

引用格式:李洋,王胜,王硕亮.考虑混合润湿孔隙的页岩油藏表观渗透率模型[J].油气地质与采收率,2024,31(2):108-118.
LI Yang, WANG Sheng, WANG Shuoliang. An apparent oil permeability model for shale oil reservoir with mixed-wet nanopores[J].
Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 108-118.

考虑混合润湿孔隙的页岩油藏表观渗透率模型

李洋¹,王胜¹,王硕亮²

(1.中国石化胜利油田分公司油藏动态监测中心,山东东营 257001; 2.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083)

摘要:页岩油藏是典型的非常规油气资源,在国际能源供应市场上占有重要地位。由于页岩油藏复杂的孔隙结构和原油组成,使得原油在富有机质页岩中的流动具有一定的复杂性,对其流动行为仍有待进一步深入研究。基于随机模拟方法,考虑流体在混合润湿纳米孔隙中的流动特征,建立页岩油藏表观渗透率模型。结果表明:页岩油藏表观渗透率与烷烃分子结构直接相关,其影响随着孔隙半径的增大而减小;当边界滑移长度较大时,有机质的存在可以改善原油流动能力,其表观渗透率约为绝对渗透率的10倍。同时,有机质吸附导致的孔隙半径缩小和润湿反转效应对烷烃分子流动能力有显著影响,不可忽略。所建立的考虑混合润湿孔隙的页岩油藏表观渗透率模型有助于深入认识页岩油藏流体渗流机理,可为页岩油藏产能评价、动态分析及生产制度优化提供理论支撑。

关键词:页岩;混合润湿;边界滑移;有机质吸附;随机抽样;表观渗透率

文章编号:1009-9603(2024)02-0108-11

DOI:10.13673/j.pgre.202309012

中图分类号:TE122

文献标识码:A

An apparent oil permeability model for shale oil reservoir with mixed-wet nanopores

LI Yang¹, WANG Sheng¹, WANG Shuoliang²

(1. Reservoir Dynamic Monitoring Center of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China; 2. School of Energy Resources, China University of Geoscience (Beijing), Beijing City, 100083, China)

Abstract: Shale oil reservoir is a typical unconventional oil and gas resource that plays an essential role in the international energy supply market. Due to the complex pore structure and crude oil composition of shale oil reservoirs, the flow of crude oil in organic-rich shales has a certain complexity, and its flow behavior still needs to be further studied. Based on the stochastic simulation method, the flow characteristics of fluid in mixed-wet nanopores were considered, and an apparent oil permeability (AOP) model of shale oil reservoirs was established in this paper. The results show that the AOP of shale oil reservoirs is directly related to the molecular structure of alkanes, and its influence decreases with the increase of pore radius. The organic matter can improve the flow capacity of crude oil when the boundary slip length is large, and its AOP is about ten times the absolute permeability. At the same time, the pore radius reduction and wetting reversal effect triggered by adsorbed organic matter significantly impact the flow capacity of alkane molecules, and these effects cannot be ignored. The AOP model of shale oil reservoirs considering mixed-wet nanopores established in this paper helps understand the fluid flow mechanism of shale oil reservoirs and can provide theoretical support for productivity evaluation, dynamic analysis, and production system optimization of shale oil reservoirs.

Key words: shale; mixed-wet; boundary slip; adsorbed organic matter; random sampling method; apparent oil permeability

收稿日期:2023-09-11。

作者简介:李洋(1984—),男,山东泰安人,高级工程师,硕士,从事油气田开发和油藏动态监测研究工作。E-mail:liyong986.slyt@sinopec.com。

通信作者:王胜(1973—),男,甘肃会宁人,高级工程师,硕士。E-mail:wangsheng658.slyt@sinopec.com。

页岩油藏作为重要的非常规油气资源,已成为当前勘探开发的新目标^[1-5]。不同于常规储层,页岩中存在大量纳米孔隙和有机质,使得流体在页岩孔隙中的流动特征不再符合传统的达西定律。在纳米尺度上,由于显著的微尺度效应,导致近壁面流体分子在较强的流体-壁面作用力影响下重新排序,出现物理性质不均匀分布及边界滑移现象^[6-9]。因此,为准确计算页岩油渗流能力,必须对流体在富含有机质及纳米孔隙的页岩储层中的动态渗流特征及其影响因素进行研究。

页岩孔隙通常分为2类:富含无机物(水湿)的孔隙和富含有机物(油湿)的孔隙^[10-13]。研究表明,页岩油的成分复杂,有机质及无机质共存^[14-16];因此,页岩是一种典型的具有混合润湿纳米孔隙的多孔介质。WANG等认为与无机孔隙壁面和常规大孔隙相比,原油在有机孔隙中的流速分布剖面呈活塞状,主要是因为有机孔隙中原油的滑移长度远大于无机孔隙中原油的滑动长度导致的^[17]。WU等认为微纳米孔隙中的流体流动特征与原油分子类型及孔隙壁面类型相关,即孔隙壁面表面能和原油分子结构是影响纳米孔隙传输能力的2个主要因素^[18]。同时,由于页岩的总有机质含量较高,吸附的有机质会改变页岩孔隙壁面的润湿性^[19-20],进而影响流体流动能力。

页岩内部存在大量的开放状态纳米孔隙,这些呈开放状态的纳米孔隙越发育,孔隙结构越复杂,储层的渗透率越高,其解吸气量和解吸速率也越大^[18-20]。为准确计算页岩油藏的表观渗透率(即考虑孔隙结构、原油分子结构、有机质等因素的真实页岩渗透率),仅考虑微尺度效应影响下的纳米孔隙中的原油分子流动特征是不够的,必须将单毛细管中的流动特征上升至岩心尺度。研究表明,由于页岩孔隙结构的复杂性,针对原油在多孔介质中流动特征的特征仍困难重重^[21-23]。数字岩心方法、理想化的毛细管束模型均得到了广泛应用,但鉴于页岩基质具有混合润湿性、高迂曲度、复杂的有机质吸附现象和非均质性,使得数字岩心方法计算耗时长、建模难度大^[24-25],而传统毛细管束模型的应用必然会导致计算误差^[26]。同时,天然多孔介质的孔隙结构是自相似的,遵循分形理论^[27],可将复杂的孔隙结构参数及单毛细管流动特征有机地结合起来^[28-30],因此,分形理论可以作为描述页岩储层孔隙结构的有效工具,用于探索多重影响因素对油气运移行为或表观渗透率的影响。笔者基于混合润

湿纳米孔隙中液体滑移流动模型,结合分形理论及随机抽样方法,建立了考虑混合润湿孔隙的页岩油藏表观渗透率模型。该模型考虑了单个纳米孔隙中的混合润湿性,并将其与边界滑移特征、有机质吸附特征及页岩孔隙结构参数相关联,同时引入初始无机孔隙壁面比、壁面覆盖率和相对吸附厚度以表征有机质吸附导致的影响。

1 混合润湿纳米孔隙中液体滑移流动模型

页岩基质中包含有机孔隙和无机孔隙2种,不同孔隙类型对原油分子的渗流特征有显著影响。在微尺度孔隙中,原油分子受到孔隙壁面的作用力较强,使得原油分子在孔隙中的分布方式与大尺寸孔隙不同,出现明显的边界滑移特征,导致传统哈根-泊肃叶模型不适用于描述原油分子在有机孔隙和无机孔隙中的流动特征。考虑较强的流体分子-孔隙壁面作用导致的流体分子黏度变化和边界滑移特征,原油在微纳米孔隙中的体积流量可以表示为:

$$q = \frac{\pi}{8\eta_b} \left[r_b^4 + \frac{\eta_b}{\eta_\infty} (r_0^4 - r_b^4 + 4r_0^3 l_s) \right] \frac{\Delta p}{l} \quad (1)$$

