现无机质孔隙尺寸介于50 nm~20 μm,有机质孔隙尺寸介于20~200 nm。OUGIER-SIMONIN等^[6]发现页岩微裂缝较为发育,尺寸从微米级到厘米级不等。LOUCKS等^[7]通过对美国主要页岩生产区块大量微裂缝扫描成像,认为页岩微裂缝开度在15 μm以下,并且与水力压裂产生的诱导裂缝之间的连通性较差。LANDRY等^[8]发现无机质矿物颗粒表面发育着开度在几百纳米的天然微裂缝,认为矿物颗粒表面微裂缝的存在显著提高了流体流动能力。

近年来,中国对页岩气的勘探和开发取得了重要突破,在页岩气开发技术方面做了大量卓有成效的研究,但陆相页岩油的相关研究则异常薄弱,尤其是针对页岩油孔缝流动规律的研究。邹才能等^[9]对陆相页岩油滞留聚集模式进行了研究。宁方兴等^[10]对比不同岩相下页岩油赋存状态,建立了典型页岩油赋存模式。王民等^[11]对页岩油赋存的孔隙大小、吸附油/游离油比例、可动性及影响因素进行了研究。WANG等^[12-14]采用分子模拟方法分析了孔隙类型、孔隙尺寸、压力温度对页岩油流动和吸附能力的影响。MAJUMDER等^[15]、WHITBY等^[16]、HOLT等^[17]发现有机质纳米孔隙内流体流动能力显著增强,实际流量远高于无滑移边界计算的流量。目前在孔隙尺度上研究页岩油流动规律主要包括N-S方程方法、格子玻尔兹曼方法以及孔隙网络模型^[18-19]。其中孔隙网络模型是一种发展较为成熟的渗流计算模型^[20-21],它将岩石抽象为由大空间孔隙和狭窄空间孔喉组成的网络,孔隙和孔喉是模拟岩石渗流过程的最小计算单元。孔隙网络模型的优点在于它能够比较真实地反映岩心的几何拓扑关系和连通性,并且相比其他孔隙尺度流动模拟方法,计算速度较快。对于常规油气藏,可采用符合达西流动的泊肃叶方程直接计算单个孔喉的流量和压力,进而整合到整体孔隙网络模型中进行模拟。但对于页岩油藏,油相在微纳米级孔隙中流动并不满足达西定律。页岩油烷烃

分子在孔隙边界存在滑脱效应,导致孔隙边界流体存在滑移速度,JAVADPOUR等^[22]通过采用滑移边界的N-S方程模拟在不同孔隙形状下的流体流动规律,并应用基于页岩油孔隙网络模型流动模拟中。YANG等^[23]考虑单相页岩油在不规则纳米孔中运移机制,基于孔隙网络模型分析了孔隙尺度页岩油流动规律。但目前孔隙尺度页岩油流动规律研究未考虑孔隙壁面物理化学性质、孔隙尺寸对烷烃分子流动和赋存状态的影响,并且忽略了页岩油储层不同介质内页岩油流动规律的差异性。在前期研究基础上,建立了准确考虑页岩油赋存状态和流动机制的孔隙网络流动模型,基于不同尺度下页岩油储层岩心CT扫描成像和SEM扫描成像结果,构建不同介质内数字岩心和孔隙网络模型,研究了页岩油储层多尺度孔隙结构特征与页岩油流动能力。

1 页岩油流动数学模型

1.1 单个孔隙页岩油流动数学模型

图1显示了页岩油在单个纳米级孔隙纵向截面中的赋存状态。孔隙壁面存在一层吸附相,孔隙中心页岩油以自由相形式赋存。对于圆形孔隙,页岩油在 x 方向压力梯度作用下的控制方程可表示为:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{\mu}{r} \frac{d}{dx} \left(r \frac{dU}{dx} \right) \quad (1)$$

式中: p 为压力,Pa; r 为距离孔隙中心的径向距离,m; μ 为油相黏度,Pa·s; U 为油相速度,m/s。

通过速度剖面对称性,整理得到:

$$U_{\text{bulk}} = -\frac{r^2}{4\mu_{\text{bulk}}} \frac{dp}{dx} + C_{\text{ons1}}; \quad 0 \leq r \leq R - t_{\text{ads}} \quad (2)$$

$$U_{\text{ads}} = \frac{-r^2}{4\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} + C_{\text{ons2}}; \quad R - t_{\text{ads}} \leq r \leq R \quad (3)$$

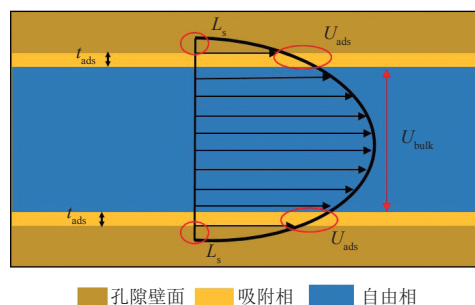


图1 孔隙纵向截面页岩油赋存状态

Fig. 1 Shale oil occurrence at longitudinal cross section

式(2)一式(3)中: U_{bulk} 为自由相速度剖面, m/s; U_{ads} 为吸附相速度剖面, m/s; μ_{bulk} 为自由相黏度, Pa·s; μ_{ads} 为吸附相黏度, Pa·s; t_{ads} 为吸附相页岩油壁面厚度, m; R 为孔隙半径, m; C_{ons1} 、 C_{ons2} 为常数项。

