

引用本文: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.DOI:10.11781/sysydz202401098.

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. DOI: 10.11781/sysydz202401098.

页岩油微观渗流机理研究进展

王鸣川^{1,2}, 王 燃^{1,2}, 岳 慧^{1,3}, 张 薇^{1,2}, 王付勇^{1,3}, 陈志强^{1,2}

1. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206;

2. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 102206;

3. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

摘要:页岩油已成为全球非常规油气资源勘探开发的重点,但其开发面临诸多挑战。针对页岩油赋存孔隙空间复杂、渗流机理尚不明确和研究方法亟需探索的关键问题,从孔隙尺度和岩心尺度,系统阐述了页岩油微观渗流机理在实验方法和计算模拟方面的研究现状,探讨了目前存在的问题和未来研究的发展趋势。结果显示,目前多种实验方法结合能较好表征页岩孔隙结构,但对微尺度与岩心尺度流动的表征尚存在不足;孔隙尺度流动机理研究以格子玻尔兹曼方法为代表的直接法和以孔隙网络模拟为代表的间接法为主,但对微尺度效应的考虑有待完善;岩心尺度流动机理研究主要为基于毛管束模型和分形理论,建立考虑边界层效应的渗流模型。指出充分考虑页岩油微纳米孔隙中流动边界吸附/滑移、密度/黏度非均质性、应力敏感、启动压力梯度等因素,耦合不同尺度渗流机理,构建能够准确表征页岩油多相多尺度流动特征的数学模型是未来的主要研究方向。

关键词:孔隙网络模型;格子玻尔兹曼方法;数字岩心;非线性渗流;渗流机理;页岩油

中图分类号:TE311

文献标识码:A

DOI: 10.11781/sysydz202401098

Research progress of microscopic percolation mechanism of shale oil

WANG Mingchuan^{1,2}, WANG Ran^{1,2}, YUE Hui^{1,3}, ZHANG Wei^{1,2}, WANG Fuyong^{1,3}, CHEN Zhiqiang^{1,2}

1. SINOPEC Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, Beijing 102206, China;

2. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China;

3. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Abstract: Shale oil has become the focus of the exploration and development of unconventional oil and gas resources in the world, but its development faces many challenges. Aiming at the complex pore space, the unclear percolation mechanism, and the urgent need to explore research methods of shale oil, this paper systematically expounded the research status of microscopic percolation mechanism of shale oil in experimental methods and computational simulation, and discussed the existing problems and the development trend of future research from the perspective of pore-scale and core-scale. The results show that the combination of various experimental methods can well characterize the pore structure of shale, but the characterization of micro-scale and core-scale flow is still insufficient. The direct method represented by Lattice Boltzmann Method and the indirect method represented by pore network simulation are the main methods to study pore-scale flow mechanism, but the consideration of micro-scale effect needs to be improved. The study of core-scale flow mechanism is mainly to establish a percolation model considering boundary layer effect based on capillary bundle model and fractal theory. It is pointed out that the main future research direction is to fully consider the factors such as boundary adsorption/slip, density/viscosity heterogeneity, stress sensitivity, start-up pressure gradient of shale oil in micro-nano pores, realize multi-scale percolation mechanism coupling, and establish a mathematical model that can accurately characterize the multi-phase and multi-scale flow of shale oil.

Key words: pore network model (PNM); Lattice Boltzmann Method (LBM); digital core; nonlinear percolation; percolation mechanism; shale oil

收稿日期 (Received): 2023-08-14; 修订日期 (Revised): 2023-12-12; 出版日期 (Published): 2024-01-28.

作者简介: 王鸣川 (1985—), 男, 博士, 副研究员, 从事地质建模与油藏数值模拟研究。E-mail: wangmc.syky@sinopec.com.

基金项目: 中国石化重点基础前瞻研究项目 (P22205) 资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

1 页岩油研究现状

随着美国页岩革命的成功,页岩油作为一种新型能源登上了历史舞台,成为油气勘探开发的重点领域^[1]。借鉴美国页岩革命的成功经验,我国于 2010 年前后启动了页岩油勘探开发工作^[2]。我国页岩油资源丰富,总地质储量高达 476.4 亿吨,经济技术可采总量高达 159.7 亿吨,分布区域覆盖 20 个省和自治区^[3-4],居世界第三位,是建成千万吨级产量油田最现实的战略接替资源^[5]。

页岩油可分为狭义和广义两类^[6],与常规油藏相比,具有自生自储、分布范围不受构造高点控制、储层物性差等特点,而且页岩油无自然产能,必须经过大规模人工压裂改造才能实现经济、有效开发^[5,7]。页岩油藏中孔隙和黏土矿物类型多样,孔隙直径多为微纳米级别,孔喉连通性差^[8];不同类型孔隙如有机孔、无机孔、层理缝等润湿性不同;固-液分子间相互作用力引起了壁面滑移和流体黏度/密度的非均质性,导致油在页岩纳米孔中的运移极为复杂,加剧了开发难度。另外值得关注的是,页岩油是典型的源储一体、滞留聚集、连续分布的石油聚集,富有机质页岩既是生油层也是储集层,在孔隙结构、储集特点、赋存机理、运移机制等方面同样尚未完全明确,进而给页岩油渗流特征研究带来了巨大的挑战^[9-11]。

目前,页岩油渗流机理研究主要基于室内实验和计算模拟两类方法开展,两类方法各有利弊,如何结合两类方法的优点,探究页岩油藏不同尺度耦合渗流机理,进而构建能够准确表征页岩油多相多尺度流动特征的数学模型是研究中的主要问题。在孔隙尺度上,传统的实验方法往往无法实现微观结构的可视化和定量表征,且存在价格昂贵、耗时长、研究尺度单一和需要多种实验手段相结合等缺点。而计算模拟作为一种重要的微观渗流理论的研究手段已被广泛地应用于各大领域,能够从孔隙尺度上研究页岩油单相与油水两相渗流规律。在岩心尺度上,目前的研究尚缺乏同时考虑基质和裂缝的渗流数学模型,且考虑的因素不够全面。因此,可在目前广泛应用的毛管束模型和分形理论的基础上,增加考虑滑移和密度/黏度非均质性等因素,同时考虑有机孔、无机孔、黏土孔隙以及层理缝,建立能够准确表征多相多组分的岩心尺度渗流数学模型。综上所述,深入研究页岩油微观多尺度渗流机理,对准确构建页岩油渗流模型,定量表征页岩油渗流规律并明确其主控因素具有重要意义

义^[12]。本文从孔隙和岩心 2 个尺度总结概括了近年来页岩油渗流机理的研究进展,提出了页岩油微观渗流研究的发展趋势。

2 渗流机理实验方法

页岩储层的储集空间特征与常规储层相比有较大的差异,页岩储层矿物组成复杂,孔隙类型多样,广泛发育微纳米级孔隙,孔径分布具有多尺度的特征。而且富有机质页岩源储共生,生烃能力强,部分页岩纹层和微裂缝发育。另外,在油源充足的情况下页岩的含油性明显受控于孔隙度,直径大于 20 nm 的孔隙是其主要的赋存空间^[13-14],页岩储层流体的渗流特征主要取决于边界层效应和应力敏感的耦合^[15]。因此,针对页岩储层的孔隙结构特征和流动特征,不同学者采用室内实验的手段,表征页岩储层的孔隙结构特征,探究页岩储层流体的赋存与运移规律。

2.1 孔隙结构表征实验方法

目前用于测定页岩储层结构和孔渗关系的实验方法较多且不同方法的测量范围差异较大^[16-17],主要包括微区高分辨率镜下观测/成像技术^[18-21],如聚焦离子束抛光—电镜扫描技术(FIB-SEM)、场发射扫描(FE-SEM)结合能谱分析(EDS)、微纳米 CT 成像技术等;流体法技术^[22-25],如高压压汞法(MICP)、N₂和 CO₂低压吸附法等;射线法技术^[26-28],如小角 X 射线散射(SAXS)、小角中子散射(SANS)和超小角中子散射(USANS)以及核磁共振^[29]等(图 1)。大量实验研究已经发现,页岩中孔隙的孔径属于纳米级和微米级。纳米级孔隙中吸附态油气占比较高,开发难度较大;微米级储集空间内赋存的页岩油应为主要开发对象^[30-31],我国陆相及海陆过渡相页岩储层的孔径分布主要集中于 30~70 nm 之间,具有较大的开发潜力。