其中:

$$r_b = r_0 - h_i \quad (2)$$

研究表明,有机质常吸附在单个纳米孔隙的壁面,导致单个纳米孔隙中存在亲油的有机孔隙壁面和亲水的无机孔隙壁面,即混合润湿纳米孔隙。在混合润湿特性的影响下,流体流动特征变得更加复杂(图1)。因此,为更准确地描述页岩基质中的流体流动特征,有必要考虑混合润湿性、流体类型、有机质吸附和壁面粗糙度的影响。

ZHAO等将(1)式扩展,得到不同碳链长度的油分子在混合润湿纳米孔隙中的流动模型^[31]:

$$q = \frac{\pi}{8\eta_b} \left\{ r_b^4 + \eta_i \left[r_0^4 - (r_0 - r_0 \gamma h_a - h_i)^4 + 4r_0^3 (1 - \gamma h_a)^3 \delta \left(\tau, e^{w_{a,i}/kBT} - 1 \right) \right] \right\} \frac{\Delta p}{l} \quad (3)$$

其中:

$$\tau_i = \frac{\tau_b}{\sqrt{\frac{\alpha(1-\gamma)\tau_u + [1-\alpha(1-\gamma)]\tau_o}{\frac{\alpha}{\tau_u} + \frac{1-\alpha}{\tau_o}}}} \quad (4)$$

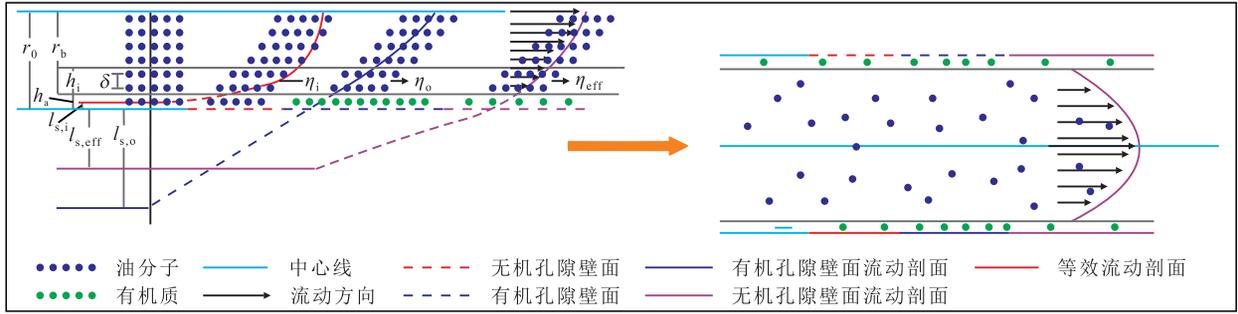


图1 原油分子在纳米孔隙中的滑移流动及非滑移流动特征
Fig.1 Slip flow and non-slip flow characteristics of crude oil molecules in nanopores

$$\eta_r = \frac{\eta_b}{\sqrt{\frac{\alpha(1-\gamma)\eta_i + [1-\alpha(1-\gamma)]\eta_o}{\frac{\alpha(1-\gamma)}{\eta_i} + \frac{1-\alpha(1-\gamma)}{\eta_o}}}} \quad (5)$$

$$w_{eff,r} = \left\{ \alpha(1-\gamma)\beta_i S_i \sigma_i \left[1 - \left(\frac{l_u}{l_l} \right)^{D-2} \cos \theta_i \right] + [1-\alpha(1-\gamma)] \times \beta_o S_o \sigma_o \left[1 - \left(\frac{l_u}{l_l} \right)^{D-2} \cos \theta_o \right] \right\} / kBT \quad (6)$$

界面张力与接触角之间的关系符合杨氏方程:

$$\cos \theta = -1 + 2\epsilon \sqrt{\frac{\sigma_s}{\sigma_l}} \quad (7)$$

2 页岩基质表观渗透率模型

2.1 特征单元尺度表观渗透率

页岩纳米孔隙由有机孔隙和无机孔隙组成(图2a),因此应考虑流体在不同类型孔隙中的流动特征。图2a所示的真实页岩孔隙结构可采用随机抽样方法构建二维数值页岩基质模型,从而描述有机质和无机质的分布(图2b)。

在建立二维离散页岩油藏模型(图2b)后,可采

用分形毛细管束模型来描述每个网格的孔隙半径分布,从而模拟流体流动(图2c)。选择图2b中的网格块作为有机或无机分形毛细管束单元,并根据孔隙半径分布特征基于蒙特卡洛抽样方法随机选择孔隙半径,即可得到具有一定有机质含量的二维页岩基质模型。

由于孔隙分形维数受页岩油赋存的影响,基于分形理论,图2b和图2c中每个网格的孔隙半径分布符合分形分布特征,其累积孔隙半径分布为^[32]:

$$N = \left(\frac{r_{0,max}}{r} \right)^{D_f} \quad L > r_0 \quad (8)$$

其中,对于二维空间, $0 < D_f < 2$, 计算公式为:

$$D_f = d - \frac{\ln \phi}{\ln(r_{0,min}/r_{0,max})} \quad (9)$$

根据(8)式可获得半径大于 $r_{0,min}$ 的孔隙数:

$$N = \left(\frac{r_{0,max}}{r_{0,min}} \right)^{D_f} \quad (10)$$

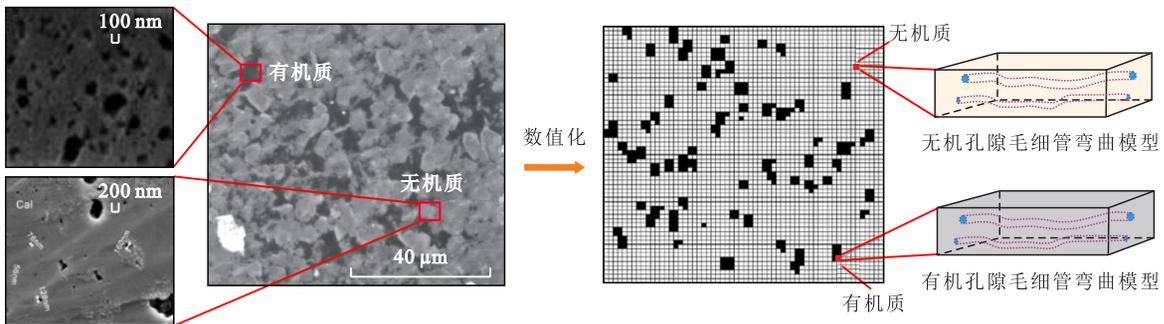
对(10)式求导数,从 r_0 到 $r_{0,min} + dr$ 范围内的孔隙数为:

$$-dN = D_f r_{0,max}^{D_f} r^{-(D_f+1)} dr \quad (11)$$

对于二维空间,孔隙横截面积的计算公式为:

$$A = \pi r_{0,max}^2 \frac{D_f}{2 - D_f} \times \frac{1 - \phi}{\phi} \quad (12)$$

如图2c所示,页岩基质中的流动路径是迂曲



a—四川盆地页岩扫描电镜图片

b—二维离散页岩油藏模型 c—特征单元中有机孔隙及无机孔隙毛细管束

图2 含有机质的页岩基质二维数值模型建立过程

Fig.2 Establishment process of two-dimensional shale matrix model with organic matter

