

引用格式:韩啸,宋兆杰,李培宇,等.基于水平集方法的页岩孔隙尺度微观自发渗吸模拟研究[J].油气地质与采收率,2024,31(1):63-71.

HAN Xiao, SONG Zhaojie, LI Peiyu, et al. Simulation of pore-scale microscopic spontaneous imbibition of shale based on level-set method[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 63-71.

基于水平集方法的页岩孔隙尺度微观自发渗吸模拟研究

韩啸¹, 宋兆杰¹, 李培宇¹, 邓森², 宋宜磊¹, 张云飞¹, 曹长霄³, 杨志成³, 吴嘉鹏⁴

(1. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 2. 中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江大庆 163712; 3. 中海石油有限公司天津分公司, 天津 300450; 4. 中国石油集团测井有限公司国际公司, 北京 102249)

摘要:为阐明压裂液在页岩复杂孔隙空间自发渗吸的内在机制及主控因素,利用扫描电镜技术对目标页岩油区块的岩心孔隙结构进行精细表征,进一步构建该岩心孔隙尺度的微观数值模型。在此基础上,开展裂缝-基质系统自发渗吸研究,利用Navier-Stokes(N-S)方程与水平集方法相耦合追踪油水界面,从而明确油水两相流动特征,评价润湿性、油水黏度比和界面张力影响下的自发渗吸效率。研究表明:页岩中相互沟通的大、小孔隙,在毛细管力作用下形成了复杂的微观驱替单元。页岩润湿性为水湿时,水相优先从裂缝进入小孔隙,将大孔隙中油相驱出至裂缝,且基质孔隙内的原油动用范围较大,自发渗吸效率较高。随着页岩润湿性变为油湿,自发渗吸过程中小孔隙内原油无法动用,水相从大孔隙进入,将原油从其他大孔隙内驱出,自发渗吸效率较低,基质孔隙内的原油动用范围较小。自发渗吸初期的渗吸速率较快,随着渗吸时间延长逐渐变缓。页岩水湿性越强、油水黏度比越小、油水界面张力越大,则自发渗吸基质孔隙原油的动用范围越大,累积自发渗吸效率可超过15%。

关键词:页岩储层;水平集方法;孔隙尺度;自发渗吸;油水两相流;渗吸效率

文章编号:1009-9603(2024)01-0063-09

DOI:10.13673/j.pgre.202307028

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Simulation of pore-scale microscopic spontaneous imbibition of shale based on level-set method

HAN Xiao¹, SONG Zhaojie¹, LI Peiyu¹, DENG Sen², SONG Yilei¹, ZHANG Yunfei¹,

CAO Changxiao³, YANG Zhicheng³, WU Jiapeng⁴

(1. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;

2. Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Co. Ltd., Daqing City, Heilongjiang

Province, 163712, China; 3. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin City, 300450, China;

4. China National Logging Cooperation (CNPC), Beijing City, 102249, China)

Abstract: The core pore structure of the target shale oil block was finely characterized using scanning electron microscopy, and a microscopic numerical model of the pore-scale core was constructed to elucidate the intrinsic mechanisms and the main controlling factors of spontaneous imbibition of fracturing fluid within the complex pore space of shale. On this basis, research was conducted on spontaneous imbibition within the fracture-matrix system. The Navier-Stokes (N-S) equations were coupled with the level-set method to track changes in the oil and water interface, thus clarifying the oil and water two-phase flow characteristics and evaluat-

收稿日期:2023-07-28。

作者简介:韩啸(1995—),男,河北衡水人,在读博士研究生,从事非常规油气藏渗流理论研究。E-mail:hanx202211@163.com。

通信作者:宋兆杰(1985—),男,山东聊城人,教授,博士。E-mail:songz@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩油储层纳微米孔隙中油-CO₂-水多元体系相行为与流动机制研究”(52074319),黑龙江省“揭榜挂帅”科技攻关项目“古龙页岩油提高采收率关键问题研究”(DQYT-2022-JS-761),中国石油大学(北京)科研基金资助项目“页岩油提高采收率机理与参数优化研究”(2462021QNXZ008)。