根据连续剪切应力以及连续速度边界条件, 吸附相和自由相界面关系可表示为:

$$\frac{\partial U_{\text{bulk}}}{\partial r} \Big|_{r=0} = 0 \quad (4)$$

$$U_{\text{bulk}} \Big|_{r=R-t_{\text{ads}}} = U_{\text{ads}} \Big|_{r=R-t_{\text{ads}}} \quad (5)$$

$$\mu_{\text{bulk}} \frac{\partial U_{\text{bulk}}}{\partial r} \Big|_{r=R-t_{\text{ads}}} = \mu_{\text{ads}} \frac{\partial U_{\text{ads}}}{\partial r} \Big|_{r=R-t_{\text{ads}}} \quad (6)$$

$$-L_s \frac{\partial U_{\text{ads}}}{\partial r} \Big|_{r=R} = U_{\text{ads}} \Big|_{r=R} \quad (7)$$

式中: L_s 为页岩油壁面滑脱长度, m。

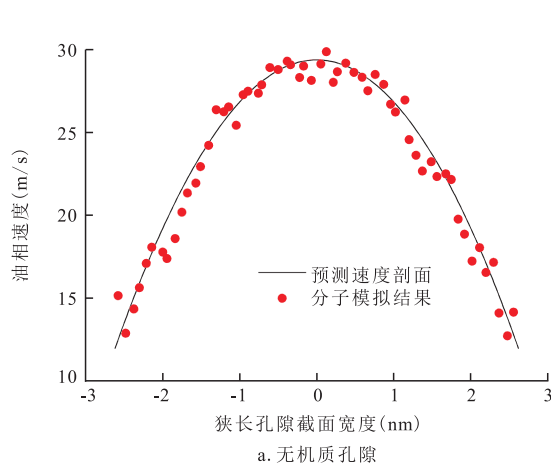
根据式(7), 自由相速度剖面和吸附相速度剖面可表示为:

$$U_{\text{bulk}} = \frac{-r^2}{4\mu_{\text{bulk}}} \frac{dp}{dx} + \frac{(R-t_{\text{ads}})^2}{4\mu_{\text{bulk}}} \frac{dp}{dx} + \frac{R^2 - (R-t_{\text{ads}})^2}{4\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} + \frac{L_s R}{2\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx}; \quad 0 \leq r \leq R-t_{\text{ads}} \quad (8)$$

$$U_{\text{ads}} = \frac{R^2 - r^2}{4\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} + \frac{L_s R}{2\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx}; \quad R-t_{\text{ads}} \leq r \leq R \quad (9)$$

按照同样思路推导狭长孔隙中页岩油速度剖面, 结果如下:

$$U_{\text{bulk}} = -\frac{1}{2\mu_{\text{bulk}}} \frac{dp}{dx} y^2 + \frac{1}{2\mu_{\text{bulk}}} \frac{dp}{dx} \left(\frac{w}{2} - t_{\text{ads}} \right)^2 - \frac{1}{2\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} \left(\frac{w}{2} - t_{\text{ads}} \right)^2 + \frac{wL_s}{2\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} + \frac{w^2}{8\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx}; \quad 0 \leq y \leq \frac{w}{2} - t_{\text{ads}} \quad (10)$$



$$U_{\text{ads}} = -\frac{1}{2\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} y^2 + \frac{wL_s}{2\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} + \frac{w^2}{8\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx}; \quad \frac{w}{2} - t_{\text{ads}} \leq y \leq \frac{w}{2} \quad (11)$$

式中: w 表示狭长孔隙截面宽度, m。

为了验证模型的准确性, 基于狭长孔隙页岩油速度剖面推导结果与分子动力学模拟结果进行对比^[12-13], 分子动力学中驱动力与压力梯度转换关系见式(12)。模型输入参数见表1。对比结果如图2所示, 可以看出, 预测得到的速度剖面与分子动力学模拟结果匹配较好, 验证了模型的适用性。

$$\frac{dp}{dx} = \frac{nF}{N_A} \quad (12)$$

式中: n 为分子数密度, m³; F 为驱动力, m·kg/(mol·s²); N_A 为阿伏伽德罗常数, 6.022×10²³ mol⁻¹。

WANG等^[13]给出了有机质孔隙中辛烷滑移长度随压力梯度、地层温度、孔隙尺寸的变化关系, 转换

表1 页岩油无机质与有机质孔隙流动模型对比验证输入参数^[12-13]

Table 1 Input parameters for shale oil transport model validation in an inorganic pore or an organic pore^[12-13]

参数	无机质	有机质
滑移长度(m)	9×10 ⁻¹⁰	1.4×10 ⁻⁷
吸附相厚度(m)	7×10 ⁻¹⁰	7×10 ⁻¹⁰
辛烷黏度(Pa·s)	2.95×10 ⁻⁴	3.97×10 ⁻⁴
分子数密度(m ³)	2.871×10 ²⁸	2.871×10 ²⁸
驱动力[m·kg/(mol·s ²)]	3.138×10 ¹⁰	4.814×10 ⁹
孔隙宽度(m)	5.24×10 ⁻⁹	5.24×10 ⁻⁹