的,实际孔隙长度通常大于特征单元内的特征孔隙长度。实际孔隙长度与孔隙半径遵循以下关系:

$$L_i(r) = 2^{1-D_f} r_0^{1-D_f} L_0^{D_f} \quad (13)$$

其中, D_f 值越大,表明流动路径越曲折^[33],流体流动阻力越大,其值可通过下式计算:

$$D_f = 1 + \frac{\ln \tau_{ave}}{\ln(L_0/2r_{0,ave})} \quad (14)$$

其中:

$$\tau_{ave} = \frac{1}{2} \left[1 + \frac{1}{2} \sqrt{1-\phi} + \sqrt{1-\phi} \frac{\sqrt{\left(\frac{1}{\sqrt{1-\phi}} - 1\right)^2 + \frac{1}{4}}}{1 - \sqrt{1-\phi}} \right]^{1/2} \quad (15)$$

$$L_0/2r_{0,ave} = \frac{D_f - 1}{D_f^{1/2}} \left[\frac{1-\phi}{\phi} \times \frac{\pi}{4(2-D_f)} \right]^{1/2} \frac{r_{max}}{r_{min}} \quad (16)$$

图2a显示页岩基质通常表现出双重润湿性,有机孔隙通常是油湿的^[34]。考虑到原油在有机孔隙和无机孔隙中的不同传输行为,必须分别计算每个网格的表观油流量。

基于分形毛细管束理论,某个网格 z 的液体总体积流量可以表示为:

$$Q_T^z = - \int_{r_{0,min}^z}^{r_{0,max}^z} Q(r_0) dN(r_0) = \frac{\pi D_f (r_{0,max}^z)^{D_f-2}}{\eta_b 2^{4-D_f} l_0^{D_f-1}} \frac{\Delta p}{l} \int_{r_{0,min}^z}^{r_{0,max}^z} \left\{ (r_0 - r_0 \gamma h_a - h_i)^4 + \eta_r [r_0^4 - (r_0 - r_0 \gamma h_a - h_i)^4 + 4r_0^3 (1 - \gamma h_a)^3 l_s] \right\} (r_{0,max}^z)^{D_f - D_f - 2} dr_0 \quad (17)$$

应用达西定律和分形标度理论,选定网格的渗透率可以通过计算获得:

$$Q_T = \frac{KA}{\eta_b} \times \frac{\Delta p}{l} \quad (18)$$

$$A^z = \pi (r_{0,max}^z)^2 \frac{D_f^z}{2 - D_f^z} \frac{1 - \phi}{\phi} \quad (19)$$

$$K = \frac{(r_{0,max}^z)^{D_f-2} (2 - D_f) \phi}{2^{4-D_f} l_0^{D_f-1} (1 - \phi)} \int_{r_{0,min}^z}^{r_{0,max}^z} \left\{ (r_0 - r_0 \gamma h_a - h_i)^4 + \eta_r \times [r_0^4 - (r_0 - r_0 \gamma h_a - h_i)^4 + 4r_0^3 (1 - \gamma h_a)^3 l_s] \right\} (r_{0,max}^z)^{D_f - D_f - 2} dr_0 \quad (20)$$

(20)式即为本文建立的特征单元的表观渗透率模型,考虑单个纳米孔隙中混合润湿性、有机质吸附导致的缩孔效应、润湿反转现象和孔隙壁面粗

糙度的影响,为进一步明确各因素的影响程度,分别对(20)式做退化处理。

忽略润湿反转作用($\gamma=0$):

$$K = \frac{(r_{0,max}^z)^{D_f-2} (2 - D_f) \phi}{2^{4-D_f} l_0^{D_f-1} (1 - \phi)} \int_{r_{0,min}^z}^{r_{0,max}^z} \left\{ (r_0 - h_i)^4 + \eta_r \times [r_0^4 - (r_0 - h_i)^4 + 4r_0^3 l_s (\gamma = 0)] \right\} (r_{0,max}^z)^{D_f - D_f - 2} dr_0 \quad (21)$$

忽略缩孔作用($h_a=0$):

$$K = \frac{(r_{0,max}^z)^{D_f-2} (2 - D_f) \phi}{2^{4-D_f} l_0^{D_f-1} (1 - \phi)} \int_{r_{0,min}^z}^{r_{0,max}^z} \left\{ (r_0 - h_i)^4 + \eta_r \times [r_0^4 - (r_0 - h_i)^4 + 4r_0^3 l_s (h_a = 0)] \right\} (r_{0,max}^z)^{D_f - D_f - 2} dr_0 \quad (22)$$

忽略黏度的不均匀分布($\eta_r = 1$):

$$K = \frac{(r_{0,max}^z)^{D_f-2} (2 - D_f) \phi}{2^{4-D_f} l_0^{D_f-1} (1 - \phi)} \int_{r_{0,min}^z}^{r_{0,max}^z} \left\{ (r_0 - r_0 \gamma h_a - h_i)^4 + [r_0^4 - (r_0 - r_0 \gamma h_a - h_i)^4 + 4r_0^3 (1 - \gamma h_a)^3 l_s] \right\} (r_{0,max}^z)^{D_f - D_f - 2} dr_0 \quad (23)$$

2.2 岩心尺度表观渗透率

从建立的符合分形理论的特征单元渗透率模型以及推导得到的渗透率模型可以发现,页岩油藏岩心渗透率受原油类型、孔隙壁面特征、有机质含量及有机质分布的影响^[35],不再是传统意义上的绝对渗透率,因此本文定义表观渗透率(Apparent Oil Permeability, AOP)对原油在页岩油藏岩心中的真实渗流能力进行表征,即通过不完全层平均法对前述渗透率模型((20)–(23)式)进行尺度升级,则页岩基质表观渗透率的计算式为:

$$K_{LB} = \frac{n_y}{n_x} \sum_{i=1}^{n_x} \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_y} \frac{1}{K_{ij}}} \quad (24)$$

$$K_{UB} = \frac{n_y}{n_x} \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_y} \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_x} K_{ij}}} \quad (25)$$

$$K_{AOP} = \sqrt{K_{LB} K_{UB}} \quad (26)$$

需要说明的是,由于本文二维数值页岩基质模型的随机抽样特性,其计算得到的表观渗透率模型会随着网格数的变化而变化,因此,有必要对网格数进行敏感性分析。将每个离散网格视为有机孔隙或无机孔隙的分形毛细管束,同时考虑有机孔隙和无机孔隙之间的孔隙半径差异,将有机纳米孔隙和无机纳米孔隙的半径分别在3~80和6~500 nm范

围内随机选择。以网格数为20×20至200×200,总有机碳含量为10%,表观渗透率为0.1 μD进行敏感性分析,对每个算例进行40组计算,结果(图3)表明,由于页岩基质的非均质性及本文二维数值页岩基质模型的随机抽样特性,当网格数较小时,计算得到的页岩表观渗透率波动较大;当网格数为200×200时,计算得到的表观渗透率值趋于稳定。因此,选择的网格数应大于200×200,以保证表观渗透率计算结果的准确性。