ing the efficiency of spontaneous imbibition under the influence of the wettability, viscosity ratio of oil and water, and interfacial tension. The research results revealed that large and small intercommunicating pores in shale form intricate microscopic displacement units under capillary action. When the rock wettability presents a water-wet state, water preferentially infiltrates from the fracture into the smaller pores, expelling oil from larger pores into the fracture, and the produced range of crude oil within the matrix pores is wider, resulting in higher spontaneous imbibition efficiency. When the rock wettability turns oil-wet, crude oil within the small pores cannot be produced during spontaneous imbibition, while the water invades from larger pores, causing crude oil to be displaced from other large pores. This results in a lower spontaneous imbibition efficiency and a small range of crude oil produced in the matrix pores. The spontaneous imbibition in the initial phase is faster but gradually slows over time. Stronger water wettability of shale indicates a lower viscosity ratio of oil and water and higher interfacial tension, resulting in a wider range of crude oil produced within the matrix pores and a cumulative efficiency of spontaneous imbibition of more than 15%.

Key words: shale reservoirs; level-set method; pore-scale; spontaneous imbibition; oil and water two phase flow; imbibition efficiency

页岩油作为非常规油气资源已逐渐成为国内外勘探开发的重点^[1-5],体积压裂技术被广泛应用于页岩油藏的开发^[6-9]。页岩储层经压裂后,将近井区域的致密岩石改造为裂缝性储层^[10-11],形成了复杂的裂缝-基质系统。受毛细管力的影响,压裂液由裂缝自发渗吸进入基质单元,挤出微观油滴,从而增加了原油产量。这种提高采收率的重要技术已经在油田实际生产中得到广泛验证^[12-15]。近年来,许多学者通过岩心室内物理模拟实验分析了影响自发渗吸的主要因素。WANG等开展了致密岩心渗吸实验^[16],认为致密储层的毛细管力远高于常规储层,自发渗吸对动用基质内原油起着至关重要的作用,且岩石润湿性对自发渗吸效果影响较大。黎明等通过室内渗吸实验推断出水湿条件更有利于毛细管力驱动,从而促进渗吸^[17]。孙庆豪等开展了基于核磁共振技术的页岩压裂液渗吸实验^[18],证明了渗吸过程中不同孔径孔隙内原油的动用程度存在差异,采出程度主要取决于较小孔隙的数量及分布。林魂等证实了自发渗吸过程中水相由致密岩心的外表面逐渐向内部渗吸,最终渗吸采收率可达12%~18%^[19]。

然而,传统渗吸实验存在时间过长和实验岩心易被破坏等缺点。此外,对于岩心的自发渗吸现象,目前研究局限于对实验静态结果的解释,而其复杂的动态演化规律和内在机制仍需进一步阐释。为此,部分学者针对多孔介质孔隙内自发渗吸的微观数值模拟进行了研究^[20-24],并运用计算流体力学理论明确了孔隙内油水两相传质及渗流规律。ROKHFOROZL等认为在强水湿体系自发渗吸过程中,油滴由基质流至裂缝,并逐渐聚集、附着在裂缝壁面向出口端移动^[25]。岩石润湿性和油水黏度对比对自发渗吸提高原油采收率均具有显著影响。

WANG等认为岩石水湿性越强、油水黏度比越低,自发渗吸效率越高^[26]。油水界面张力对渗吸采收率影响较小,但对渗吸时间影响较大。LIU等研究了岩石壁面复合润湿性对自发渗吸的影响^[27],指出水相在混合润湿壁上的流动速度比在水润湿壁上更慢,渗吸效率-时间关系曲线从快速上升到缓慢上升的拐点时间也相应延迟。

现有研究对微观自发渗吸进行了较为详细的讨论,但所构建的孔隙结构为随机生成,未能充分体现真实页岩的孔隙特征,如大、小孔隙交错沟通的复杂不均匀分布,因而难以准确描述自发渗吸过程中油水的流动形态。因此,为了明确页岩复杂孔隙网络下的微观渗吸采油机理,揭示油水渗流规律,笔者根据真实页岩扫描电镜成像结果对微观孔隙结构进行了识别与提取,进而利用水平集方法构建了页岩孔隙尺度油水两相的自发渗吸数值模型。在裂缝-基质系统中,分析了油水在大、小孔隙中的流动和分布差异,揭示了页岩孔隙尺度下微观自发渗吸机制,并探究了润湿性、油水黏度比及油水界面张力等敏感性参数对自发渗吸的影响。