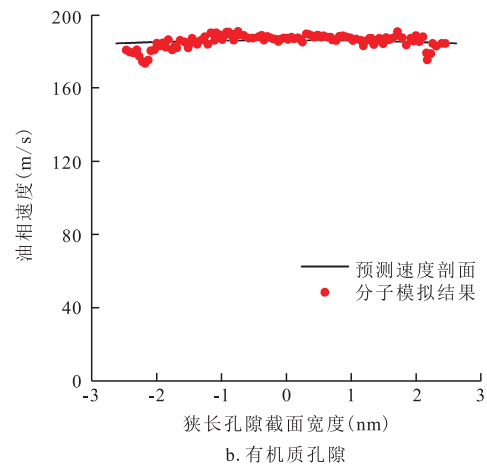


图2 模型预测结果与分子动力学模拟速度分布结果对比验证

Fig. 2 Validation of proposed model by comparing with molecular dynamics simulation results

为标准单位后可表示为:

$$L_s = \left[8.4474 e^{\left(\frac{N_A}{7.1517 \times 10^{31}} \frac{dp}{dx} \right)} - 2.3316 \times 10^{-5} e^{\left(\frac{T}{30.1824} \right)} + 330.7139 e^{\left(\frac{w \times 10^9}{-0.9702} \right)} + 87.3782 \right] \times 10^{-9} \quad (13)$$

等温降压开采条件下,地层压力梯度 $\frac{dp}{dx}$ 最大在 10^{-5} Pa/m 数量级,因此,压力梯度项和温度项对滑移长度的影响近似为常数,滑移长度只受孔隙尺寸和孔隙壁面性质影响。图3显示了温度在 400 K 时有有机质孔隙中滑移长度随孔隙尺寸的变化:当孔隙尺寸在 5 nm 以下时,滑移长度随孔隙尺寸变化明显;当孔隙尺寸在 5 nm 以上时,滑移长度随孔隙尺寸变化趋平,可视为常数。由于页岩油油藏孔隙尺寸大部分在 5 nm 以上,式中滑移长度随孔隙尺寸变化可忽略,只受孔隙壁面性质影响。

根据式(9),圆形孔隙中页岩油质量流量可表示为:

$$M_i = \rho_{\text{bulk}} \int_0^{R-l_{\text{ads}}} U_{\text{bulk}} 2\pi r dr + \rho_{\text{ads}} \int_{R-l_{\text{ads}}}^R U_{\text{ads}} 2\pi r dr \quad (14)$$

式中: M_i 为质量流量, kg/s; ρ_{bulk} 为自由相页岩油密度, kg/m³; ρ_{ads} 分别为吸附相页岩油密度, kg/m³。

整理后得到:

$$M_i = \frac{\pi \rho_{\text{bulk}} (R-l_{\text{ads}})^4}{8\mu_{\text{bulk}}} \frac{dp}{dx} + \frac{\pi \rho_{\text{bulk}} (2Rl_{\text{ads}} - l_{\text{ads}}^2 + 2L_s R)(R-l_{\text{ads}})^2}{4\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} + \frac{\pi \rho_{\text{ads}} (R^2 + 2L_s R)(2Rl_{\text{ads}} - l_{\text{ads}}^2)}{4\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} - \frac{\pi \rho_{\text{ads}} [R^4 - (R-l_{\text{ads}})^4]}{8\mu_{\text{ads}}} \frac{dp}{dx} \quad (15)$$

式中:前两项为自由相质量流量,后两项为吸附相质量流量。

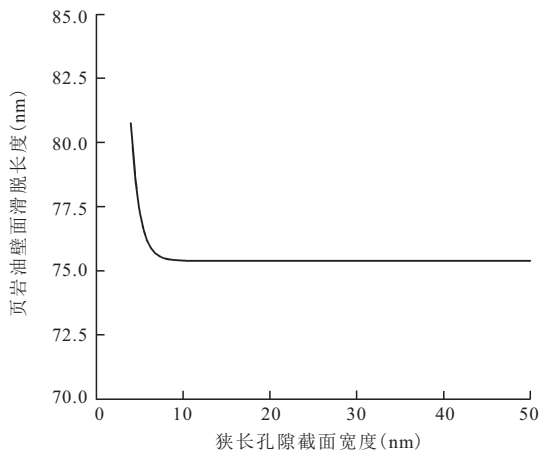


图3 温度 400 K 有机质孔隙中滑移长度随孔隙尺寸变化
Fig. 3 Slip length variation with organic pore size at 400 K

根据达西公式,采用自由相密度和自由相黏度折算圆形孔隙渗透率得到:

$$k_{\text{cir}} = \frac{M_i \mu_{\text{bulk}}}{\pi R^2 \rho_{\text{bulk}}} \left(\frac{dp}{dx} \right)^{-1} = k_{\text{bulk}} + k_{\text{ads}} \quad (16)$$

$$k_{\text{bulk}} = \frac{(R-l_{\text{ads}})^4}{8R^2} + \frac{\mu_{\text{bulk}} (2Rl_{\text{ads}} - l_{\text{ads}}^2 + 2L_s R)}{4R^2 \mu_{\text{ads}}} (R-l_{\text{ads}})^2 \quad (17)$$

$$k_{\text{ads}} = \frac{\rho_{\text{ads}} \mu_{\text{bulk}}}{\rho_{\text{bulk}} \mu_{\text{ads}}} \left[\frac{(R^2 + 2L_s R)(2Rl_{\text{ads}} - l_{\text{ads}}^2)}{4R^2} - \frac{(R^4 - (R-l_{\text{ads}})^4)}{8R^2} \right] \quad (18)$$

式(16)一式(18)中: k_{cir} 为圆形孔隙页岩油整体渗透率, μm^2 ; k_{bulk} 为圆形孔隙页岩油自由相渗透率, μm^2 ; k_{ads} 为圆形孔隙页岩油吸附相渗透率, μm^2 。