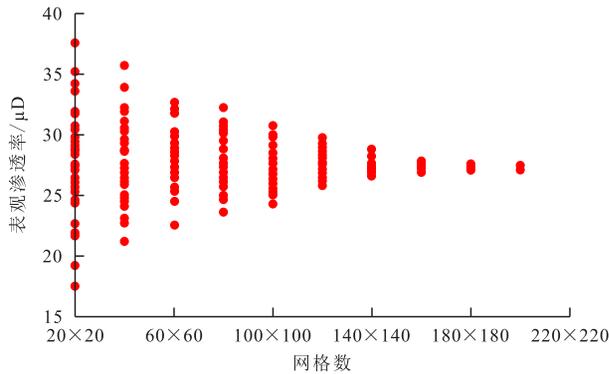


图3 网格数对表观渗透率的影响
Fig.3 Effect of grid number on AOP

3 表观渗透率影响因素分析

流体分子与孔隙壁面的作用受原油分子类型 and 壁面类型的直接影响,因此(6)式中相关参数的确定具有重要意义。以液态烃类分子为例进行计算,在 $T=293.15\text{ K}$ 和 $p=0.101\text{ MPa}$ 实验条件下,不同碳链长度烃类分子的界面张力及其相应的弛豫时间如图4所示。

考虑单个纳米孔隙中的混合润湿性,为区分有机孔隙和无机孔隙,以初始无机孔隙壁面比进行区

分。在无机孔隙中,仅有小部分面积存在有机质吸附,则令无机孔隙壁面比为0.8;其中,有机孔隙和无机孔隙中的界面张力分别为20.05和50 mN/m,孔隙壁面粗糙度为3,分形维数为2,孔隙度为0.1,有机物的壁面覆盖率为0.5,被吸附有机物的相对厚度比为0.2,且对于有机孔隙,初始无机孔隙壁面比较小。

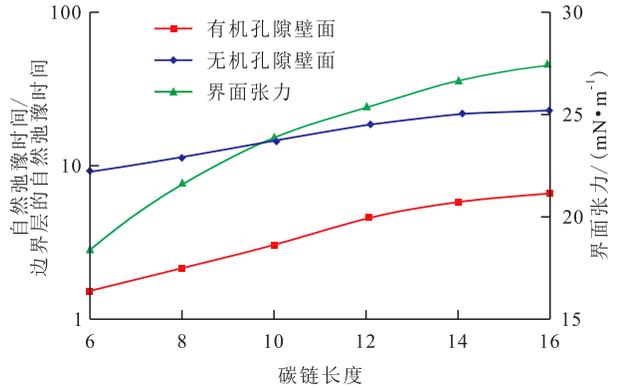
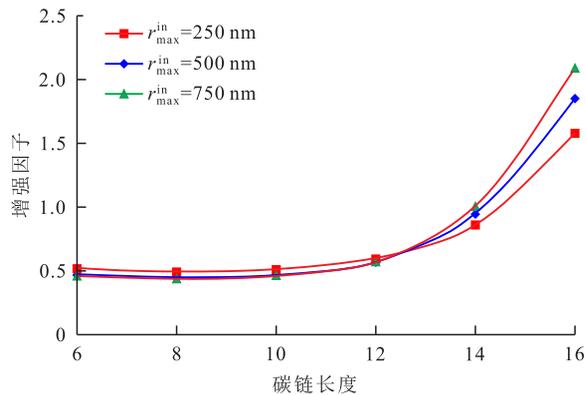


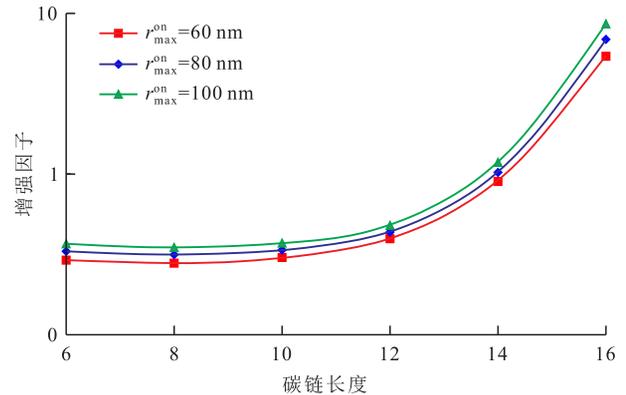
图4 碳链长度对界面张力及弛豫时间的影响
Fig.4 Effect of carbon chain length on interfacial tension and relaxation time

3.1 碳链长度

为比较不同影响因素对表观渗透率的影响,引入增强因子(表观渗透率与绝对渗透率之比)。由碳链长度及有机质含量对增强因子的影响(图5)可知,短链烃类分子在页岩基质中的流动增强因子小于1,这是由于小分子烃类流动受孔隙壁面的影响降低了近壁分子的迁移率,使得壁面分子层的流动能力降低(滑移长度小于0)。但碳链长度较长($n=16$)的烃类分子的增强因子大于1,在富有机质($TOC=0.9\%$)页岩中的增强因子可达10,表明此时烃类分子的渗流能力是传统绝对渗透率的10倍,这是由于长链烃类分子较大的滑移长度造成的,且长



a—富无机质页岩
(总有机碳含量为0.1%, r_{min}^{in} 为6 nm, r_{min}^{on} 为3 nm, r_{max}^{on} 为80 nm)



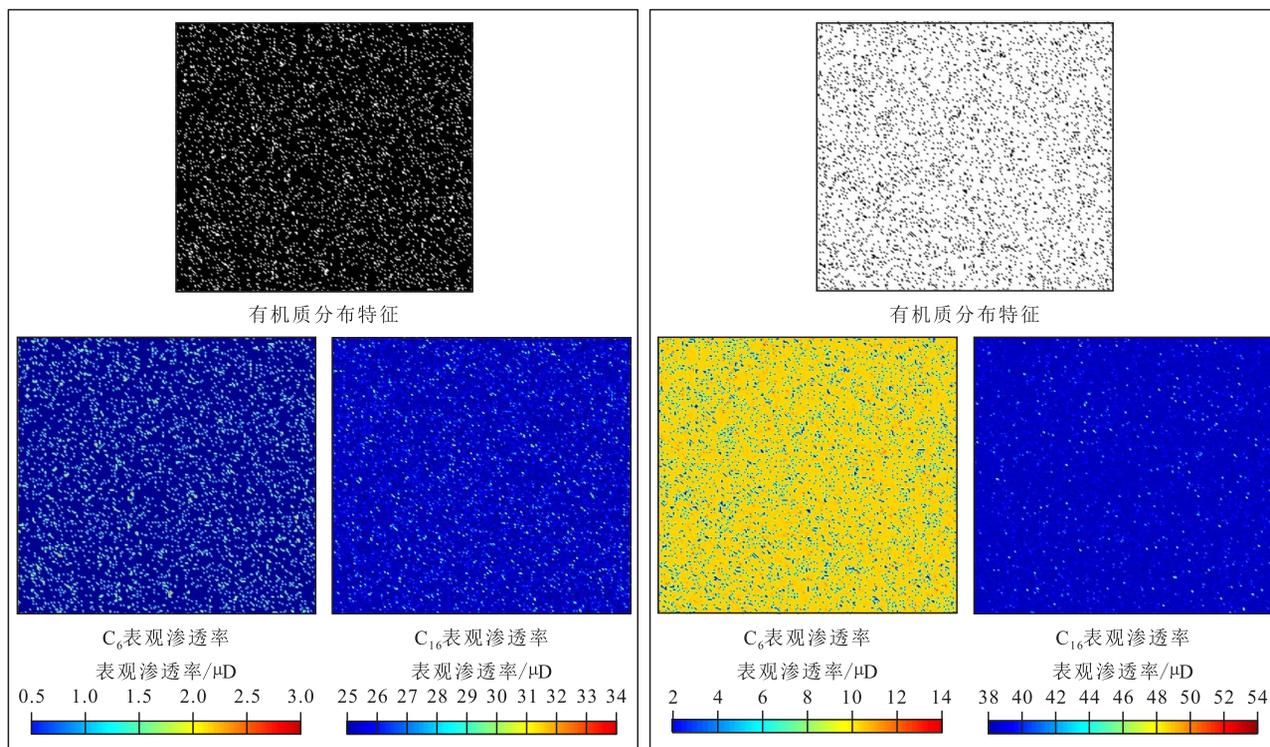
b—富有机质页岩
(总有机碳含量为0.9%, r_{min}^{in} 为6 nm, r_{min}^{on} 为3 nm)