1 页岩孔隙特征

选取某区块的页岩岩心进行扫描电镜分析(图1),该页岩岩心矿物成分主要见石英、方解石、白云石及少量黄铁矿,长英质矿物平均含量为50.65%,碳酸盐矿物平均含量为28.29%,黏土矿物平均含量为17.56%。有机质大部分呈游离态广泛分布于矿物基质中,小部分呈分散态分布于黄铁矿颗粒内。其主要发育粒间缝隙型大孔隙及粒间孔隙型小孔隙,孔隙结构上呈不规则多边形,边界平直清晰,大、小孔隙彼此交织相连,形成分布广泛的孔隙网

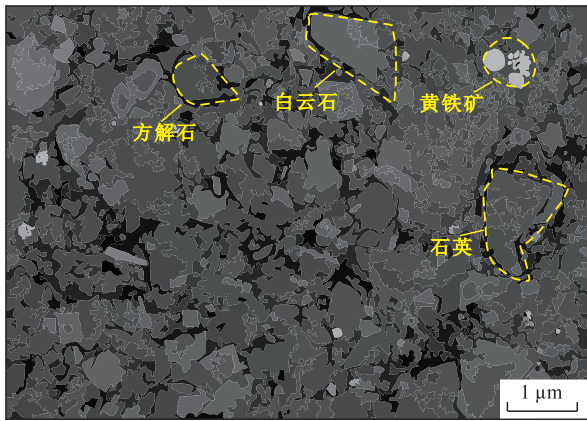


图1 页岩岩心扫描电镜成像照片

Fig.1 Scanning electron microscope images of shale core

络^[28-32]。孔隙体积分布计算结果表明该页岩岩心主要储集空间为0.5~30.0 μm的孔隙。

利用改进的水平集公式^[28]进行图像识别与处理,相较于其他方法在准确性、效率和鲁棒性方面具有优越的性能。因此,基于扫描电镜成像,采用改进的水平集公式识别该页岩岩心孔隙结构轮廓,通过腐蚀膨胀操作对孔隙网络进行提取并优化^[33],根据提取出的孔隙网络可以观察到大、小孔隙发育,彼此沟通构成了不规则、迂曲复杂的孔隙空间(图2)。

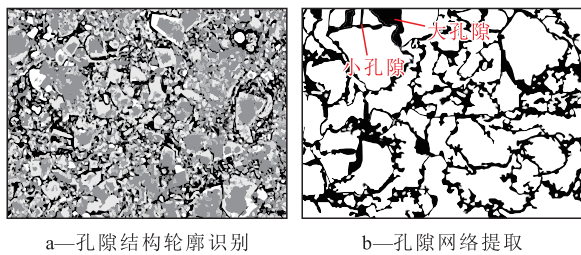


图2 页岩岩心孔隙识别及提取结果

Fig.2 Pore identification and extraction results of shale core

2 微观渗吸数值模拟

为了研究真实页岩复杂孔隙结构下的自发渗吸动态特征,明确渗吸过程中油水两相流动规律,基于提取的页岩孔隙网络,利用Navier-Stokes(N-S)方程与水平集方法相耦合的手段建立孔隙尺度多孔介质中油水两相的自发渗吸数值模型,开展页岩裂缝-基质系统微观渗吸研究。

2.1 基本理论

流体在多孔介质中流动,多相流体间存在明显的相界面,自发渗吸现象主要发生在油水两相的交换过程中,因此精确定位和追踪油水界面对于自发渗吸研究至关重要^[34]。水平集方法是欧拉法中经

典的界面追踪方法,在描述油水两相运动界面的动态变化方面具有显著优势^[35]。

2.1.1 质量与动量传递方程

利用N-S方程描述基于连续介质假定的不可压缩黏性流体的动量守恒。其中,考虑油水界面张力的油水两相流运动方程和连续性方程可表示为:

$$\begin{cases} \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \cdot \nabla)u = \nabla \cdot [-pI + u(\nabla u + (\nabla u)^T)] + F \\ \rho \nabla \cdot u = 0 \end{cases} \quad (1)$$

2.1.2 流体界面追踪

基于水平集方法的油水两相界面追踪可表示为:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + u \cdot \nabla \phi = \gamma \nabla \cdot \left(\varepsilon \nabla \phi - \phi(1-\phi) \frac{\nabla \phi}{|\nabla \phi|} \right) \quad (2)$$

在渗吸过程中,水相被定义为流体1,油相被定义为流体2。在多物理场耦合特性下,两相混合物在界面上的密度和黏度平滑变化可表示为:

$$\begin{cases} \rho = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1)\phi \\ \mu = \mu_1 + (\mu_2 - \mu_1)\phi \end{cases} \quad (3)$$