对页岩孔隙结构和孔渗关系的精确描述是研究页岩储层中流体赋存和运移机制的基础,然而由于页岩孔径分布范围较大,通常跨越 3~4 个量级(图 1),难以通过单一测量方法实现页岩孔隙结构的精确表征,因此采用多种实验测量方法结合的方式进行页岩储层结构的全尺度表征成为目前的发展趋势。目前较为系统的页岩储层孔隙结构分析的实验方法是首先利用氦气法测量页岩岩心的总孔隙度;再采用高压压汞及气体吸附实验得到页岩全尺度孔径分布;然后利用扫描电镜等图像分析技术观察并描述孔隙类型、孔隙形态及不同矿物相之

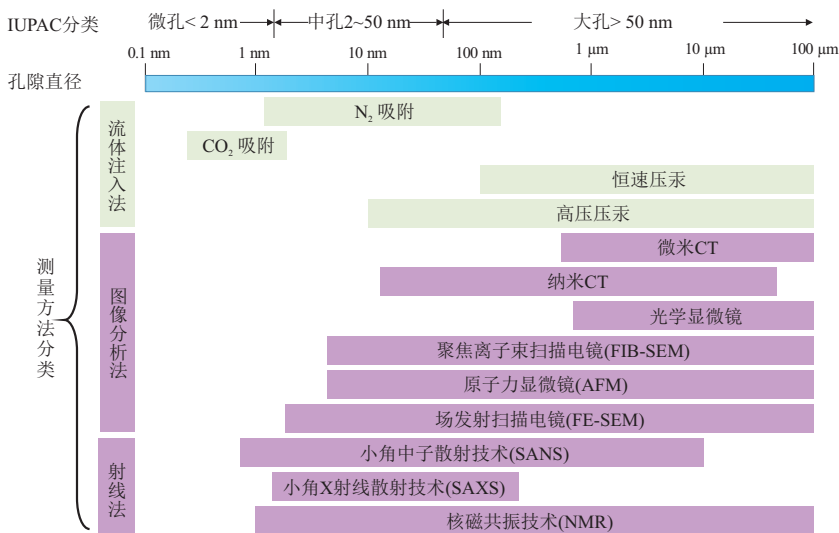


图 1 页岩储集空间表征的实验方法及适用范围

Fig.1 Experimental method and application range of shale reservoir space characterization

间的关系;最后采用原子力显微镜对页岩孔隙表面粗糙度进行表征。

2.2 微尺度流动实验方法

微尺度流动的实验研究方法目前还处在发展阶段,微流控方法是目前研究微尺度流体输运规律最常用的实验方法。近年来,随着微流控和纳流控芯片的发展,纳米尺度输运规律的实验测量更加精确。基于微流控实验方法,国内外学者研究了纳米狭缝内大分子示踪剂的扩散现象以及纳米通道内轻组分烷烃的相变规律^[32-33];测量了 100 nm 矩形通道内单相水和气水两相的流动规律,观测到层流和环空流等不同流态的变化^[34];研究了页岩储层中的提高采收率机制^[35]。

虽然微流控实验是表征纳米级流体现象的有效手段,能够测量微纳尺度流体运移过程中出现的滑移、相变等机理,但仍存在很大的局限性。微流控实验成本高且操作难度大,采用的微纳米级芯片多为理想材料或二氧化硅等单一介质材料,因此难以有效表征页岩储层中不同矿物表面的真实结构,而且微流控实验研究尺度小,对于强非均质性储层代表性较弱,难以模拟高温高压的地层条件。另外,微流控芯片实验的精确度受纳米通道刻蚀的影响,现有的微流控芯片难以同时在 3 个维度上均达到纳米级,目前还没有充分的证据表明非纳米级的第三维度对微纳米级流动的影响可以忽略。除了芯片刻蚀的局限性,微流控实验观测纳米级流体流动也受到光学显微镜精度的限制,多相流体在光学显微镜下只能可视化区分有限的物理现象,无法精确获取化学信息。

2.3 岩心尺度流动实验方法

岩心流动实验是研究岩心尺度流体可动性与流动模式的最直接有效的方式。目前针对页岩的岩心实验主要分为两方面,分别是页岩油气储集性能研究和页岩油气流动性能研究。页岩储层具有低孔、低渗的特点,导致渗流实验难度大、周期长。关于页岩岩心渗流实验研究的报道较少,多数为页岩气储层中气体流动能力的实验研究,仅有少数关于页岩油流动能力评价与流动模式的相关实验研究。桑茜等^[36-37]设计了页岩油可动性评价的实验方法,评价了页岩油的极限可动性和弹性开采可动性,发现页岩油弹性开采可动性差,吸附、互溶态油不可动。部分学者采用低速渗流实验,分析了国内外典型页岩区块低速非达西渗流规律,发现页岩油低速渗流特征主要受固液边界层效应、滑移长度和渗流通道的影响^[38-40]。通过高温高压页岩油渗流实验,发现页岩油渗流特征主要由边界层和应力敏感的耦合作用决定^[15,41-42]。通过核磁共振、自发渗吸实验^[43-44],发现页岩油岩心渗透率具有较强的应力敏感特点,无机质大孔隙内的油气资源易被动用。

目前针对页岩储层岩心尺度的物理模拟实验多为孔隙结构表征及油气可动性评价,关于页岩油渗流规律与流动模式的认识还不深入,对吸附态和互溶态油气可动性的认识还不统一,吸附溶解油的动用条件尚不清晰,缺乏油气水多相流动的物理模拟实验,还需创新实验方法,提高实验精度。

3 孔隙尺度渗流机理计算模拟技术

微尺度流动实验方法在研究页岩油孔隙尺度

流动机理方面存在局限,因此主要采用孔隙级流动模拟方法。在页岩储层中分子与孔隙壁面之间的作用较甲烷分子更加复杂,一些在常规油藏中可以忽略的因素(如壁面滑移、吸附、固—液间分子作用力、表面力和静电力等),逐渐在流动中上升到了主导地位,导致页岩油在有机和无机纳米孔中的赋存机理和运移机制不明晰,常规的流体力学理论也不再完全适用^[45]。目前研究的难点在于如何准确考虑边界滑移和密度/黏度非均质性对流动行为的影响,将单纳米孔隙页岩油流动扩展到复杂多孔介质结构流动,进一步研究非均质润湿、孔隙几何结构等复杂参数对表观渗透率的影响机制^[46-47]。

现阶段,多孔介质的流动模拟方法可分为直接模拟法和间接模拟法,直接模拟法基于岩心扫描图像或数字岩心,采用纳维—斯托克斯(Navier-Stokes)方程或离散玻尔兹曼(Boltzmann)方程求解每个节点参数,包括格子玻尔兹曼方法(LBM)和计算流体力学(CFD)方法等;间接模拟法主要是基于三维数字岩心的孔隙网络模拟(PNM)方法^[48],将岩心的孔隙结构抽提成孔隙网络模型,利用逾渗算法求解孔隙网络结构中每个节点的压力场、饱和度场等参数。

3.1 LBM 模拟的基本原理与研究进展

3.1.1 LBM 基本原理

LBM 方法是一种介观尺度上的流动模拟方法,该方法基于分子动理论,通过玻尔兹曼方程或离散玻尔兹曼方程来描述流体粒子的运动规律。与传统的计算流体力学方法相比,该方法突破了连续性假设的限制。因其具备物理背景清晰、易于处理复杂边界等优势,近年来被广泛应用于页岩油气的微观流动模拟中。

格子玻尔兹曼方程包含流体离子的离散速度集合、格子结构和演化方程 3 个要素。演化方程又称格子玻尔兹曼方程,可以看作是连续玻尔兹曼方程的离散形式。格子玻尔兹曼方程可由下式来表示^[49]:

$$f_i(x+e_i\Delta t,t+\Delta t)-f_i(x,t)=\Omega(f_i)$$

式中: f_i 为离散速度空间 i 方向上的分布函数; x 为粒子的空间位置; e_i 为 i 方向的速度; t 为无因次时间; Δt 为时间步长; Ω 为碰撞矩阵。

在利用 LBM 方法进行微尺度流动模拟时通常需要解决 2 个基本问题:松弛时间 τ 的表达式以及微尺度流动的边界条件(较为常用的有周期性边界、反弹边界、非平衡态反弹边界和非平衡外推边