图5 碳链长度对增强因子的影响
Fig.5 Effect of carbon chain length on enhancement factor

链烃类分子之间的作用力较强,克服了孔隙壁面对流体流动的不利影响,因此对于长链烷烃,其微小尺度影响不可忽略。

图6为 C_6 及 C_{16} 在富有机质页岩和富无机质页岩中的渗透率分布。总的来说,无论富有机质页岩或富无机质页岩,由于长链烷烃分子较大的滑移长

度,导致 C_{16} 的表观渗透率高于 C_6 ,说明碳链长度对渗流能力有显著影响。图6中的色差随着碳链长度的增加而逐渐降低,说明有机孔隙和无机孔隙之间的流速差异逐渐减小。同时,富无机质页岩的表观渗透率远高于富有机质页岩,这是因为通常无机孔隙的半径通常高于有机孔隙。



a—富无机质页岩(总有机碳含量为0.1%)
b—富有机质页岩(总有机碳含量为0.9%)

图6 C_6 及 C_{16} 在不同有机质含量页岩中的表观渗透率分布

Fig.6 AOP distribution of C_6 and C_{16} in shales with different organic matter contents

3.2 壁面覆盖率

从图7可以发现,随着壁面覆盖率的增加,表观渗透率显著提高。同时,当壁面覆盖率增加时,不同影响因素对表观渗透率变化的影响存在差异。孔隙中黏度的不均匀变化及有机质吸附引发的润湿性变化是表观渗透率的主要影响因素。有机质

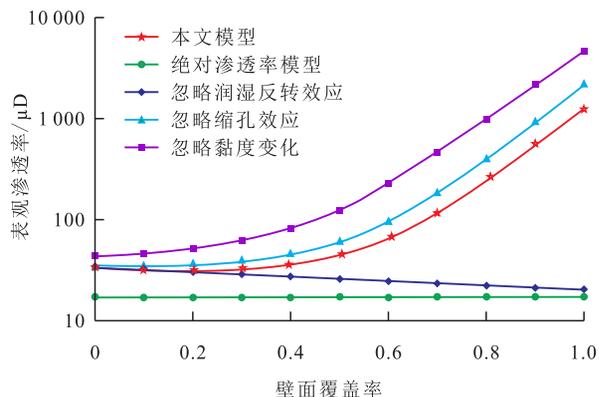


图7 壁面覆盖率对表观渗透率的影响

Fig.7 Effects of surface coverage on AOP

吸附导致的孔隙半径减小,使得表观渗透率小幅降低。一方面来说,壁面覆盖率越大,孔隙壁面附近的有机孔隙壁面占比越高,滑移长度越大,近壁面原油分子的黏度更小;另一方面,由于有机质吸附导致的缩孔效应,使得流体可流动半径随着壁面覆盖率的增加而逐渐减小。因此,润湿性改变有助于改善烷烃分子的流动能力,而缩孔效应及壁面分子黏度变化使得表观渗透率降低。总体而言,储层有机质发育且物性较好^[36],润湿性变化和边界滑移流仅对纳米尺度的烷烃流动有显著影响,而孔隙半径减小对纳米尺度和宏观尺度烷烃的渗流能力都有着重要作用。

图8为考虑不同影响因素时的表观渗透率分布特征,在不考虑壁面流体黏度变化时,有机纳米孔隙的流体流量增加,导致表观渗透率增大(图8d)。而缩孔效应对表观渗透率的影响较小,忽略缩孔效应后表观渗透率仅有小幅度增加(图8c),这可归因于较低的总有机碳含量(仅0.1%)。因此,孔隙半径

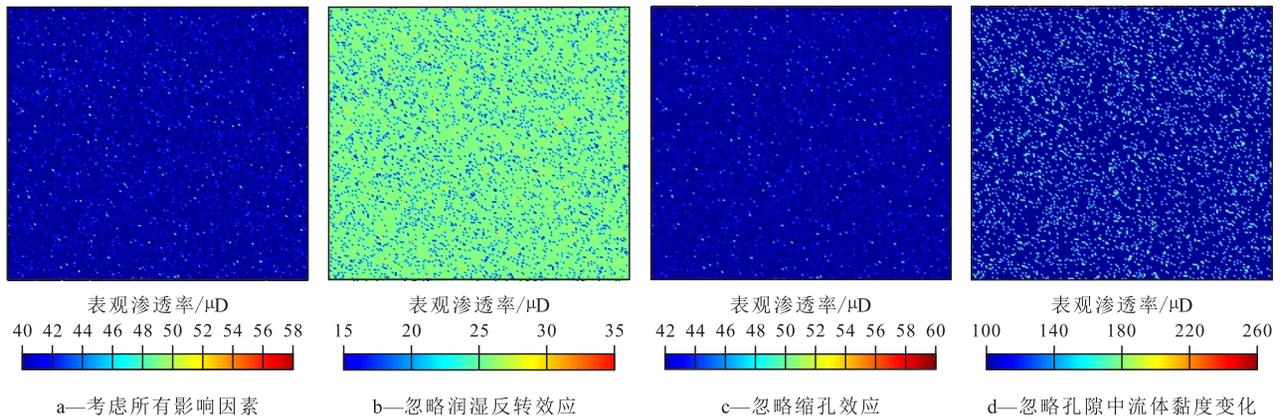


图8 不同影响因素对页岩表观渗透率的影响
Fig.8 Effects of different influencing factors on AOP of shale

的减小主要影响有机孔隙中烷烃的流动能力。当忽略润湿性变化时(图8b),有机纳米孔隙的渗透率明显低于无机孔隙。这说明被吸附的有机质引起的润湿性改变可以有效提高表观渗透率。因此,考虑混合润湿特性及有机质吸附特征计算页岩表观渗透率时,不应忽视在不同影响因素下的渗透率分布特征机理。

3.3 初始无机孔隙壁面比

等效滑移长度及表观黏度与初始无机孔隙壁面比直接相关。因此,有必要研究初始无机孔隙壁面比对表观渗透率的影响。此外,鉴于页岩样品由具有不同孔隙半径的有机孔隙和无机纳米孔隙毛细管束组成,也分别研究了有机孔隙和无机纳米孔隙的初始无机孔隙壁面比对表观渗透率的影响。