2.1.3 油水界面张力

油水界面张力是油相与水相接触的作用力,油水界面张力的大小对油水界面的形成以及在油水界面上发生的各种过程有重要影响。在运动方程和连续性方程中的油水界面张力可表示为:

$$F = [6|\nabla \phi| \phi(1-\phi)] [-\sigma n(\nabla \cdot n) + (I - nn^T)\nabla \sigma] \quad (4)$$

2.2 模型构建

为了研究水相从裂缝渗吸进入基质的动态变化过程,在基质上端放置尺寸为340 μm×50 μm的矩形作为裂缝,并将其与基质相连接。采用自由三角网格划分方法对整个模拟域进行离散化。图3展示了所提取孔隙网络的网格形态及结构特征,该模型包含312 666个网格,网格顶点数为169 381个,网格面积为167 400 μm²,其中基质孔隙中最大单元尺寸为2.454 μm,最小单元尺寸为0.337 μm。

研究微观自发渗吸过程中油水流动规律时,裂缝初始状态为水相饱和,水相密度为1 000 kg/m³,黏度为0.5 mPa·s;基质孔隙初始状态为油相饱和,油相密度为850 kg/m³,黏度为5 mPa·s。假设油水两相均为不可压缩流体且在渗吸过程中不发生相变,流动规律符合二维层流,忽略重力的影响。为了排除压差对渗吸的干扰,设置裂缝入口端及出口端压差为0。在模拟真实自发渗吸过程中,流体和固体

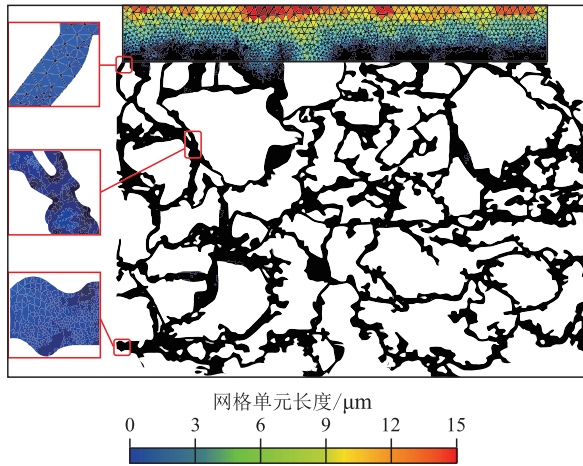


图3 所提取孔隙网络的网格形态及结构特征
Fig.3 Mesh morphology and structural features of extracted pore network

骨架接触的壁面设定为润湿壁。结合真实岩心数据,设定水相与岩石壁面的接触角为 30° ,油水界面张力为 20 mN/m 。采用瞬态求解器进行数值求解,并设定时间步长为 0.2 ms ,结果输出时间间隔为 2 ms ,自发渗吸总时长为 200 ms 。

3 结果分析

3.1 自发渗吸过程油水流动特征

模拟实验研究显示自发渗吸初期渗吸速率较高,随着自发渗吸的进行,基质和裂缝之间不断发生油水交换,水相逐渐进入基质孔隙,两相流体压

差逐渐达到平衡,自发渗吸速率开始变缓。因此,将自发渗吸总时长的前 $1/10$ 作为自发渗吸初期阶段,其余时间作为中后期阶段,并观测不同阶段油水在裂缝-基质系统内的流动特征。

从图4可以看出,由于小孔隙较大孔隙毛细管力更大,裂缝中的水相作为润湿相优先进入小孔隙,从而将与其连接的大孔隙中的油相驱出。在水湿体系中,大、小孔隙间相互连通形成复杂的微观驱替单元,自发渗吸过程通过毛细管力作为驱动力,呈现出水相从小孔隙进、油相从大孔隙出的油水流动特征。对于进入裂缝中的油相,受油水界面张力及分子间作用力的影响,开始被驱至裂缝中并非以油滴形态孤立悬浮于水相中,而是以薄层状铺盖在大孔隙出口附近。随着自发渗吸的进行,裂缝中油相不断增多并逐渐汇集,同时水相挤压油相发生移动并形成圆形油滴状(图4c)。