同时,不考虑页岩油赋存状态和边界滑移情况下的孔隙渗透率可表示为:

$$k_{\text{cir}} = \frac{R^2}{8} \quad (19)$$

可以看出自由相渗透率主要受孔隙尺寸、滑移长度、吸附相厚度以及黏度比影响。吸附相渗透率不仅受孔隙尺寸、滑移长度、吸附相厚度以及黏度比影响,还受密度比影响。下面分析页岩油赋存状态、孔隙尺寸以及孔隙类型对页岩油渗透率影响,模型输入参数见表2。从图4a中可以看出,随着孔隙半径增加,自由相渗透率对整体页岩油渗透率的贡献逐渐增加;当孔隙半径在 20 nm 以上时,吸附相渗透率对整体页岩油渗透率的影响可忽略不计;孔隙半径在 20 nm 以下时,有机质孔隙中吸附相渗透率对整体渗透率的贡献要高于无机质孔隙中吸附相渗透率对整体渗透率的贡献;孔隙半径在 5 nm 以下时,吸附相渗透率占据主导作用。从图4b中可以看出孔隙半径

表2 页岩油渗透率影响因素分析输入参数
Table 2 Input parameters of shale oil permeability analysis

参数	取值
有机质孔隙滑移长度(m)	7.54×10^{-8}
无机质孔隙滑移长度(m)	9×10^{-10}
吸附相厚度(m)	7×10^{-10}
自由相黏度与吸附相黏度比	0.5
自由相密度与吸附相密度比	0.5
地层温度(K)	400
地层压力(MPa)	40

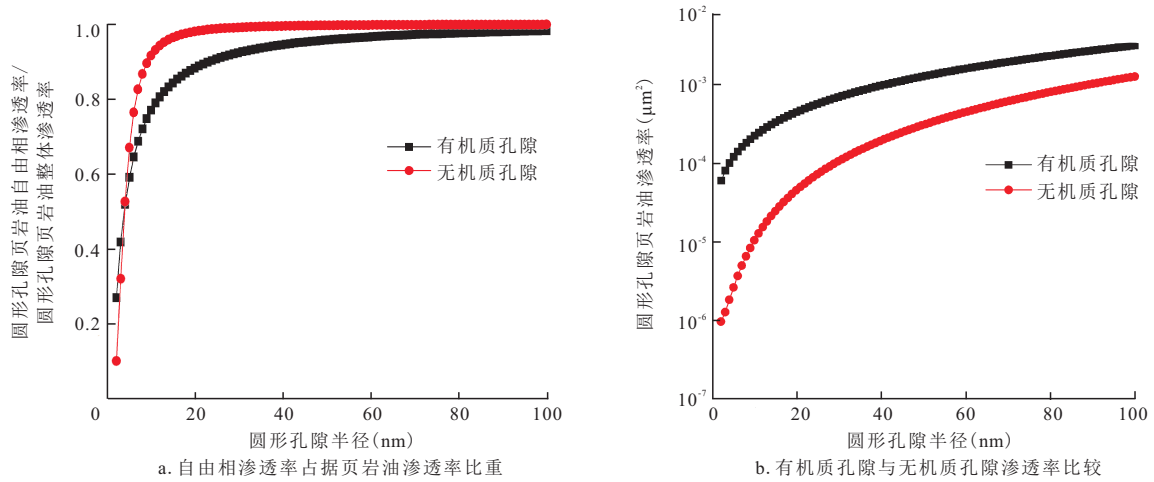


图4 不同孔隙半径下渗透率变化
Fig. 4 Shale oil permeability change at different pore radii

在20 nm以下时,有机质孔隙页岩油渗透率远高于无机质孔隙页岩油渗透率至少1个数量级。随着孔隙半径增加,无机质孔隙渗透率与有机质孔隙渗透率之间差距逐渐缩小。

1.2 孔隙网络页岩油流动数学模型

引入传导率的概念来描述页岩油在单个孔隙中的流动能力,传导率 g 定义为:

$$g = \frac{q}{\Delta p} \quad (20)$$

式中: g 表示单位压差下流体通过单个孔隙中的流量, $\text{m}^3/(\text{Pa}\cdot\text{s})$; q 为单个孔隙中流体流量, m^3/s ; Δp 表示单个孔隙上的压差,Pa。

传导率与渗透率转换关系可表示为:

$$g = \frac{k_{\text{cir}}A}{\mu L} \quad (21)$$

式中: A 为孔隙截面面积, m^2 ; L 为孔隙长度,m。

孔隙网络模型的基本单元为单个喉道和两端连接的孔隙(图5)。喉道和孔隙长度可通过如下计算得到:

$$l_i = l'_i(1 - \alpha_s \frac{r_t}{r_i}) \quad (22)$$

$$l_j = l'_j(1 - \alpha_s \frac{r_t}{r_j}) \quad (23)$$

$$l_t = l_{ij} - l_i - l_j \quad (24)$$

式(22)一式(23)中: l_i 为孔隙*i*长度,m; l_j 为孔隙*j*长度,m; l_t 为喉道*t*的长度,m; l'_i 为孔隙*i*中心到喉道*t*