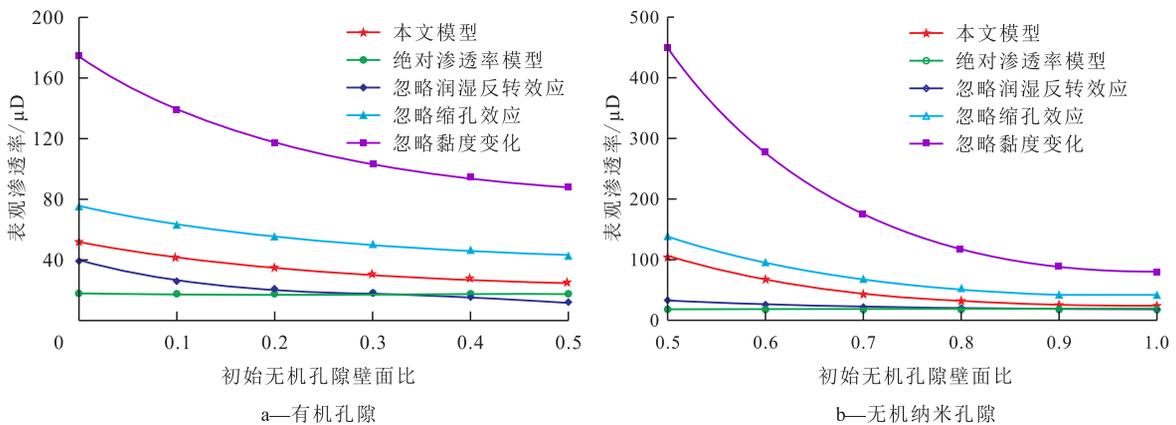


图9 有机孔隙和无机纳米孔隙的初始无机孔隙壁面比对表观渗透率的影响
Fig.9 Effects of initial inorganic pore surface ratio on AOP of organic and inorganic nanopores

3.4 相对吸附厚度

由图10可知,页岩表观渗透率随着有机质相对吸附厚度的增加而逐渐降低。尽管在单个孔隙中的缩孔效应影响较小,但由于页岩中大量的微纳米孔隙,使得相对吸附厚度增加导致的缩孔效应对表观渗透率的影响十分显著。即使相对吸附厚度很

由有机孔隙和无机纳米孔隙的初始无机孔隙壁面比对表观渗透率的影响(图9)可以看出,初始无机孔隙壁面比对有机孔隙和无机纳米孔隙的表观渗透率都有不利的影响。有机孔隙中微尺度作用的影响比无机纳米孔隙中的影响显著,这是因为有机孔隙半径较小,微尺度效应更为明显。尽管缩孔效应使得表观渗透率降低,但烷烃分子在孔隙中的滑移流动弥补了缩孔带来的不利影响。同时,根据该模型计算的表观渗透率始终大于绝对渗透率,说明长链烃类分子较强的滑移流动能力提高了页岩基质的表观渗透率,尤其对于富有机质的页岩储层。考虑富有机质页岩较高的表观渗透率^[37-40],页岩油开发的重点区域应为有机质含量较高的区域。

小(为0.1)时,其仍使得表观渗透率降低至原来的三分之一。

3.5 孔隙壁面粗糙度

孔隙壁面的影响主要体现在接触角(润湿性)上。尽管孔隙壁面粗糙度难以精确度量,但可以通过假设的粗糙度值从实验数据中拟合得到。孔隙

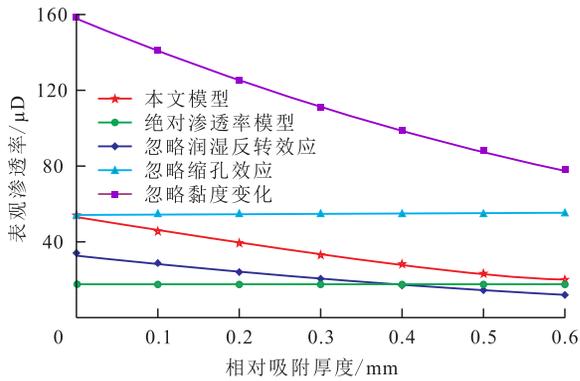


图10 相对吸附厚度对表观渗透率的影响
Fig.10 Effects of relative adsorption thickness on AOP

壁面粗糙度的变化可用分形标度理论表示,因此,通过改变粗糙度分形维数来分析孔隙壁面粗糙度的影响。由于原油的表面能低于孔隙壁面表面能,因此原油的接触角通常小于 90° 。从图11可以看出,随着孔隙壁面粗糙度的增加,表观渗透率显著降低。当孔隙壁面粗糙度分形维数大于2.5时,各影响因素对表观渗透率影响较小;这是因为当孔隙壁面粗糙度增加时,烷烃分子滑移长度减小,流动能力降低,且尽管表观黏度随着孔隙壁面粗糙度的增加而增加,但滑移长度仍是影响表观渗透率的主要因素。

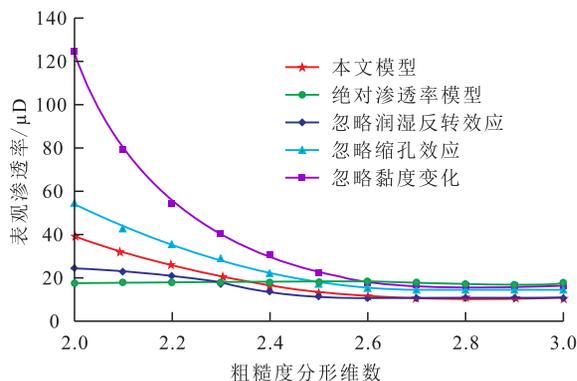


图11 孔隙壁面粗糙度分形维数对表观渗透率的影响
Fig.11 Effects of fractal dimension of pore surface roughness on AOP

4 结论

考虑单个纳米孔隙中的混合润湿特性,建立了页岩油藏表观渗透率模型,该模型考虑烷烃分子的边界滑移特征、有机质吸附引发的缩孔效应及润湿反转效应、有机质含量和页岩的相关结构参数。得到主要结论如下:

(1)页岩油藏表观渗透率与原油分子结构有关,长链烷烃分子渗流能力较短链烷烃分子小,但

考虑微尺度效应时,其表观渗透率较绝对渗透率有显著提高。同时,由于有机孔隙和无机孔隙之间的孔隙半径尺度差异,有机质含量的增加导致页岩表观渗透率减小。

(2)壁面覆盖率和初始无机孔隙壁面比是影响页岩表观渗透率的2个最重要的因素。壁面覆盖率的增加和初始无机孔隙壁面比的降低提高了页岩基质的表观渗透率。这是由于壁面覆盖率增加和初始无机孔隙壁面比降低时烷烃分子的等效滑移长度较大、表观黏度较低、流动阻力较小。而随着相对吸附厚度和孔隙壁面粗糙度的增加,页岩表观渗透率减小。

(3)有机质吸附导致的缩孔效应和润湿反转效应对页岩基质的表观渗透率影响不同。孔隙壁面润湿性的改变可有效改善烷烃分子的流动能力,提高表观渗透率。而缩孔效应对表观渗透率的影响较小,忽略缩孔效应后表观渗透率仅有小幅度增加。页岩孔隙中黏度的不均匀分布使得表观渗透率显著降低。但长链分子的大滑移长度补偿了不均匀黏度分布和缩孔效应对表观渗透率的不利影响。

(4)传统渗透率计算模型难以准确表征页岩油藏中流体的渗流能力,应尽可能全面考虑微尺度效应的影响。建议在数值模拟及产能动态分析计算中采用考虑混合润湿孔隙的表观渗透率模型,以提高最终的计算结果精度。