界等)。微纳尺度液体流动的区域基本处于连续流区域,流动特征参数为雷诺数(Re),而微纳尺度气体流动区域处于滑移流或过渡区,流动特征参数为克努森数(Kn)。

3.1.2 页岩油 LBM 流动模拟研究进展

LBM 因易于处理复杂结构下流体流动,被认为是目前模拟微尺度流动最具潜力的数学方法之一。该方法在研究页岩油流动中的技术难点主要是如何准确考虑黏度非均质和边界滑移影响^[50]。不同于页岩气,页岩油分子的平均自由程小得多,会导致强烈的液—固和液—液相互作用^[51-52],而固—液分子相互作用会导致滑移边界和界面液体黏度的变化。因此,努森扩散、表面扩散和解吸附^[52]等天然气运移机制不适用于页岩油复杂多样的运移^[53]。

在页岩当中,有机和无机介质的不同分布构成了多孔介质^[38,46]。流体在亲水性无机孔隙和在亲油的有机孔隙中传输机制不同。充分考虑液—固滑移、液—液滑移以及液—固和液—液分子相互作用引起的非均相黏度等纳米级效应的影响,可以有效模拟孔隙尺度下的页岩油单相流和油水两相流,实现从单孔向纳米多孔介质的跨越^[46,54-56]。FATHI 等^[57]提出了考虑朗缪尔(Langmuir)滑移边界的 LBM 方法,研究了考虑滑移效应的页岩气单相流动。ZHANG 等^[58]、姚军等^[49]分别采用 LBM 方法模拟考虑表面扩散、吸附、滑移等微观现象的纳米级单管内的气体流动规律。ZHAO 等^[47]研究了考虑吸附和滑移效应的单相页岩油流动规律,证实了 LBM 方法在页岩油流动研究中的适用性。用于模拟多相流动的 LBM 模型主要包括 Shan-Chen 模型、自由能模型、颜色模型等,目前考虑微尺度效应的页岩储层多相流动的 LBM 模拟研究较少。由于页岩油流动存在跨尺度传质的问题,单一尺度的模拟方法通常无法实现对页岩油流动机理的准确表征,因此多采用与多尺度模拟方法相结合的方式。首先采用分子模拟方法明确单个微纳米孔隙中的固液相互作用及纳米尺度效应对流体运移的影响规律,定量表征滑移、吸附等微观机理;再将其应用到 LBM 模拟方法中,实现从纳米尺度到孔隙尺度的升级。

3.2 PNM 基本原理与研究进展

3.2.1 PNM 基本原理

孔隙网络模型(PNM)是运用规则形状对复杂孔隙结构实现可视化表征的一种重要手段,该模型主要由代表岩石中较大孔隙空间的孔隙和代表连

接孔隙细长空间的喉道两部分构成。近年来,随着数字岩心技术的不断完善,从真实的岩心当中抽提孔隙空间信息,构建与之对应的孔隙网络模型,来获取储层物性参数并进行渗流模拟成为了研究的热点。数字岩心和孔隙网络流动模拟方法相结合是目前微观渗流研究的重要发展方向之一,该方法作为一种高效、可靠的方法,可为多孔介质渗流模拟和多尺度孔隙结构的表征提供坚实的技术支撑。储层岩石的孔隙网络模型先后经历了几个重要的发展阶段,即毛管束模型^[59]、二维毛管网络模型^[60]、三维随机孔隙网络模型^[61]和基于岩心扫描的孔隙网络模型重构^[8,62]。相对于前几个阶段的模型,孔隙网络更贴近于实际岩心,更能真实地还原其内部结构。

孔隙网络模型是一种通过多个孔喉参数来表征孔隙结构的技术手段,它比传统的毛管束面模型更加接近真实岩石的拓扑性质,可以充分反映孔隙空间、连通性等特点,是预测渗透率和渗流模拟的基础。根据所建网络模型的拓扑特征,可将三维孔隙网络模型分为随机拓扑孔隙网络模型和真实拓扑孔隙网络模型两类。其中,真实拓扑孔隙网络模型建立在数字岩心基础之上,具有与数字岩心孔隙空间等价的拓扑结构,更方便于进行微观渗流模拟研究^[63]。

基于数字岩心和孔隙网络模型进行微观渗流模拟研究的技术路线如图 2 所示^[64-65]。从数字岩心中抽提孔隙网络模型,可以得到岩石孔隙和喉道的位置、半径、体积等信息,进而构建与真实岩心相

符的孔隙网络模型。抽提孔隙网络模型的方法有最大球法、居中轴线法、多向扫描法和沃罗诺伊(Voronoi)多面体法^[66],其中最大球法^[67-69]和居中轴线法^[66,70]最为常用。

3.2.2 PNM 研究进展

微观渗流理论和宏观渗流理论共同构成了多孔介质渗流理论,宏观的渗流理论通常指以介质连续性假设和达西方程为基础的传统多孔渗流理论。基于数字岩心的孔隙网络流动模拟方法是进行微观渗流模拟的重要方法之一。目前应用广泛的孔隙网络流动模拟方法是统计物理中的逾渗模型和孔隙网络模型的结合,具有计算效率高、考虑边界层效应等复杂机理较为便捷的优势,在微尺度渗流模拟中广泛应用。

孔隙网络模拟方法是分析微尺度流动影响因素及规律的重要研究手段,运用该方法不仅可以分别建立适用于基质和裂缝的渗透率预测模型,还可以构建同时考虑有机孔和无机孔的页岩多尺度孔隙网络模型,进而建立适合于页岩储层的单相流和两相流动模拟方法,应用于页岩油渗透率预测及渗流影响因素分析中^[64-65,71-73]。CUI 等^[74]根据页岩有机质和无机质孔隙孔径分布特征,提出了一种随机的页岩多尺度孔隙网络模型构建方法,能够适当区分有机孔隙和无机孔隙,并在准静态流动模拟方法的基础上考虑滑移效应,预测了页岩油水两相相对渗透率。WANG 等^[75]将 MD 和 PNM 结合起来建立了页岩中气体流动的多尺度框架,证明了位于无机基质中的孔隙对页岩表观渗透率的影响比与

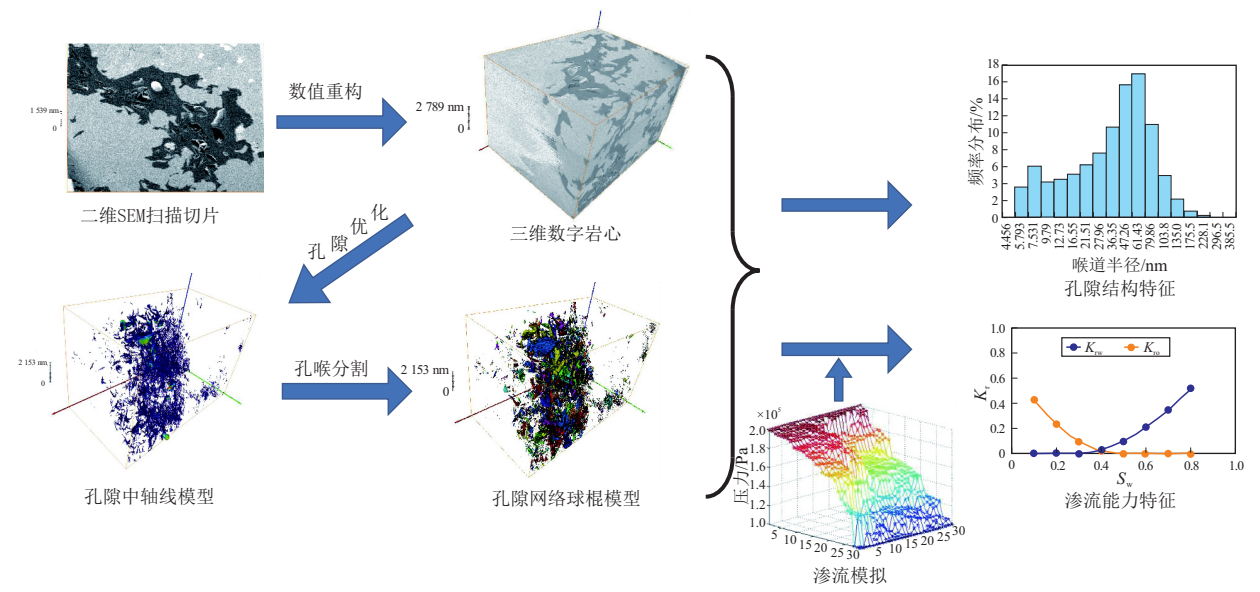


图 2 基于孔隙网络模型的微观渗流模拟技术路线

Fig.2 Technical route of microscopic percolation simulation based on pore network model