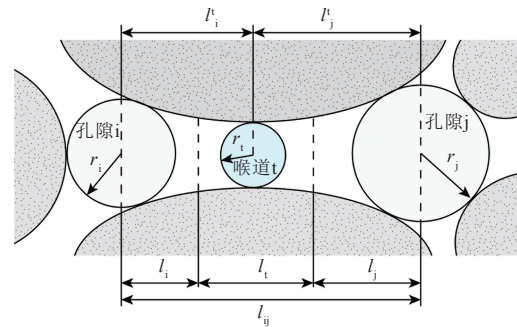


图5 孔隙网络模型基本单元示意图
Fig. 5 Basic unit of pore network model

中心的距离,m; l'_j 分别为孔隙*j*中心到喉道*t*中心的距离,m; l_{ij} 为孔隙*i*和孔隙*j*之间的距离,m; α_s 为孔喉分割系数,无因次,取值为0.6; r_i 为孔隙*i*半径,m; r_j 为孔隙*j*半径,m; r_t 为孔隙*t*半径,m。

g_{ij} 表示孔隙*i*与孔隙*j*之间的传导率,可表示为:

$$\frac{1}{g_{ij}} = \frac{1}{g_i} + \frac{1}{g_t} + \frac{1}{g_j} \quad (25)$$

式中: g_i 为孔隙*i*的传导率, $\text{m}^3/(\text{Pa}\cdot\text{s})$; g_t 为喉道*t*的传导率, $\text{m}^3/(\text{Pa}\cdot\text{s})$; g_j 为孔隙*j*的传导率, $\text{m}^3/(\text{Pa}\cdot\text{s})$ 。

对于孔隙网络模型上的每个孔隙,流体流入流出量相等可表示为:

$$\sum_{j=1}^{N_i} Q_{ij} = 0 \quad (26)$$

$$Q_{ij} = g_{ij}(p_i - p_j) \quad (27)$$

式(26)一式(27)中: Q_{ij} 为孔隙*i*流向孔隙*j*中的流体

流量, m^3/s ; N_i 为与孔隙*i*相连的孔隙个数; p_i 为孔隙*i*上的压力, Pa; p_j 为孔隙*j*上的压力, Pa。

根据式(26)一式(27)计算压力分布, 进一步根据入口端流量计算孔隙网络模型页岩油单相渗透率:

$$k_o = \frac{\mu_o L_{\text{PNM}} \sum_{i=1}^{N_{\text{inlet}}} Q_{\text{inlet}}}{A_{\text{inlet}} \Delta P_{\text{PNM}}} \quad (28)$$

式中: k_o 为页岩油单相渗透率, μm^2 ; μ_o 为油相黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; L_{PNM} 为压力梯度施加方向上孔隙网络模型长度, m; N_{inlet} 为入口孔隙个数, 无因次; Q_{inlet} 为每个入口孔隙上的流体流量, m^3/s ; A_{inlet} 为孔隙网络模型入口横截面积, m^2 ; ΔP_{PNM} 表示孔隙网络模型两端压力降, Pa。

2 实例分析

2.1 储层岩心成像与孔隙结构定量表征

图6为我国某区块页岩油储层岩心样品不同尺度下CT扫描和SEM扫描成像结果。通过对CT扫描成像结果进行图像滤波、二值化构建, 反映裂缝空间和联通性的裂缝型数字岩心。基于分辨率50 nm下反映无机质孔隙分布和分辨率4 nm下反映有机质孔隙分布的扫描电镜图像, 采用多点地质统计学方法^[24]构建反映不同无机质孔隙系统、有机质孔隙系统的页岩基岩数字岩心。图7为基于不同尺度扫描成像构建得到的不同介质内数字岩心样品。图7a为裂缝型数字岩心, 体素大小为 $500 \times 500 \times 500$, 分辨率为 $12 \mu\text{m}$, 物理尺寸为 $6 \text{ mm} \times 6 \text{ mm} \times 6 \text{ mm}$ 。图7c、图7e、图7g分别为粒内型无机质数字岩心、晶间型无机质数字岩心、矿物间型(矿物以黄铁矿为

主)无机质数字岩心, 体素大小为 $400 \times 400 \times 400$, 分辨率为 50 nm , 物理尺寸为 $20 \mu\text{m} \times 20 \mu\text{m} \times 20 \mu\text{m}$ 。图7i为有机质孔隙数字岩心, 体素大小为 $400 \times 400 \times 400$, 分辨率为 4 nm , 物理尺寸为 $1.6 \mu\text{m} \times 1.6 \mu\text{m} \times 1.6 \mu\text{m}$ 。采用最大球方法提取不同类型数字岩心对应的孔隙网络模型(图7b、图7d、图7f、图7h、图7j), 可以看出, 裂缝性介质和晶间无机质联通性较好, 而粒内型无机质、矿物间无机质、有机质联通性较差, 不存在页岩油有效流动路径。

基于图7不同类型页岩孔隙网络模型, 分析不同介质内孔隙结构特征。从分析结果可看到裂缝开度呈现典型的单峰分布, 集中在 $20 \sim 170 \mu\text{m}$, 峰值出现在 $40 \mu\text{m}$ 附近(图8a); 粒内孔隙半径分布呈现典型单峰分布, 集中在 $20 \sim 600 \text{ nm}$, 峰值出现在 100 nm 附近(图8b); 晶间孔隙半径分布呈现典型单峰分布, 集中在 $20 \sim 800 \text{ nm}$, 峰值出现在 120 nm 附近(图8c); 以黄铁矿作为主要矿物类型的矿物间孔隙半径分布曲线呈现典型的单峰分布, 集中在 $20 \sim 250 \text{ nm}$, 峰值出现在 90 nm 附近(图8d); 有机质孔隙呈现典型的单峰分布, 集中在 $4 \sim 60 \text{ nm}$, 峰值出现在 10 nm 附近(图8e)。另一方面, 根据渗透率与裂缝开度、孔隙半径成平方关系规律, 考虑不同开度、孔隙半径统计结果, 计算不同开度、孔隙半径对渗透率的贡献分布, 从图8可看到曲线呈现多峰分布, 峰值并不与孔隙半径分布图的峰值重合。