符号解释

- A —— 二维空间孔隙横截面积, cm^2 ;
- d —— 欧几里得维数,在二维空间中取值为2;
- D —— 粗糙度分形维数;
- D_f —— 孔隙分形维数;
- D_T —— 迂曲度分形维数,且 $1 < D_T < 2$;
- h_a —— 相对吸附厚度, mm;
- h_i —— 有机孔隙壁面边界层流体厚度, nm;
- i —— 第 i 个网格;
- j —— 第 j 个网格;
- kB —— 玻尔兹曼常数, J/K;
- K —— 绝对渗透率, μD ;
- K_{AOP} —— 表观渗透率, μD ;
- $K_{i,j}$ —— 网格 i,j 处的绝对渗透率, μD ;
- K_{LB} —— 横向等效渗透率, μD ;
- K_{UB} —— 纵向等效渗透率, μD ;
- l —— 模型长度, nm;
- l_0 —— 原始孔隙长度, nm;
- l_1 —— 孔隙壁面粗糙单元的尺寸下限, nm;

l_s ——滑移长度, nm;
 $l_{s, \text{eff}}$ ——等效滑移长度, nm;
 $l_{s, i}$ ——无机孔隙壁面滑移长度, nm;
 $l_{s, o}$ ——有机孔隙壁面滑移长度, nm;
 l_u ——孔隙壁面粗糙单元的尺寸上限, nm;
 $\frac{\Delta p}{l}$ ——压力梯度, MPa/m;
 L ——孔隙长度, nm;
 L_0 ——特征孔隙长度, nm;
 L_r ——实际孔隙长度, nm;
 n ——碳链长度;
 n_x —— x 轴网格数量;
 n_y —— y 轴网格数量;
 N ——孔隙数;
 p ——压力, MPa;
 Δp ——驱替压差, MPa;
 q ——液体在单位时间内的体积流量, m^3/s ;
 Q ——液体体积流量, m^3 ;
 Q_T ——液体总体积流量, m^3 ;
 r ——孔隙半径, nm;
 r_0 ——初始孔隙半径, nm;
 $r_{0, \text{ave}}$ ——平均初始孔隙半径, nm;
 $r_{0, \text{min}}$ ——最小初始孔隙半径, nm;
 $r_{0, \text{max}}$ ——最大初始孔隙半径, nm;
 r_b ——体相流体半径, nm;
 r_{min} ——最小孔隙半径, nm;
 r_{max} ——最大孔隙半径, nm;
 $r_{\text{min}}^{\text{in}}$ ——最小无机孔隙半径, nm;
 $r_{\text{max}}^{\text{in}}$ ——最大无机孔隙半径, nm;
 $r_{\text{min}}^{\text{on}}$ ——最小有机孔隙半径, nm;
 $r_{\text{max}}^{\text{on}}$ ——最大有机孔隙半径, nm;
 S ——等效流动面积, nm^2 ;
 S_i ——无机孔隙壁面等效流动面积, nm^2 ;
 S_o ——有机孔隙壁面等效流动面积, nm^2 ;
 T ——温度, K;
 $w_{\text{eff}, r}$ ——简化流动模型的常数, 为体积值和加权均值之间的比率;
 x ——网格 x 轴;
 y ——网格 y 轴;
 z ——第 z 个网格;
 α ——单个纳米孔隙中无机孔隙壁面的面积比;
 $\alpha(1-\gamma)$ ——单个纳米孔隙中无机孔隙壁面的面积占比, %;
 β ——由固体壁构成的等效壁面面积的比例;
 β_i ——由固体壁构成的等效无机孔隙壁面面积的比例;
 β_o ——由固体壁构成的等效有机孔隙壁面面积的比例;
 γ ——壁面覆盖率;
 δ ——相邻层原油分子之间的平均距离, nm;
 ϵ ——表面张力的函数, 取值为 0.85;

η ——液体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 η_b ——体相流体的液体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 η_{eff} ——等效液体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 η_i ——无机孔隙壁面的液体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 η_o ——有机孔隙壁面的液体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 η_r ——原油的等效黏度, 其本质为流体分子在单个毛细管中的层状分布, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 η_w ——边界层流体的液体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 θ ——液体在固体表面的接触角, ($^\circ$);
 θ_i ——液体在无机孔隙壁面固体表面的接触角, ($^\circ$);
 θ_o ——液体在有机孔隙壁面固体表面的接触角, ($^\circ$);
 σ ——界面张力, mN/m ;
 σ_i ——无机孔隙壁面的界面张力, mN/m ;
 σ_r ——横向界面张力, mN/m ;
 σ_o ——有机孔隙壁面的界面张力, mN/m ;
 σ_s ——纵向界面张力, mN/m ;
 τ ——自然弛豫时间, ms;
 τ_{ave} ——平均迂曲度;
 τ_b ——边界层的自然弛豫时间, ms;
 τ_o ——原油的自然弛豫时间, ms;
 τ_r ——相对自然弛豫时间, ms;
 τ_u ——有机(原油或有机质)或无机孔隙壁面的自然弛豫时间, ms;
 ϕ ——孔隙度。

参考文献

- [1] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 453-463.
SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 453-463.
- [2] 王雪飞, 李琳琳, 薛海涛, 等. 渤南洼陷沙三下亚段页岩油资源潜力分级评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(5): 159-164.
WANG Xuefei, LI Linlin, XUE Haitao, et al. Classification and evaluation of the shale oil resource potential in lower member of Es₃ of Bonan subsag [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(5): 159-164.
- [3] CUI J F. Oil transport in shale nanopores and micro-fractures: Modeling and analysis [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 178: 640-648.
- [4] SUN Z, LI X, LIU W, et al. Molecular dynamics of methane flow behavior through realistic organic nanopores under geologic shale condition: pore size and kerogen types [J]. Chemical Engineering Journal, 2020, 398: 124341.
- [5] 蒋云箭, 刘惠民, 柴春艳, 等. 页岩油油气可动性测井响应特征分析及应用[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 44-52.
JIANG Yunjian, LIU Huimin, CHAI Chunyan, et al. Analysis of hydrocarbon movability logging response features of shale oil