干酪根相关的孔隙更为显著。此外,充分考虑微纳尺度运移机制、赋存状态和纳米约束效应、双重润湿性和页岩储层孔隙空间特征,不仅可以求解孔隙结构参数,同时还可以有效研究单相和油水两相流动行为的影响因素^[76-77]。

4 岩心尺度渗流机理计算模拟技术

页岩储层孔隙处于微纳米尺度,其毛细管力更强,储层中流体流动不再遵循经典的达西定律,表现出了非线性渗流等特殊流动机理^[78-83]。因此,如何在微纳米尺度下定量表征边界层,分析其主控因素及其对流动的影响,明确多因素影响下的微观流动机理和宏观渗流规律,建立考虑微尺度效应的渗流数学模型,对页岩油藏的有效开发及提高采收率有着重要的指导意义。

页岩/致密储层复杂渗流机理包括低速非达西渗流规律、应力敏感、毛细力及相渗曲线变化等。对于非达西渗流规律,早期研究发现在低压力梯度条件下,致密油/页岩油的流速远低于达西定律的预测,并且存在一个流体开始流动的门限压力值,进而提出了启动压力梯度的概念。吸附层、边界层等界面作用、低速渗流时流体与岩石发生的物理化学反应导致的孔喉结构变化以及流体本身的流变性质等,都可能造成低渗透储层中的非达西渗流。目前的研究普遍认为,微纳米孔隙中流体的边界层效应是造成非线性渗流的主要原因。由于页岩广泛发育微纳米孔喉,孔喉比表面较大,孔隙壁面与流体分子之间产生较强的相互作用,存在明显的边界层效应,边界层在微纳米孔喉中的占比不可忽略。研究表明,边界层在 100 nm 孔隙中的占比可高达 75%。随着边界层厚度增加,有效喉道半径急剧减小,渗流阻力增加。因此,在致密/页岩油藏中考虑边界层的影响以及边界层厚度的量化表征尤为重要。

国内外学者对低渗透储层中的非线性渗流机理研究较多。黄延章等^[84-85]研究了低渗透储层非线性流动机理,提出了边界流体与体相流体的概念,认为边界层是造成非线性渗流的主要原因。邓英尔等^[86]基于毛细管理论分析了固液界面现象及分子间相互作用,认为固液界面作用是造成非线性渗流的主要原因。徐绍良等^[87]采用毛细管内去离子水的流动实验结果研究了边界层厚度的变化规律,认为边界层流体厚度是压力梯度和孔径的函数。刘德新等^[88]、李中锋等^[80]基于流体在微圆管内的流动实验结果,通过拟合与推导得到了边界层

厚度的定量表征关系式。

在边界层研究的基础上,许多学者提出了描述低渗透油储层非线性渗流特征的数学模型(表 1)。目前,用于描述非线性渗流的数学模型主要有分段模型、多参数模型以及分形模型 3 种形式。其中,分段模型是最早用于描述非线性渗流的模型,这类模型将流动划分为无流动、非线性流动和拟线性流动 3 个阶段,不同的方程形式描述不同的流动阶段,当压力梯度小于最小启动压力梯度时,流体不发生流动;当压力梯度大于等于最小启动压力梯度且小于最大启动压力梯度时,流体开始流动,为非线性渗流阶段;当压力梯度大于等于最大启动压力梯度时,为线性流动^[95,99]。分段模型形式简单,然而在压力梯度较小时,分段模型可能造成较大的误差。

多参数模型的方程形式通常为连续性方程,避免了渗流阶段的划分问题。多参数模型的建立方法主要分为两大类:一类是根据非线性渗流曲线特征和函数、导数的物理意义建立,如邓英尔^[86]、黄延章等^[84-85]提出的三参数模型;另一类通常基于毛细束模型得到,如时宇等^[93]、姜瑞忠等^[81]认为低渗透油藏中流体存在屈服应力,通过在毛细束模型中引入屈服应力并考虑毛细管边界层理论,建立了相应的多参数模型。多参数模型应用范围广,但基础假设条件过于理想,对于低渗透储层孔隙结构特征考虑并不充分。

为了更全面地考虑多孔介质的几何特征及其对非线性渗流的影响,许多学者将多孔介质分形理论与边界层理论相结合,建立了用于描述非线性渗流的分形模型^[100-103]。研究证实页岩储层的宏观物性参数,如孔隙度、渗透率、比表面积等也具有良好的分形特征,可采用分形几何学描述页岩复杂的孔隙结构,进而考虑边界层等效应,研究流体的输运规律。分形模型的优势是每个参数均有明确的物理意义,能够更充分地考虑孔隙结构对渗流的影响。但现有的分形模型对于非线性渗流机理的考虑还不够全面。

5 问题和展望

5.1 存在的问题

(1)目前在页岩储层孔隙尺度渗流规律研究中亟需解决的问题主要有两方面,分别是如何精确表征页岩储层孔隙结构并构建数字岩心,以及如何在孔隙级流动研究中考虑由页岩多矿物相、多尺度特征导致的纳米尺度效应及其他特殊的流体输运现象。现有的图像分析实验方法在扫描图像的分

表 1 非线性渗流数学模型及特点
Table 1 Nonlinear percolation mathematical model and its characteristics

模型分类	参考文献	速度方程	模型特点
分段模型	PRADA 等 ^[89]	$\begin{cases} v = 0 & \nabla p \leq \nabla p_{\text{TPG}} \\ v = \frac{k}{\mu} (\nabla p - \nabla p_{\text{TPG}}) & \nabla p > \nabla p_{\text{TPG}} \end{cases}$	模型简单, 渗流曲线不连续, 不能体现非线性渗流
	黄延章 ^[84]	$\textcircled{1} \begin{cases} v = 0 & \nabla p \leq \nabla p_a \\ v = \frac{k}{\mu} (\nabla p - \nabla p_a)^n & \nabla p_a < \nabla p \leq \nabla p_b \\ v = \frac{k}{\mu} \nabla p & \nabla p > \nabla p_b \end{cases}$ $\textcircled{2} \begin{cases} v = \left(\frac{k}{\mu}\right)_1 \nabla p & \nabla p \leq \nabla p_b \\ v = \left(\frac{k}{\mu}\right)_2 \nabla p & \nabla p > \nabla p_b \end{cases}$ $\textcircled{3} \begin{cases} v = 0 & \nabla p \leq \nabla p_c \\ v = \frac{k}{\mu} (\nabla p - \nabla p_c) & \nabla p > \nabla p_c \end{cases}$	模型①考虑了启动压力梯度及非线性渗流段; 模型②在数学处理中应用较为便捷, 未体现启动压力梯度; 模型③考虑了启动压力梯度, 但对于低压力梯度时大孔道中的流动预测偏低
	阮敏等 ^[90]	$\begin{cases} v = a_1 (\nabla p)^n & \nabla p \leq \nabla p_b \\ v = a_2 (\nabla p - \nabla p_c) & \nabla p > \nabla p_b \end{cases}$	考虑了非线性渗流段, a_1, a_2, n 由实验测量确定
	LI 等 ^[91]	$\begin{cases} v = 0 & \nabla p \leq \nabla p_a \\ v = a \frac{k}{\mu} (\nabla p_b - \nabla p)^n & \nabla p_a < \nabla p \leq \nabla p_b \\ v = \frac{k}{\mu} (\nabla p - \nabla p_b) & \nabla p > \nabla p_b \end{cases}$	渗流曲线连续, a 为非线性常数
	邓英尔等 ^[86]	$v \left(a_1 + \frac{a_2}{1 + bv} \right) = -\nabla p$	模型简单, a_1, a_2, b 均由实验确定
多参数模型	杨清立等 ^[92]	$v = \frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{1}{a + b \nabla p } \right) \nabla p$	模型简单, a 为非线性渗流段的影响因子, b 相当于拟启动压力梯度的倒数; a 和 b 均由实验确定
	黄延章等 ^[85]	$v = \frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{\nabla p_c}{\nabla p + \nabla p_c - \nabla p_a} \right) \nabla p$	连续函数, 模型参数简单
	姜瑞忠等 ^[81]	$v = \frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{c_1}{\nabla p - c_2} \right) \nabla p$	c_1 和 c_2 是反映启动压力梯度和非线性渗流的特征参数, 通过实验拟合得到
	时宇等 ^[93]	$v = \frac{a\pi c_k (\nabla p)}{8\mu} \left[\nabla p - \frac{c_p (\nabla p)}{c_k (\nabla p)} \nabla p_a \right]$	非线性渗流与拟线性渗流段的划分通过实验确定, a 为喉道拟合参数
	杨仁锋等 ^[79]	$v = \frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{\xi_1}{\nabla p} - \frac{\xi_1 \xi_2}{\nabla p (\nabla p - \xi_2)} \right) \nabla p$	边界层为非牛顿流体; 流体存在屈服应力值; ξ_1, ξ_2 为真实启动压力梯度
	XIONG 等 ^[94]	$v = \frac{k (1 - \delta_D e^{-C_\varphi \nabla p})^4}{\mu} \nabla p$	边界层不可动且随着压力梯度的升高而降低
	WANG 等 ^[95]	$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{1}{1 + ae^{-b \nabla p }} \right) \nabla p$	没有启动压力梯度, 只有非线性渗流段。 a 和 b 由实验数据拟合得到