从图5可以看出,油水毛细管力压差减小,自发渗吸速率放缓。渗吸过程中被驱至裂缝中的油相聚集在裂缝壁面,堵塞了裂缝-基质连接处的部分孔道,导致水相不能渗吸进入,因而该部分孔隙内原油无法动用。基质孔隙结构相对简单的部位更容易达到毛细管力受力平衡,平衡后自发渗吸终止,造成油相无法动用而形成典型的剩余油;基质孔隙结构相对复杂的部位,由于孔隙网络迂曲复杂,大、小孔隙密集交织,难以达到毛细管力受力平衡,因此自发渗吸在中后期阶段也能持续缓慢进行。

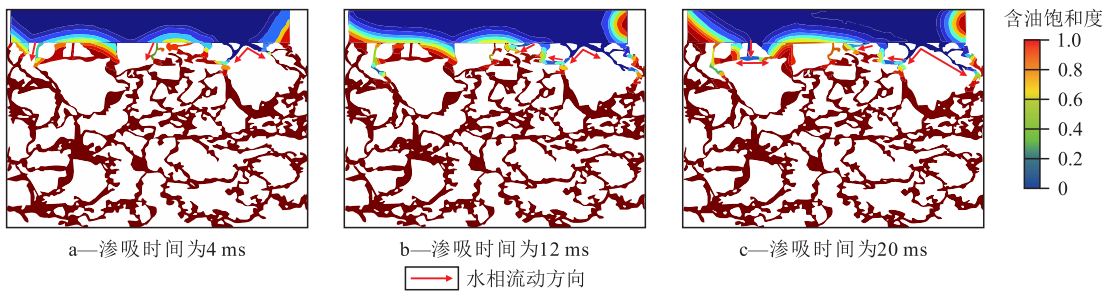


图4 自发渗吸初期阶段油水流动特征
Fig.4 Characteristics of oil and water flow in initial phase of spontaneous imbibition

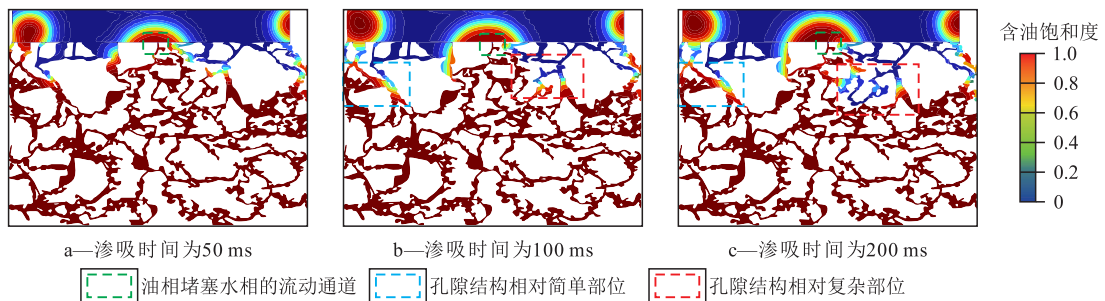


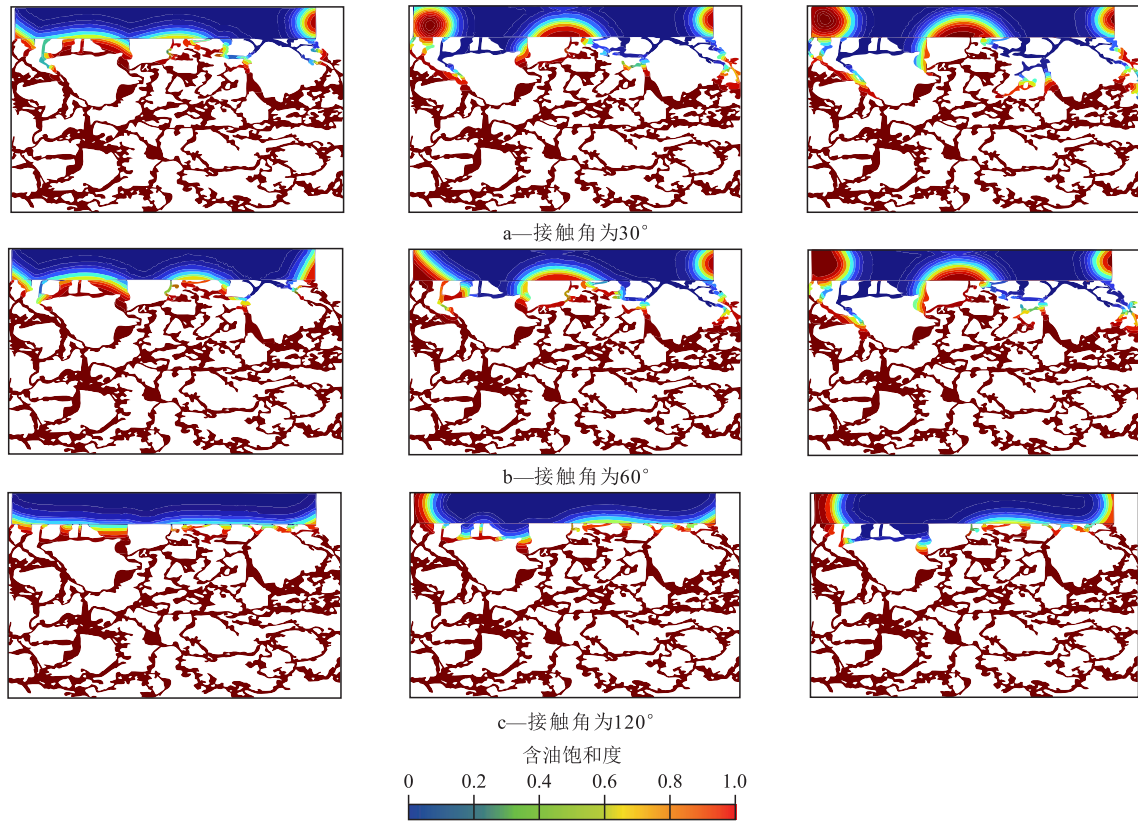
图5 自发渗吸中后期阶段油水流动特征
Fig.5 Characteristics of oil and water flow in middle and late phases of spontaneous imbibition