2.2 储层流动能力分析

进一步分析晶间型孔隙介质以及裂缝型孔隙介质内的气体流动规律, 基于裂缝型孔隙网络模型和晶间型孔隙网络模型, 利用表1参数, 根据式(16), 式

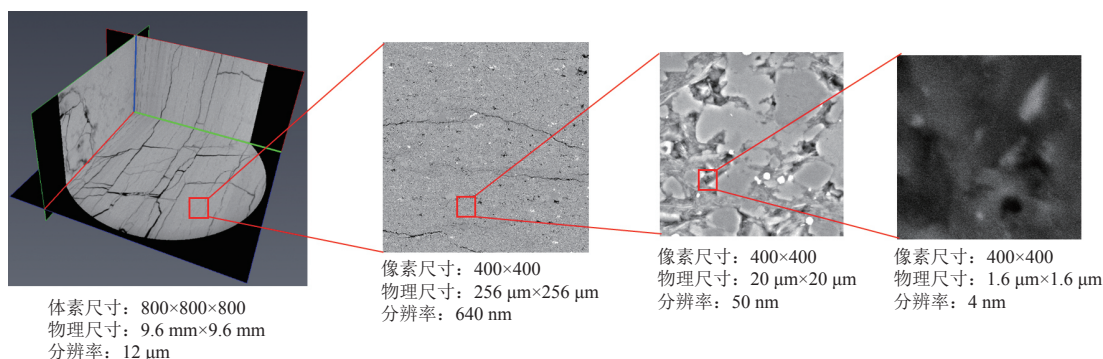


图6 不同尺度下页岩油储层CT扫描和SEM电镜扫描成像

Fig. 6 CT and SEM imaging of shale oil reservoir at different scales

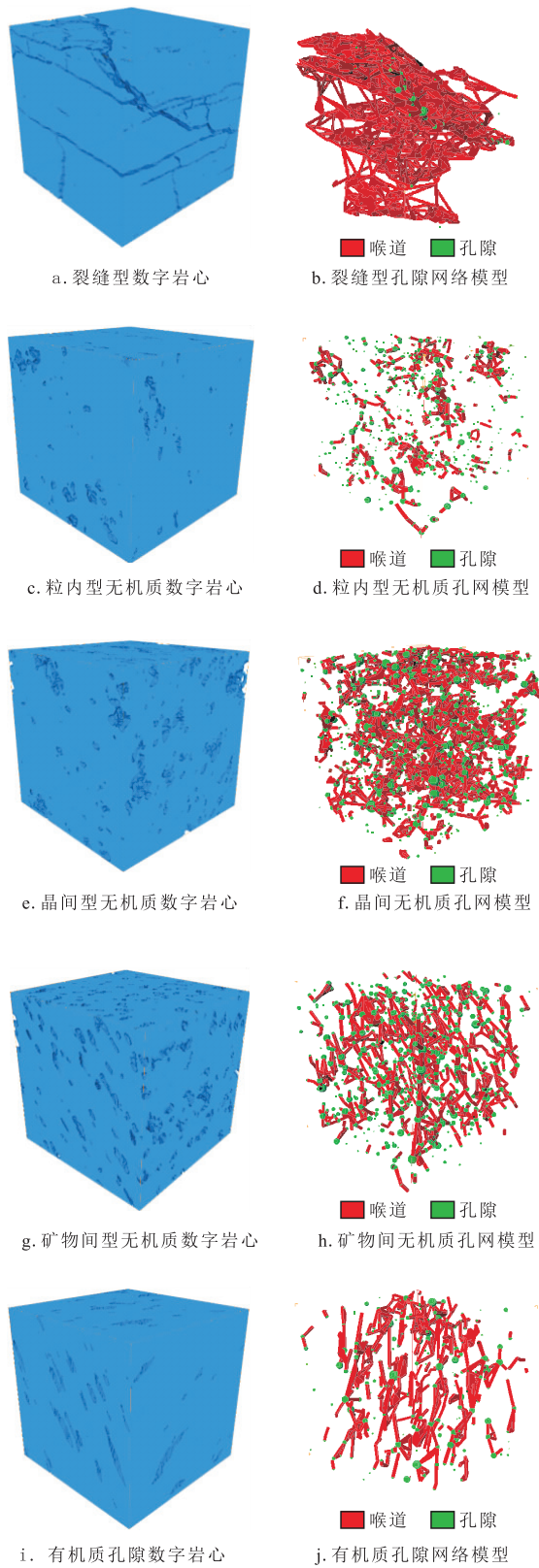


图7 不同类型页岩数字岩心和孔隙网络模型
Fig. 7 Different types of shale digital core and pore network models