续表 1
Table 1 (continued)

模型分类	参考文献	速度方程	模型特点
	CAI ^[96]	$v = \frac{k_f}{\mu_d} \left(\nabla p - \frac{16 \tau_0}{3} \frac{3 + D_T - D_f}{3 - D_f} \frac{D_{\max}^{-D_f}}{L_0^{1-D_f}} \right)$	渗流曲线不连续,流体为宾汉流体,多孔介质采用分形理论描述,忽略了非线性渗流段
分形模型	HUANG 等 ^[97]	$v = \frac{\nabla p}{\mu} \left[\frac{\pi D_f r_{\max}^{3+D_f}}{A 2^{4-D_f} L_0^{D_f-1} (3 - D_f + D_T)} - \frac{\pi D_f r_{\max}^{D_f} a_1 a_3 a_4 \mu T}{A 2^{2-D_f} L_0^{D_f-1}} \nabla p^{a_4} \right]$	基于毛管束模型,管径分布符合分形幂关系,边界层描述采用考虑影响因素的拟合模型, a_1 、 a_3 、 a_4 通过拟合非线性流实验、微管实验等实验测得
	WANG 等 ^[98]	$v = \frac{\pi}{32 (D_T + 3)} \frac{\nabla p}{\mu} \frac{L_0^{1-D_f}}{A} D_f D_{\max}^{D_f} \int_{D_{\min}}^{D_{\max}} \left(1 - \frac{2h}{D} \right)^{C_{D_T+3}} D^{D_T-D_f+2} dD$	考虑边界层分布及边界层厚度随压力梯度的变化关系

注: v 为渗流速度; μ 为流体黏度; k 为渗透率; ∇p 为压力梯度; ∇p_{TPG} 为启动压力梯度; ∇p_a 、 ∇p_b 、 ∇p_c 分别为最小、最大和拟启动压力梯度; c_p 、 c_k 为喉道半径与压力梯度的分段函数; δ_0 为无因次边界层厚度; c_e 为非达西参数; k_f 为孔隙介质分形渗透率; τ_0 为流体屈服强度; μ_d 为流体塑性黏度; D_f 为喉道分形维数; D_T 为毛细管弯曲度分形维数; L_0 为岩心样品直线长度; $r_{\max}$ 为最大毛细管半径; A 为毛管束模型横截面积; T 为与孔隙和喉道特征相关的常数; D 为孔喉直径; $D_{\min}$ 、 $D_{\max}$ 为最小、最大孔喉直径; h 为非流体流动边界层厚度。

辨率上存在一定的局限性,导致部分页岩有机质纳米小孔隙无法从扫描图像中直接提取,使得页岩孔隙度和连通性的预测存在偏差,进而影响渗流规律研究,需要通过提高实验精度或深度学习算法进行优化。在孔隙尺度渗流当中,采用间接模拟方法如PNM研究流体在多孔介质中的流动过程时,将复杂多孔介质结构简化为简单的球棍结构,忽略了复杂孔隙结构的影响,直接影响到模拟的准确性;采用LBM方法研究流动模拟时会产生很大的计算量,不适合用于大规模的流动模拟。对于页岩油藏,现有的流动模拟以单相流居多,两相流较少;以单一介质建模居多,多重介质耦合建模较少,纳米级孔隙—微米级孔隙—微裂缝的多尺度耦合建模方法不成熟,孔隙级模拟中对于吸附、滑移等微尺度效应的考虑尚有待完善。

(2)在页岩储层非线性渗流当中,基于毛管束模型建立考虑边界层效应的渗流数学模型是主要的研究手段。目前常用的方法是采用多重分形理论描述复杂的储层孔隙结构,采用边界层理论描述非线性渗流机理,将二者耦合求解。但是现有的数学模型尚不能完全反映真实多孔介质的性质,对于复杂孔隙连通性和结构特征的描述尚不准确;同时,针对页岩储层的渗流数学模型仍需进一步考虑滑移边界条件、吸附解吸、黏度非均质性、混合润湿等问题。

5.2 发展趋势

(1)鉴于页岩油藏复杂的孔隙结构及其对渗

流的影响,未来仍然需要有效的技术手段来开展不同矿物组成、富有机质纳米孔隙的实验和建模研究,提高图像扫描精度,完善图像处理算法。在高精度室内实验的基础上,通过深度学习或人工智能等算法,建立能够考虑更多细节信息的页岩多尺度孔隙结构表征方法。

(2)目前纳米孔隙流动通常采用分子动力学模拟方法,如何进行尺度升级,将纳米尺度的研究成果应用于孔隙尺度渗流研究方面需要深入探讨。另外,在页岩储层孔隙结构精确表征的基础上,充分考虑边界吸附/滑移、密度/黏度非均质性、微纳米尺度运移机制、赋存状态和纳米约束效应、混合润湿性等机理,分别构建有机孔、无机孔、黏土孔隙以及层理缝的渗流控制方程是未来的研究趋势。

(3)在非线性渗流研究中,对于页岩储层的特殊性考虑还不全面,而且现有的研究大多面向的是单相流,对于两相流的研究尚未完全成熟。今后的研究中,可在页岩孔隙结构精确表征的基础上,构建考虑复杂孔隙结构、混合润湿及微尺度流动机理的页岩油单相与油水两相渗流数学模型。此外,目前岩心尺度渗流数学方程研究虽有较大进展,但与真实渗流之间仍有差距,离油藏尺度的应用尚有距离,未来需进一步深入相关研究。

6 结论

(1)本文从孔隙和岩心 2 个尺度梳理了近年来页岩油微观渗流机理的研究进展。总体来看,实

验方法和计算模拟方法相辅相成,使页岩油微观流动机理研究取得了较大的进展。但这些方法仍各有优缺点,应根据需要选择合适的方法开展研究。在必要时可以组合运用不同的方法,实现多相、多尺度渗流耦合,使研究结果更加准确可靠。

(2)现阶段表征孔隙结构特征的实验方法已经较为成熟,可为研究页岩油藏微米尺度渗流机理提供技术支持。孔隙尺度流动机理实验研究存在较大局限,主要采用以 LBM 为代表的直接法和以 PNM 为代表的间接法来表征;但目前对于多重介质耦合 PNM 渗流模拟研究较少,对于两相渗流模拟尚不成熟。采用计算模拟方法准确表征页岩油在真实多孔结构中的吸附/滑移机制,将单个纳米孔隙页岩油流动扩展到复杂多孔介质结构流动,准确构建有机孔、无机孔、黏土孔以及层理缝的流动控制方程是亟待解决的核心问题。

(3)岩心尺度渗流机理研究实验方面由于难度大、周期长而相对较少,计算模拟方面主要借鉴低渗透储层非线性渗流研究成果,考虑页岩储层的特殊性,基于毛管束模型和分形理论,建立页岩油渗流数学模型。充分考虑复杂孔隙结构、边界吸附/滑移、流体黏度/密度非均质性等因素的影响,建立能够准确表征多相、多尺度的渗流数学模型,明确页岩油表观渗透率影响因素与油水两相非线性渗流规律是未来研究的重点。

致谢:感谢审稿专家和编辑提出的建设性意见和建议!

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

王鸣川参与论文设计、写作和修改;王燃,岳慧,张薇,王付勇,陈志强参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The study was designed and the manuscript was drafted and revised by WANG Mingchuan. WANG Ran, YUE Hui, ZHANG Wei, WANG Fuyong and CHEN Zhiqiang also participated in drafting and revising the manuscript. All the authors have read the last version of paper and consented for submission.