3.2 自发渗吸效率的主控因素

3.2.1 润湿性

由毛细管力的定义^[36-37]可知,接触角越小,岩石水湿性越强,自发渗吸过程中小孔隙的毛细管驱动力越大。保持模型其他参数不变,选择接触角为30°,60°和120°分别表示强水湿、弱水湿和油湿3种润湿性强度,研究不同润湿性对自发渗吸效率的影响规律。从图6可以看出,当岩石润湿性为水湿时,受大、小孔隙毛细管力压差的影响,水相从小孔隙

进,油相从大孔隙出(图6a,6b)。随着润湿性由强水湿变为弱水湿,毛细管力减小,孔隙中油相的动用难度增大,动用范围变小(图6b)。当润湿性由水湿变为油湿时,毛细管力由驱动力变为阻力,水相无法渗吸进入小孔隙中,而是从大孔隙进并将油相驱出(图6c)。根据流体力学分析可知,油湿条件下小孔隙产生大的毛细管力,而大孔隙毛细管力较小,对油相的约束能力较弱,大、小孔隙不同的毛细管阻力在油相内部产生压差,打破了原来的压力系



图片从左到右渗吸时间依次为20, 50, 120 ms

图6 不同接触角下自发渗吸过程油水流动特征

Fig.6 Characteristics of oil and water flow during spontaneous imbibition under different contact angles

统,因此水相更容易进入大孔隙,但动用范围仅限于裂缝与基质连接处的大孔隙周围,远离裂缝的基质孔隙深处的油相难以动用。

从不同接触角下自发渗吸效率随渗吸时间的变化(图7)可以看出,自发渗吸效率随渗吸时间的延长由快变慢,后期逐渐趋于稳定。接触角越小,自发渗吸效率越高。自发渗吸结束后,岩石润湿性为强水湿时自发渗吸效率最高,为15.82%,比弱水湿性时高5.15%;岩石润湿性为油湿时最低,仅为5.93%。由此可知页岩润湿性对渗吸效率有较大的影响。

3.2.2 油水黏度比

流体黏度是裂缝性储层流体流动的重要参数^[38]。保持水相黏度及模型其他参数不变,选择油

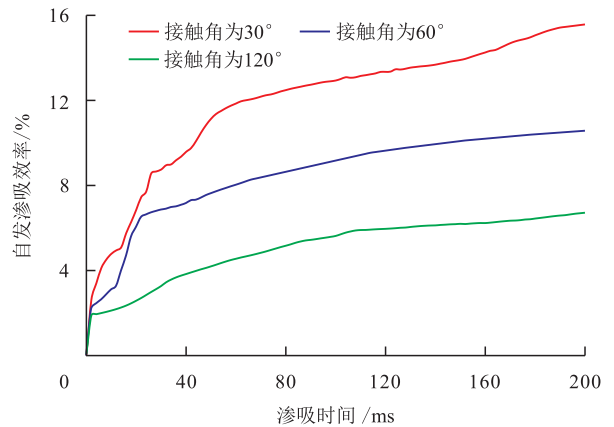


图7 不同接触角下自发渗吸效率随渗吸时间的变化

Fig.7 Variation of spontaneous imbibition efficiency with imbibition time under different contact angles