- and its applications [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(5): 44-52.
- [6] 李蕾,郝永卯,王程伟,等.页岩油藏单相流体低速渗流特征[J].*特种油气藏*,2021,28(6):70-75.
LI Lei, HAO Yongmao, WANG Chengwei, et al. Low-velocity seepage characteristics of single-phase fluid in shale reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(6): 70-75.
- [7] SUN Z, WU K L, SHI J T, et al. An analytical model for transport capacity of water confined in nanopores [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, 138: 620-630.
- [8] 曹小朋.矿物组成对页岩油渗流机理的影响[J].*断块油气田*, 2021,28(5):609-613.
CAO Xiaopeng. Influence of mineral composition on shale oil seepage mechanism [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(5): 609-613.
- [9] WANG S, JAVADPOUR F, FENG Q. Fast mass transport of oil and supercritical carbon dioxide through organic nanopores in shale [J]. *Fuel*, 2016, 181: 741-758.
- [10] ZHANG T, JAVADPOUR F, LI J, et al. Pore-scale perspective of gas/water two-phase flow in shale [J]. *SPE Journal*, 2021, 26(2): 1-19.
- [11] 魏建光,付兰清,赵国忠,等.松辽盆地古龙页岩油储层孔隙结构对外来流体的敏感性[J].*大庆石油地质与开发*,2022,41(3):120-129.
WEI Jianguang, FU Lanqing, ZHAO Guozhong, et al. Sensitivity of shale pore structure to external fluids for Gulong shale oil reservoir in Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(3): 120-129.
- [12] 魏志红,刘若冰,魏祥峰,等.四川盆地复兴地区陆相页岩油气勘探评价与认识[J].*中国石油勘探*, 2022,27(1):111-119.
WEI Zhihong, LIU Ruobing, WEI Xiangfeng, et al. Exploration evaluation and recognition of continental shale oil and gas in Fuxing area, Sichuan Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 111-119.
- [13] 杨帆,孟鑫,王先虎,等.玛页1井风城组页岩微观孔隙特征及其影响因素[J].*新疆石油地质*,2022,43(1):1-10.
YANG Fan, MENG Xin, WANG Xianhu, et al. Micro-pore characteristics and influencing factors of Fengcheng Formation shale in Well Maye-1 [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(1): 1-10.
- [14] WANG D M, XU Y M, HE D M, et al. Investigation of mineral composition of oil shale [J]. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 2009, 4(5): 691-697.
- [15] HANTAL G, BROCHARD L, DIAS S C, et al. Surface chemistry and atomic-scale reconstruction of kerogen-silica composites [J]. *Journal of Physical Chemistry C*, 2014, 118(5): 2429-2438.
- [16] 王森,冯其红,查明,等.页岩有机质孔缝内液态烷烃赋存状态分子动力学模拟[J].*石油勘探与开发*, 2015, 42(6): 772-778.
WANG Sen, FENG Qihong, ZHA Ming, et al. Molecular dynamics simulation of liquid alkane occurrence state in pores and fractures of shale organic matter [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 772-778.
- [17] WANG S, JAVADPOUR F, FENG Q. Fast mass transport of oil and supercritical carbon dioxide through organic nanopores in shale [J]. *Fuel*, 2016, 181: 741-758.
- [18] WU K L, CHEN Z X, LI J, et al. Manipulating nanoconfined water fluidity by temperature stimulation [J]. *Angewandte Chemie International Edition*, 2017, 57(28): 8432-8437.
- [19] HU Y, DEVEGOWDA D, STRIOLO A, et al. Microscopic dynamics of water and hydrocarbon in shale-kerogen pores of potentially mixed wettability [J]. *SPE Journal*, 2015, 20(1): 112-124.
- [20] HABIBI A, BINAZADEH M, HASSAN D, et al. Advances in understanding wettability of tight oil formations [C]. Houston: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016.
- [21] CHENG Z, NING Z, WANG Q, et al. The effect of pore structure on non-Darcy flow in porous media using the lattice Boltzmann method [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 172: 391-400.
- [22] 周晓梅,李蕾,苏玉亮,等.超临界CO₂/H₂O混合流体吞吐提高页岩油采收率实验研究[J].*油气地质与采收率*,2023,30(2):77-85.
ZHOU Xiaomei, LI Lei, SU Yuliang, et al. Experimental study on enhancing shale oil recovery by supercritical CO₂/H₂O mixture huff and puff [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(2): 77-85.
- [23] 王鸣川,王燃,岳慧,等.页岩油微观渗流机理研究进展[J].*石油实验地质*,2024,46(1):98-110.
WANG Mingchuan, WANG Ran, YUE Hui, et al. Research progress of microscopic percolation mechanism of shale oil [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(1): 98-110.
- [24] LI A, YU H B, XIE B, et al. Flow and heat transfer study on reconstructed digital core of tight oil reservoir based on FVM [J]. *Well Logging Technology*, 2017, 41(2): 135-140.
- [25] HE Y L, PU C, JING C, et al. Reconstruction of a digital core containing clay minerals based on a clustering algorithm [J]. *Physical Review E*, 2017, 96(4): 043304.
- [26] ZHANG T, LI X F, YIN Y, et al. The transport behaviors of oil in nanopores and nanoporous media of shale [J]. *Fuel*, 2019, 242: 305-315.
- [27] CAI J C, YU B M. A discussion of the effect of tortuosity on the capillary imbibition in porous media [J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 89(2): 251-263.
- [28] 杨元亮.页岩油藏表观液体渗透率的分形表征方法[J].*油气地质与采收率*,2020,27(6):106-113.
YANG Yuanliang. Fractal characterization of apparent liquid permeability in shale reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(6): 106-113.
- [29] 杨静儒,龚斌,周永炳,等.页岩页理分形特征及在页岩油水平井体积压裂模拟中的应用[J].*大庆石油地质与开发*,2021,40(3):151-157.
YANG Jingru, GONG Bin, ZHOU Yongbing, et al. Shale bedding fractal characteristics and its application in the volume fracturing simulation of horizontal wells in shale oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021,

- 40(3): 151-157.
- [30] FENG Q H, XU S Q, WANG S, et al. Apparent permeability model for shale oil with multiple mechanisms [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 175: 814-827.
- [31] ZHAO G X, YAO Y D, ADENUTSI D C, et al. Transport behavior of oil in mixed wettability shale nanopores [J]. *ACS Omega*, 2020, 5(49): 31 831-31 844.
- [32] ZHANG T, JAVADPOUR F, LI J, et al. Pore-scale perspective of gas/water two-phase flow in shale [J]. *SPE Journal*, 2021, 26(2): 1-19.
- [33] 徐玉莹, 陆欣. 分形多孔介质渗流特性分析[J]. *科技通报*, 2021, 37(6): 1-6.
XU Yuyin, LU Xin. Analysis on seepage characteristics of fractal porous media [J]. *Bulletin of Science and Technology*, 2021, 37(6): 1-6.
- [34] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 96(6): 1 071-1 098.
- [35] 黄开展, 刘薇. 南川地区龙马溪组海相页岩孔隙特征精细描述及分形特征分析——以胜页1井为例[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(5): 64-71.
HUANG Kaizhan, LIU Wei. Pore structure and fractal characteristics of marine shale in Longmaxi Formation, Nanchuan area: A case study of Well SY-1 [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(5): 64-71.
- [36] 孙建博, 郝世彦, 赵谦平, 等. 延安地区二叠系山西组1段页岩气储层特征及勘探开发关键技术[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(3): 110-120.
SUN Jianbo, HAO Shiyan, ZHAO Qianping, et al. Reservoir characteristics and key technologies for shale gas exploration and development of the first member of the Permian Shanxi Formation in Yan'an area [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(3): 110-120.
- [37] 王必金, 包汉勇, 刘皓天, 等. 川东红星地区吴家坪组富有机质页岩特征与发育控制因素[J]. *地质科技通报*, 2023, 42(5): 70-81.
WANG Bijin, BAO Hanyong, LIU Haotian, et al. Characteristics and controlling factors of the organic-rich shale in the Wujiaping Formation of the Hongxing area, eastern Sichuan Basin [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2023, 42(5): 70-81.
- [38] 孙中良, 王芙蓉, 韩元佳, 等. 潜江凹陷盐间页岩油储层孔隙结构分形表征与评价[J]. *地质科技通报*, 2022, 41(4): 125-137.
SUN Zhongliang, WANG Furong, HAN Yuanjia, et al. Characterization and evaluation of fractal dimension of intersalt shale oil reservoirs in Qianjiang Depression [J]. *Geological Science and Technology Bulletin*, 2022, 41(4): 125-137.
- [39] 王彪, 李太伟, 虞建业, 等. 页岩储层表面活性剂渗吸驱油机理及影响因素分析[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(6): 92-103.
WANG Biao, LI Taiwei, YU Jianye, et al. Analysis of imbibition mechanism and influencing factors of surfactant displacement in shale oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(6): 92-103.
- [40] 杨术刚, 张坤峰, 刘双星, 等. 页岩渗透率测定方法及影响因素研究进展[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(5): 31-40.
YANG Shugang, ZHANG Kunfeng, LIU Shuangxing, et al. Research progress on measurement methods and influencing factors of shale permeability [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(5): 31-40.

编辑 邹澍滢