参考文献:

[1] 沈云琦,金之钧,苏建政,等.中国陆相页岩油储层水平渗透率与垂直渗透率特征:以渤海湾盆地济阳坳陷和江汉盆地潜江凹陷为例[J].石油与天然气地质,2022,43(2):378-389.
SHEN Yunqi, JIN Zhijun, SUN Jianzheng, et al. Characteristics of horizontal and vertical permeability of continental shale oil reservoirs in China: a case from Jiyang Depression in Bohai Bay Basin and Qianjiang Sag in Jianghan Basin[J]. Oil & Gas Geo-

logy, 2022, 43(2):378-389.

- [2] 黎茂稳,金之钧,董明哲,等.陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J].石油实验地质,2020,42(4):489-505.
LI Maowen, JIN Zhijun, DONG Mingzhe, et al. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4):489-505.
- [3] 杜金虎,胡素云,庞正炼,等.中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J].中国石油勘探,2019,24(5):560-568.
DU Jinhu, HU Suyun, PANG Zhenglian, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5):560-568.
- [4] 张仁贵,刘迪仁,彭成,等.中国陆相页岩油勘探发现现状及展望[J].现代化工,2022,42(3):6-10.
ZHANG Rengui, LIU Diren, PENG Cheng, et al. Current status and prospects of China's continental shale oil exploration and development[J]. Modern Chemical Industry, 2022, 42(3):6-10.
- [5] 金之钧.页岩革命及其意义[J].经济导刊,2019(10):49-52.
JIN Zhijun. The shale revolution and what it means[J]. Economic Herald, 2019(10):49-52.
- [6] 金之钧,王冠平,刘光祥,等.中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J].石油学报,2021,42(7):821-835.
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7):821-835.
- [7] 金之钧,白振瑞,高波,等.中国迎来页岩油气革命了吗?[J].石油与天然气地质,2019,40(3):451-458.
JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3):451-458.
- [8] 杨永飞,刘志辉,姚军,等.基于叠加数字岩心和孔隙网络模型的页岩基质储层孔隙空间表征方法[J].中国科学(技术科学),2018,48(5):488-498.
YANG Yongfei, LIU Zhihui, YAO Jun, et al. Pore space characterization method of shale matrix formation based on superposed digital rock and pore-network model[J]. Scientia Sinica (Technologica), 2018, 48(5):488-498.
- [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 non-marine shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1):14-26.
- [10] STEVENS S H, MOODHE K D, KUUSKRAA V A. China shale gas and shale oil resource evaluation and technical challenges [C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta: SPE, 2013.
- [11] 卢双舫,薛海涛,王民,等.页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J].石油学报,2016,37(10):1309-1322.
LU Shuangfang, XUE Haitao, WANG Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10):1309-1322.
- [12] 蔡建超.多孔介质自发渗吸关键问题与思考[J].计算物理,2021,38(5):505-512.

- CAI Jianchao. Some key issues and thoughts on spontaneous imbibition in porous media[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2021, 38(5): 505–512.
- [13] ZOU Caineng, JIN Xu, ZHU Rukai, et al. Do shale pore throats have a threshold diameter for oil storage? [J]. Scientific Reports, 2015, 5(1): 13619.
- [14] 李吉君, 史颖琳, 黄振凯, 等. 松辽盆地北部陆相泥页岩孔隙特征及其对页岩油赋存的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(4): 27–34.
- LI Jijun, SHI Yinglin, HUANG Zhenkai, et al. Pore characteristics of continental shale and its impact on storage of shale oil in northern Songliao Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(4): 27–34.
- [15] 雷浩, 郑有恒, 何建华, 等. 页岩油藏流体渗流特征物理模拟新方法[J]. 石油学报, 2021, 42(10): 1346–1356.
- LEI Hao, ZHENG Youheng, HE Jianhua, et al. A new method for physical simulation of flow characteristics of fluids in shale oil reservoirs[J]. Acta Petroli Sinica, 2021, 42(10): 1346–1356.
- [16] 杜殿发, 张耀祖, 张莉娜, 等. 页岩气藏渗流机理研究进展与展望[J]. 非常规油气, 2021, 8(3): 1–9.
- DU Dianfa, ZHANG Yaozu, ZHANG Lina, et al. Research progress and prospect of seepage mechanism in shale gas reservoirs [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(3): 1–9.
- [17] 徐文明, 蒋贵荣, 刘伟新, 等. 江汉盆地潜江凹陷盐间潜 3⁴ 油组储层微观结构特征及与物性的关系[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 565–574.
- XU Wenming, JIANG Qigui, LIU Weixin, et al. Micro-pore structure in an inter-salt shale oil reservoir and the relationship with physical properties in the fourth section of the third member of Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 565–574.
- [18] 田善思. 页岩储层孔隙微观特征及页岩油赋存与可动性评价[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- TIAN Shansi. Micro-pore characteristics of shale reservoirs and evaluation of shale oil occurrence and movability[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [19] FISHMAN N S, HACKLEY P C, LOWERS H A, et al. The nature of porosity in organic-rich mudstones of the Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation, North Sea, offshore United Kingdom [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 32–50.
- [20] CURTIS M E, CARDOTT B J, SONDERGELD C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford shale with increasing thermal maturity [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 26–31.
- [21] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, AWWILLER D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177–200.
- [22] CHEN Lei, JIANG Zhenxue, LIU Keyu, et al. Effect of lithofacies on gas storage capacity of marine and continental shales in the Sichuan Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 36: 773–785.
- [23] MASTALERZ M, SCHIMMELMANN A, DROBNIAK A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany shale across a maturation gradient: insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(10): 1621–1643.
- [24] ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Junqian. Characterization of pore size distributions of shale oil reservoirs: a case study from Dongying Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 100: 297–308.
- [25] GUO Xusheng, LI Yuping, LIU Ruobing, et al. Characteristics and controlling factors of micropore structures of the Longmaxi shale in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry B, 2014, 1(2): 165–171.
- [26] 杨琦, 毛峥, 邵明仁. 页岩气储层纳米孔隙结构的研究方法及展望[J]. 能源化工, 2021, 42(2): 7–13.
- YANG Qi, MAO Zheng, SHAO Mingren. Research methods and prospects of nanopore structure in shale gas reservoirs [J]. Energy Chemical Industry, 2021, 42(2): 7–13.
- [27] MASTALERZ M, HE Linlin, MELNICHENKO Y B, et al. Porosity of coal and shale: insights from gas adsorption and SANS/USANS techniques [J]. Energy & Fuels, 2012, 26(8): 5109–5120.
- [28] 窦锦爱, 林业青, 邵丰, 等. 页岩气储层孔隙结构表征技术及实验方法研究进展[J]. 西安科技大学学报, 2020, 40(6): 1019–1030.
- DOU Jinai, LIN Yeqing, SHAO Feng, et al. Advances in characterization techniques and experimental methods of shale gas reservoir pore structure [J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2020, 40(6): 1019–1030.
- [29] YAO Lanlan, YANG Zhengming, LI Haibo, et al. Study on the flow mechanism of shale oil with different injection media [J]. Advances in Civil Engineering, 2021, 2021: 6668563.
- [30] 张宝辉, 丁强, 张静, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油微观存储空间类型及其成因机制: 以新安边油田安 83 区块长 7 为例 [J]. 当代化工研究, 2021(24): 82–84.
- ZHANG Baohui, DING Qiang, ZHANG Jing, et al. Microscopic storage space type of shale oil in ordos basin and its genesis mechanism-case in point: Long 7 in an 83 block of Xin'anbian oilfield [J]. Modern Chemical Research, 2021(24): 82–84.
- [31] 刘毅, 陆正元, 戚明辉, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙河街组页岩油微观储集特征[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 180–185.
- LIU Yi, LU Zhengyuan, QI Minghui, et al. Microscopic characteristics of shale oil reservoirs in Shahejie Formation in Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 180–185.
- [32] ZHONG Junjie, ZANDEVI S H, LI Huawei, et al. Condensation in one-dimensional dead-end nanochannels [J]. ACS Nano, 2017, 11(1): 304–313.
- [33] ZHONG Junjie, ABEDINI A, XU Lining, et al. Nanomodel visualization of fluid injections in tight formations [J]. Nanoscale, 2018, 10(46): 21994–22002.
- [34] WU Qihua, OK J T, SUN Yongpeng, et al. Optic imaging of single and two-phase pressure-driven flows in nano-scale channels [J]. Lab on a Chip, 2013, 13(6): 1165–1171.
- [35] NGUYEN P, CAREY J W, VISWANATHAN H S, et al. Effectiveness of supercritical-CO₂ and N₂ huff-and-puff methods of