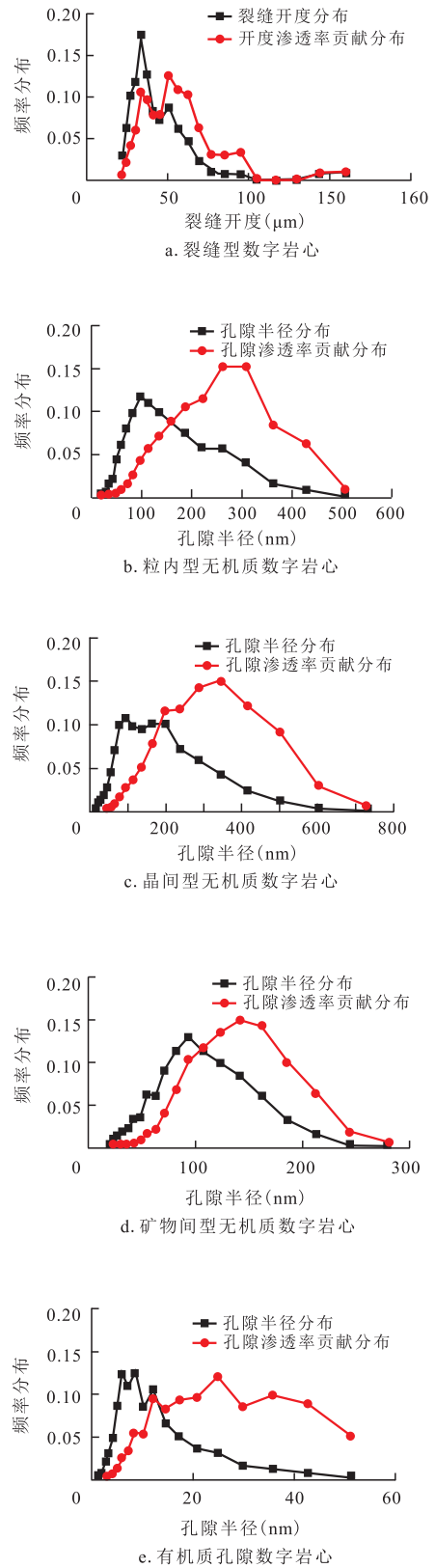


图8 不同类型页岩数字岩心孔隙尺寸分布
Fig. 8 Pore size distributions of different types of shale digital core

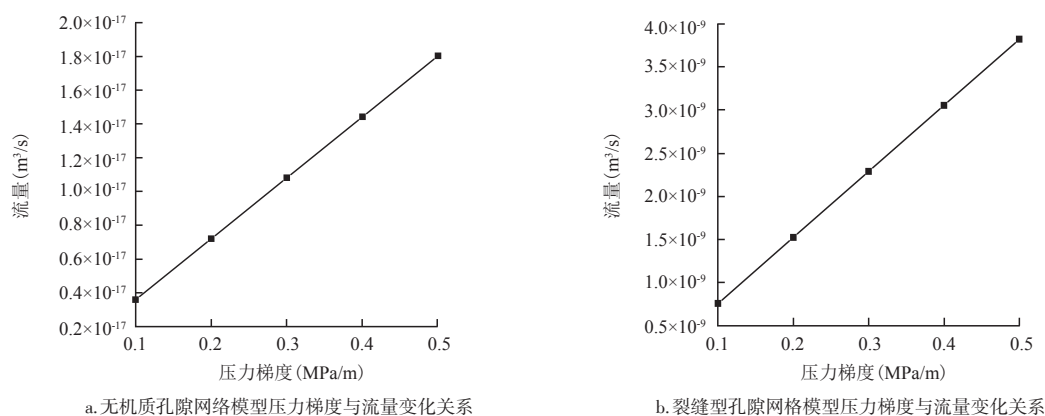


图9 不同类型页岩孔隙网络模型压力梯度与流量变化规律
Fig. 9 Fluid flux versus pressure gradient on different types of shale pore network

(20)一式(28)计算得到晶间型孔隙介质渗透率为 $0.0357 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 裂缝型孔隙介质渗透率为 $84.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。晶间型孔隙介质渗透率与岩心实验结果 ($0.0427 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 基本相符, 说明晶间型孔隙系统主导页岩油储层流动能力。通过分析无机质孔网以及裂缝型孔网的流速与压力梯度关系曲线(图9)发现压力梯度与流量变化为直线关系, 储层压力影响很小。根据式(19)一式(28)计算无滑移条件下的晶间型孔隙介质渗透率 $0.0356 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 发现无滑移条件下晶间型孔隙介质渗透率与考虑滑移条件下计算得到的页岩油渗透率相差很小, 说明微尺度效应对页岩油储层油相渗透率影响较小, 可忽略不计。另一方面, 根据表1结果, 发现有机质孔隙内滑移长度远大于孔隙尺寸, 微尺度效应明显, 但由于有机质孔隙系统联通性较差, 导致有机质孔隙油相流动增强效应并不能反映在页岩油储层整体流动能力上。

3 结论

通过提出考虑页岩油赋存状态和流动机制的页岩油孔隙网络流动模型, 进而基于不同尺度下的页岩油储层岩心扫描成像结果, 构建了反映不同介质内的数字岩心, 提取孔隙网络模型, 分析了页岩油储层孔隙结构与流动能力, 得出以下结论:

1) 页岩油储层不同介质内孔隙结构和联通性差异较大, 晶间型无机质和裂缝性介质内空隙联通

性较好, 粒内型无机质和有机质联通性较差。不同介质内孔隙尺寸分布差异较大, 从几纳米到几百微米不等, 但总体均呈现单峰分布特征。

2) 页岩油在单个孔隙内的流动能力主要受滑移长度以及吸附相厚度影响。孔隙半径在 20 nm 以上时, 吸附相渗透率对整体页岩油渗透率贡献可忽略不计; 孔隙半径在 5 nm 以下时, 页岩油渗透率主要取决于吸附相渗透率。