水黏度比分别为10,20和100开展自发渗吸数值模拟。从不同油水黏度比下自发渗吸过程油水流动特征(图8)可以看出,随着油水黏度比增大,水相黏度比油相黏度低,水相无法克服油相的黏性力而停止在基质孔隙中移动,从而造成渗吸动用范围较小;当油水黏度比达到100时,由于油相黏度增大,流动能力降低,即使小孔隙有着更大的毛细管力,也无法克服油相的黏性力,反而大孔隙由于空间大,分子间作用力小,使得水相更易进入。

从不同油水黏度比下自发渗吸效率随渗吸时间的变化(图9)可以看出,油水黏度比越低,自发渗吸过程开始时的渗吸速率越高,且达到相对稳定状态时间越短。正是由于油水黏度比低,使得孔隙中油滴具有较高的流动能力和较快的初始渗吸速率,促进提高自发渗吸效率。油水黏度比为10时的累积自发渗吸效率最高,为15.82%,较油水黏度比为20的高2.09%,较油水黏度比为100的高7.75%。

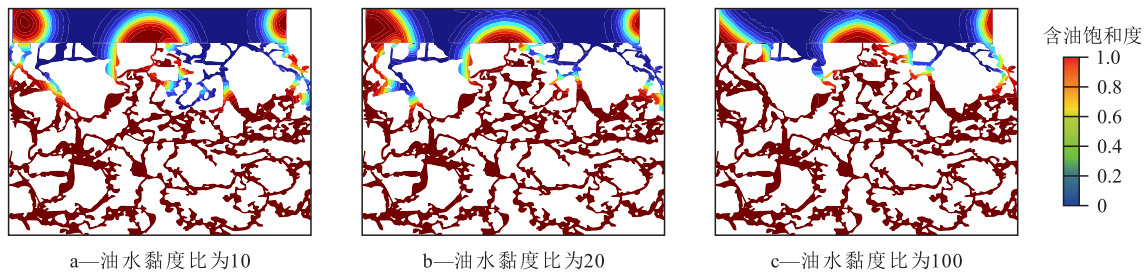


图8 不同油水黏度比下自发渗吸过程油水流动特征

Fig.8 Characteristics of oil and water flow during spontaneous imbibition under different viscosity ratios of oil and water

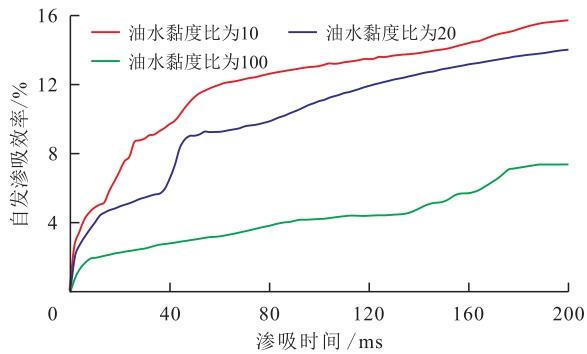


图9 不同油水黏度比下自发渗吸效率随渗吸时间的变化
Fig.9 Variation curve of spontaneous imbibition efficiency with imbibition time under different viscosity ratios of oil and water

3.2.3 油水界面张力

润湿相和非润湿相之间的油水界面张力在自发渗吸中起主要作用,控制着裂缝-基质系统的渗吸速率和原油采收率^[39]。油水界面张力越大,自发渗吸过程中毛细管力驱动作用越强。保持模型其他参数不变,选择油水界面张力分别为10,20和30 mN/m开展自发渗吸模拟。从不同油水界面张力下

自发渗吸过程油水流动特征(图10)可以看出,随着油水界面张力增加,大、小孔隙毛细管力压差进一步增强,水相侵入基质的面积更多,动用基质油相深度更深,且渗吸更均匀,残余油相比较少。相较于油水界面张力为10和20 mN/m(图10a, 10b),30 mN/m时水相对油相的挤压作用更强,因此油相被驱至裂缝并汇集后呈现出圆形油滴状,与壁面接触面积更小(图10c)。随着油水界面张力的增加,更多水相进入小孔隙,当小孔隙达到渗吸平衡后,水相渗吸进入大孔隙,部分油相被挤进小孔隙。