- enhanced oil recovery in shale fracture networks using microfluidic experiments[J]. *Applied Energy*, 2018, 230: 160–174.
- [36] 桑茜, 张少杰, 朱超凡, 等. 陆相页岩油储层可动流体的核磁共振研究[J]. *中国科技论文*, 2017, 12(9): 978–983.
- SANG Qian, ZHANG Shaojie, ZHU Chaofan, et al. Study on movable fluid of continental shale oil reservoir with NMR technology[J]. *China Science Paper*, 2017, 12(9): 978–983.
- [37] 桑茜. 页岩油气渗流实验方法及有效动用条件研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- SANG Qian. Experimental methods and effective production conditions of shale oil and gas[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [38] 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.
- [39] 李蕾, 王程伟, 姚传进, 等. 页岩气低速渗流模拟实验系统设计[J]. *实验技术与管理*, 2020, 37(11): 79–82.
- LI Lei, WANG Chengwei, YAO Chuanjin, et al. Design of simulation experimental system for shale gas low-velocity seepage[J]. *Experimental Technology and Management*, 2020, 37(11): 79–82.
- [40] ZHAO Xinyi, SANG Qian, LI Yajun, et al. Mobilization of oil in organic matter and its contribution to oil production during primary production in shale[J]. *Fuel*, 2021, 287: 119449.
- [41] 王子强, 李春涛, 张代燕, 等. 吉木萨尔凹陷页岩油储集层渗流机理[J]. *新疆石油地质*, 2019, 40(6): 695–700.
- WANG Ziqiang, LI Chuntao, ZHANG Daiyan, et al. Flow mechanism of shale oil reservoir in Jimsar Sag[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(6): 695–700.
- [42] 马炳杰, 范菲, 孙志刚, 等. 济阳拗陷纹层状页岩油流动能力影响因素实验[J]. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(5): 153–159.
- MA Bingjie, FAN Fei, SUN Zhigang, et al. Experimental study on influencing factors of shale oil flow capacity in laminar shale in Jiyang Depression[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(5): 153–159.
- [43] 李子靳. 基于核磁共振技术的页岩油可动性实验研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- LI Zijin. Experimental study on mobility of shale oil based on nuclear magnetic resonance technology[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [44] 郭志强. 页岩油可动性评价: 以济阳拗陷沙河街组为例[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- GUO Zhiqiang. Evaluation of shale oil mobility: a case study of Shahejie Formation in Jiyang Depression[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [45] 赵国翔, 姚约东, 王链, 等. 页岩油藏微尺度流动特征及应力敏感性分析[J]. *断块油气田*, 2021, 28(2): 247–252.
- ZHAO Guoxiang, YAO Yuedong, WANG Lian, et al. Microscale transport behaviors of shale oil and stress sensitivity analysis[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(2): 247–252.
- [46] WANG Wendong, WANG Han, SU Yuliang, et al. Simulation of liquid flow transport in nanoscale porous media using lattice Boltzmann method[J]. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 2021, 121: 128–138.
- [47] ZHAO Jianlin, KANG Qinjun, YAO Jun, et al. Lattice Boltzmann simulation of liquid flow in nanoporous media[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2018, 125: 1131–1143.
- [48] 苏玉亮, 王瀚, 詹世远, 等. 页岩油微尺度流动表征及模拟研究进展[J]. *深圳大学学报(理工版)*, 2021, 38(6): 579–589.
- SU Yuliang, WANG Han, ZHAN Shiyuan, et al. Research progress on characterization and simulation of shale oil flow in microscale[J]. *Journal of Shenzhen University (Science and Engineering)*, 2021, 38(6): 579–589.
- [49] 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[J]. *石油学报*, 2015, 36(10): 1280–1289.
- YAO Jun, ZHAO Jianlin, ZHANG Min, et al. Microscale shale gas flow simulation based on Lattice Boltzmann method[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(10): 1280–1289.
- [50] WU Keliu, CHEN Zhangxin, LI Jing, et al. Wettability effect on nanoconfined water flow[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2017, 114(13): 3358–3363.
- [51] TAN S P, PIRI M. Equation-of-state modeling of confined-fluid phase equilibria in nanopores[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2015, 393: 48–63.
- [52] MA Yixin, JAMILI A. Using simplified local density/Peng-Robinson equation of state to study the effects of confinement in shale formations on phase behavior[C]//SPE Unconventional Resources Conference. The Woodlands: SPE, 2014.
- [53] WANG Han, SU Yuliang, ZHAO Zhenfeng, et al. Apparent permeability model for shale oil transport through elliptic nanopores considering wall-oil interaction[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 176: 1041–1052.
- [54] ZHANG Tao, LI Xiangfang, YIN Ying, et al. The transport behaviors of oil in nanopores and nanoporous media of shale[J]. *Fuel*, 2019, 242: 305–315.
- [55] WANG Han, WANG Wendong, SU Yuliang. Lattice Boltzmann model for oil/water two-phase flow in nanoporous media considering heterogeneous viscosity, liquid/solid, and liquid/liquid slip[J]. *SPE Journal*, 2022, 27(6): 3508–3524.
- [56] WANG Han, SU Yuliang, WANG Wendong, et al. A new fractal apparent permeability model for liquid flow in tortuous nanopores from lattice Boltzmann simulations to the theoretical model[J]. *Fractals*, 2021, 29(7): 2150233.
- [57] FATHI E, AKKUTLU I Y. Lattice Boltzmann method for simulation of shale gas transport in kerogen[J]. *SPE Journal*, 2013, 18(1): 27–37.
- [58] ZHANG Xiaoling, XIAO Lizhi, SHAN Xiaowen, et al. Lattice Boltzmann simulation of shale gas transport in organic nano-pores[J]. *Scientific Reports*, 2014, 4(1): 4843.
- [59] PURCELL W R. Capillary pressures; their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. *Treatise of Petroleum Geology Reprint Series*, 1987, 3: 225–234.
- [60] FATT I. The network model of porous media[J]. *Transactions of the AIME*, 1956, 207(1): 144–181.