3) 页岩油在不同储层孔隙介质内的流动能力差别较大。晶间型孔隙介质主导页岩油流动能力, 微尺度效应影响较小, 可忽略不计; 裂缝性介质油相渗透率最大, 但对整体岩心油相流动能力贡献不明显; 有机质孔隙介质内页岩油流动滑移现象较为明显, 对页岩油储层流动能力贡献取决于有机质内部孔隙联通性。

参考文献

- [1] 孙焕泉, 蔡勋育, 周德华, 等. 中国石化页岩油勘探实践与展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 569-575.
SUN Huanquan, CAI Xunyu, ZHOU Dehua, et al. Practice and prospect of Sinopec shale oil exploration[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 569-575.
- [2] 杨雷, 金之钧. 全球页岩油发展及展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 553-559.
YANG Lei, JIN Zhijun. Global shale oil development and prospects[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 553-559.
- [3] MA L, DOWEY P J, RUTTER E, et al. A novel upscaling procedure for characterising heterogeneous shale porosity from

- nanometer- to millimetre- scale in 3D[J]. *Energy*, 2019, 181: 1285-1297.
- [4] AFSHARPOOR A, JAVADPOUR F. Pore connectivity between organic and inorganic matter in shale: Network modeling of mercury capillary pressure[J]. *Transport in Porous Media*, 2018, 125(3): 503-519.
- [5] WU T H, LI X, ZHAO J L, et al. Multiscale pore structure and its effect on gas transport in organic- rich shale[J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(7): 5438-5450.
- [6] OUGIER-SIMONIN A, RENARD F, Boehm C, et al. Microfracturing and microporosity in shales[J]. *Earth- Science Reviews*, 2016, 162: 198-226.
- [7] LOUCKS R G, REED R M. Natural microfractures in unconventional shale-oil and shale-gas systems: Real, hypothetical, or wrongly defined?[J]. 2016.
- [8] LANDRY C J, EICHHUBL P, PRODANOVIĆ M, et al. Nanoscale grain boundary channels in fracture cement enhance flow in mudrocks[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2016, 121(5): 3366-3376.
- [9] 邹才能,杨智,崔景伟,等.页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(1): 14-26.
ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 14-26.
- [10] 宁方兴,王学军,郝雪峰,等.济阳坳陷不同岩相页岩油赋存机理[J]. *石油学报*, 2017, 38(2): 185-195.
NING Fangxing, WANG Xuejun, HAO Xuefeng, et al. Occurrence mechanism of shaleoil with different lithofacies in Jiyang depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(2): 185-195.
- [11] 王民,马睿,李进步,等.济阳坳陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(4): 789-802.
WANG Min, MA Rui, LI Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration And Development*, 2019, 46(4): 789-802.
- [12] WANG S, JAVADPOUR F, FENG Q H. Molecular dynamics simulations of oil transport through inorganic nanopores in shale [J]. *Fuel*, 2016, 171: 74-86.
- [13] WANG S, JAVADPOUR F, FENG QH. Fast mass transport of oil and supercritical carbon dioxide through organic nanopores in shale[J]. *Fuel*, 2016, 181: 741-758.
- [14] WANG S, FENG QH, JAVADPOUR F, et al. Oil adsorption in shale nanopores and its effect on recoverable oil-in-place[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 147: 9-24.
- [15] MAJUMDER M, CHOPRA N, ANDREWS R, et al. Enhanced flow in carbon nanotubes[J]. *Nature*, 2005, 438(7064): 44-44.
- [16] WHITBY M, CAGNON L, THANOU M, et al. Enhanced fluid flow through nanoscale carbon pipes[J]. *Nano Letters*, 2008, 8(9): 2632-2637.
- [17] HOLT J K, PARK H G, WANG Y M, et al. Fast mass transport through sub-2-nanometer carbon Nanotubes[J]. *Science*, 2006, 312(5776): 1034-1037.
- [18] LIU P Y, LI J F, SUN S Y, et al. Numerical investigation of carbonate acidizing with gelled acid using a coupled thermal-hydrologic-chemical model[J]. *International Journal of Thermal Sciences*, 2021, 160: 106700.
- [19] SONG W H, YIN Y, LANDRY C J, et al. A local-effective-viscosity multirelaxation-time lattice boltzmann pore-network coupling model for gas transport in complex nanoporous media [J]. *SPE Journal*, 2020.
- [20] BLUNT M J. Flow in porous media—pore-network models and multiphase flow[J]. *Current opinion in colloid & interface science*, 2001, 6(3): 197-207.
- [21] BLUNT M J, BIJELJIC B, DONG H, et al. Pore-scale imaging and modelling[J]. *Advances in water resources*, 2013, 51: 197-216.
- [22] AFSHARPOOR A, JAVADPOUR F. Liquid slip flow in a network of shale noncircular nanopores[J]. *Fuel*, 2016, 180: 580-590.
- [23] YANG Y F, WANG K, ZHANG L, et al. Pore-scale simulation of shale oil flow based on pore network model[J]. *Fuel*, 2019, 251: 683-692.
- [24] SONG W H, YAO J, MA J S, et al. Assessing relative contributions of transport mechanisms and real gas properties to gas flow in nanoscale organic pores in shales by pore network modelling[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2017, 113: 524-537.

(编辑 常燕)