- [61] LOWRY M I, MILLER C T. Pore-scale modeling of nonwetting-phase residual in porous media[J]. *Water Resources Research*, 1995, 31(3): 455–473.
- [62] SONG Wenhui, YAO Jun, WANG Dongying, et al. Nanoscale confined gas and water multiphase transport in nanoporous shale with dual surface wettability[J]. *Advances in Water Resources*, 2019, 130: 300–313.
- [63] 徐模. 数字岩心及孔隙网络模型的构建方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
XU Mo. Method of digital core construction and pore network extraction[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [64] 杨永飞. 孔隙级油气水三相渗流模拟[D]. 青岛: 中国石油大学, 2010.
YANG Yongfei. Pore-scale modelling of oil-gas-water three-phase flow in porous media[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2010.
- [65] 王晨晨. 碳酸盐岩介质双孔隙网络模型构建理论与方法[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
WANG Chenchen. Construction theory and method of dual pore network model in carbonate media[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [66] 张晴. 页岩多尺度孔隙网络模型建立及评价[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
ZHANG Qing. Shale multi-scale pore network construction and evaluation[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [67] 屈乐, 孙卫, 杜环虹, 等. 基于 CT 扫描的三维数字岩心孔隙结构表征方法及应用: 以莫北油田 116 井区三工河组为例[J]. *现代地质*, 2014, 28(1): 190–196.
QU Le, SUN Wei, DU Huanhong, et al. Characterization technique of pore structure by 3D digital core based on CT scanning and its application: an example from Sangonghe Formation of 116 well field in Mobei oilfield[J]. *Geoscience*, 2014, 28(1): 190–196.
- [68] 赵建鹏, 崔利凯, 陈惠, 等. 基于 CT 扫描数字岩心的岩石微观结构定量表征方法[J]. *现代地质*, 2020, 34(6): 1205–1213.
ZHAO Jianpeng, CUI Likai, CHEN Hui, et al. Quantitative characterization of rock microstructure of digital core based on CT scanning[J]. *Geoscience*, 2020, 34(6): 1205–1213.
- [69] DONG Hu, BLUNT M J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images[J]. *Physical Review E*, 2009, 80(3): 036307.
- [70] 黄盟, 冯翠菊, 王婷婷, 等. 中轴线法在低渗透性油藏孔隙结构认识中的应用[J]. *石化技术*, 2019, 26(8): 112–113.
HUANG Meng, FENG Cuiju, WANG Tingting, et al. Application of center axis method in understanding pore structure of low permeability reservoir[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 2019, 26(8): 112–113.
- [71] 闫国亮. 基于数字岩心储层渗透率模型研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
YAN Guoliang. Research of permeability models of reservoirs based on digital cores[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [72] HUANG Xinwo, BANDILLA K W, CELIA M A. Multi-physics pore-network modeling of two-phase shale matrix flows[J]. *Transport in Porous Media*, 2016, 111(1): 123–141.
- [73] 盛军, 阳成, 徐立, 等. 数字岩心技术在致密储层微观渗流特征研究中的应用[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2018, 33(5): 83–89.
SHENG Jun, YANG Cheng, XU Li, et al. Application of digital core technology in the study of microscopic seepage characteristics of tight reservoirs[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science)*, 2018, 33(5): 83–89.
- [74] CUI Ronghao, FENG Qihong, CHEN Hongwei, et al. Multiscale random pore network modeling of oil-water two-phase slip flow in shale matrix[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 175: 46–59.
- [75] WANG Sen, FENG Qihong, JAVADPOUR F, et al. Multiscale modeling of shale apparent permeability: an integrated study of molecular dynamics and pore network model[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: SPE, 2017.
- [76] 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.
- [77] ZHANG Wei, FENG Qihong, WANG Sen, et al. Pore network modeling of oil and water transport in nanoporous shale with mixed wettability[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 209: 109884.
- [78] 杨仁锋, 姜瑞忠, 刘世华. 低渗透油藏单相及两相非线性渗流新模型[J]. *辽宁工程技术大学学报(自然科学版)*, 2011, 30(S1): 60–65.
YANG Renfeng, JIANG Ruizhong, LIU Shihua. New model of single-phase and two-phase nonlinear flow in low permeability reservoirs[J]. *Journal of Liaoning Technical University (Natural Science Edition)*, 2011, 30(S1): 60–65.
- [79] 杨仁锋, 姜瑞忠, 刘世华. 低渗透油藏考虑非线性渗流的必要性论证[J]. *断块油气田*, 2011, 18(4): 493–497.
YANG Renfeng, JIANG Ruizhong, LIU Shihua. Demonstration of essentiality of considering nonlinear flow in low permeability reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2011, 18(4): 493–497.
- [80] 李中锋, 何顺利. 低渗透储层非达西渗流机理探讨[J]. *特种油气藏*, 2005, 12(2): 35–38.
LI Zhongfeng, HE Shunli. Non-Darcy percolation mechanism in low permeability reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2005, 12(2): 35–38.
- [81] 姜瑞忠, 李林凯, 徐建春, 等. 低渗透油藏非线性渗流新模型及试井分析[J]. *石油学报*, 2012, 33(2): 264–268.
JIANG Ruizhong, LI Linkai, XU Jianchun, et al. A nonlinear mathematical model for low-permeability reservoirs and well-testing analysis[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 264–268.
- [82] 杨正明. 低渗透油藏渗流机理及其应用[D]. 廊坊: 中国科学

- 院研究生院(渗流流体力学研究所), 2005.
- YANG Zhengming. Porous flow mechanics for low permeability reservoirs and its application [D]. Langfang: University of Chinese Academy of Sciences (Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics), 2005.
- [83] 刘丽, 闵令元, 孙志刚, 等. 济阳拗陷页岩油储层孔隙结构与渗流特征[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(1): 106-114.
- LIU Li, MIN Lingyuan, SUN Zhigang, et al. Pore structure and percolation characteristics in shale oil reservoir of Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(1): 106-114.
- [84] 黄延章. 低渗透油层非线性渗流特征[J]. 特种油气藏, 1997, 4(1): 9-14.
- HUANG Yanzhang. Nonlinear percolation feature in low permeability reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1997, 4(1): 9-14.
- [85] 黄延章, 杨正明, 何英, 等. 低渗透多孔介质中的非线性渗流理论[J]. 力学与实践, 2013, 35(5): 1-8.
- HUANG Yanzhang, YANG Zhengming, HE Ying, et al. Nonlinear porous flow in low permeability porous media [J]. Mechanics in Engineering, 2013, 35(5): 1-8.
- [86] 邓英尔, 刘慈群. 低渗油藏非线性渗流规律数学模型及其应用[J]. 石油学报, 2001, 22(4): 72-77.
- DENG Yinger, LIU Ciqun. Mathematical model of nonlinear flow law in low permeability porous media and its application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(4): 72-77.
- [87] 徐绍良, 岳湘安, 侯吉瑞, 等. 边界层流体对低渗透油藏渗流特性的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007, 22(2): 26-28.
- XU Shao-liang, YUE Xiang-an, HOU Jirui, et al. Influence of boundary-layer fluid on the seepage characteristic of low-permeability reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007, 22(2): 26-28.
- [88] 刘德新, 岳湘安, 燕松, 等. 吸附水层对低渗透油藏渗流的影响机理[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(6): 40-42.
- LIU Dexin, YUE Xiang-an, YAN Song, et al. Influential mechanism of adsorbed water layers on percolation in low permeability oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(6): 40-42.
- [89] PRADA A, CIVAN F. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 22(4): 237-240.
- [90] 阮敏, 何秋轩, 任晓娟. 低渗透油层渗流特征及对油田开发的影响[J]. 特种油气藏, 1998, 5(3): 23-28.
- RUAN Min, HE Qiuxuan, REN Xiaojuan. Low permeability reservoir percolation characteristics and its influence on oil field development [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1998, 5(3): 23-28.
- [91] LI Daolun, ZHA Wenshu, LIU Shufeng, et al. Pressure transient analysis of low permeability reservoir with pseudo threshold pressure gradient [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 147: 308-316.
- [92] 杨清立, 杨正明, 王飞, 等. 特低渗透油藏渗流理论研究[J]. 钻采工艺, 2007, 30(6): 52-54.
- YANG Qingli, YANG Zhengming, WANG Yifei, et al. Study on flow theory in ultra-low permeability oil reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(6): 52-54.
- [93] 时宇, 杨正明, 黄延章. 低渗透储层非线性渗流模型研究[J]. 石油学报, 2009, 30(5): 731-734.
- SHI Yu, YANG Zhengming, HUANG Yanzhang. Study on non-linear seepage flow model for low-permeability reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 731-734.
- [94] XIONG Yi, YU Jinbiao, SUN Hongxia, et al. A new non-Darcy flow model for low-velocity multiphase flow in tight reservoirs [J]. Transport in Porous Media, 2017, 117(3): 367-383.
- [95] WANG Xiukun, SHENG J J. Effect of low-velocity non-Darcy flow on well production performance in shale and tight oil reservoirs [J]. Fuel, 2017, 190: 41-46.
- [96] CAI Jianchao. A fractal approach to low velocity non-Darcy flow in a low permeability porous medium [J]. Chinese Physics B, 2014, 23(4): 044701.
- [97] HUANG Shan, YAO Yuedong, ZHANG Shuang, et al. A fractal model for oil transport in tight porous media [J]. Transport in Porous Media, 2018, 121(3): 725-739.
- [98] WANG Fuyong, LIU Zhichao, CAI Jianchao, et al. A fractal model for low-velocity non-Darcy flow in tight oil reservoirs considering boundary-layer effect [J]. Fractals, 2018, 26(5): 1850077.
- [99] 刘志超. 致密油藏渗流规律与渗吸提高采收率机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- LIU Zhichao. The study on seepage regularity and imbibition enhanced oil recovery of tight sandstone reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [100] 胡世旺, 张赛, 汪振毅. 考虑多层吸附诱导流的页岩微纳米孔道渗流分形模型[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 139-146.
- HU Shiwang, ZHANG Sai, WANG Zhenyi. Fractal model of micro-nano pore seepage in shale considering the multi-layer adsorption induced Flow [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 139-146.
- [101] 孙强, 孙志刚, 张超. DLH 油田低渗砂岩孔隙分形定量表征方法研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(1): 105-116.
- SUN Qiang, SUN Zhigang, ZHANG Chao. A study on fractal quantitative characterization method of low permeability sandstone pore in DLH oilfield [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(1): 105-116.
- [102] 王伟, 陈朝兵, 许爽, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩不同尺度孔喉分形特征及其控制因素[J]. 石油实验地质, 2022, 44(1): 33-40.
- WANG Wei, CHEN Zhaobing, XU Shuang, et al. Fractal characteristics and its controlling factors of pore-throat with different scales in tight sandstones of the Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(1): 33-40.
- [103] 吴伟, 梁志凯, 郑马嘉, 等. 页岩储层孔隙结构与分形特征演化规律[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 35-45.
- WU Wei, LIANG Zhikai, ZHENG Majia, et al. Pore structures in shale reservoirs and evolution laws of fractal characteristics [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 35-45.