从不同油水界面张力下自发渗吸效率随渗吸时间的变化(图11)可以看出,随着油水界面张力增加,渗吸速率越快,累积自发渗吸效率越高。油水界面张力的增加通常会使得多孔介质中毛细管力增强,水相渗吸进入基质孔隙中需要的时间更短。自发渗吸初期阶段(20 ms)结束时,油水界面张力为30 mN/m的累积自发渗吸效率为8.33%,是10 mN/m的2倍。自发渗吸结束后,油水界面张力为30 mN/m的累积自发渗吸效率最高,为19.47%,比20

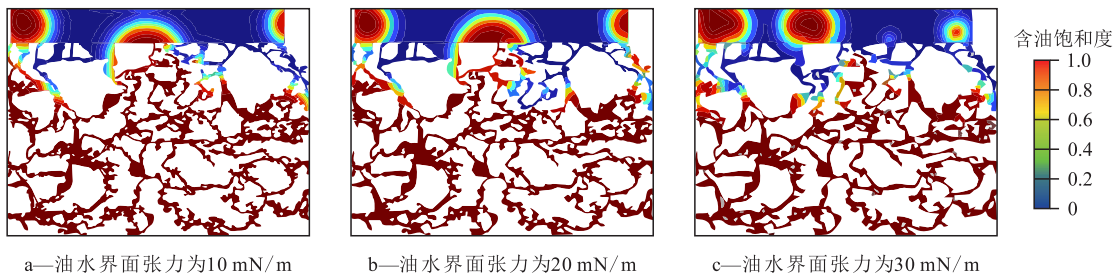


图10 不同油水界面张力下自发渗吸过程油水流动特征

Fig.10 Characteristics of oil and water flow during spontaneous imbibition under different interfacial tensions of oil and water

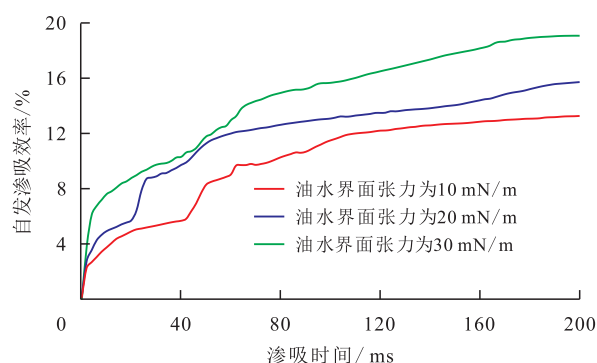


图11 不同油水界面张力下自发渗吸效率随渗吸时间的变化

Fig.11 Variation of spontaneous imbibition efficiency with imbibition time under different interfacial tensions of oil and water

mN/m的高3.69%,比10 mN/m的高6.47%。

4 结论

结合扫描电镜技术与水平集方法建立了二维页岩孔隙尺度微观数值模型,基于页岩孔隙结构特征开展了自发渗吸微观模拟。页岩通过大、小孔隙间交错沟通形成了复杂的孔隙网络,在毛细管力作用下构成了丰富的微观驱替单元。岩石润湿性为水湿时,水相优先从裂缝自发渗吸进入小孔隙,进而将大孔隙中油相驱出至裂缝中,基质孔隙中原油动用范围较大,自发渗吸效果显著。岩石润湿性为油湿时,水相从大孔隙进入,动用范围仅限于裂缝与基质连接处的大孔隙周围,自发渗吸效率低于6%。页岩水湿性越强、油水黏度比越小、油水界面张力越大,自发渗吸动用页岩基质孔隙原油范围越广,累积自发渗吸效率可超过15%。

符号解释

F —— 两相界面张力, mN/m;
 I —— 单位矩阵;
 n —— 界面法向量;
 p —— 压力, Pa;
 t —— 渗吸时间, ms;
 u —— 流动速度, m/s;
 γ —— 初始化参数;
 ε —— 界面厚度控制参数;
 μ —— 流体动力黏度, mPa·s;
 μ_1 —— 水相动力黏度, mPa·s;
 μ_2 —— 油相动力黏度, mPa·s;
 ρ —— 流体密度, kg/m³;
 ρ_1 —— 水相密度, kg/m³;
 ρ_2 —— 油相密度, kg/m³;

σ —— 界面张力系数;
 ϕ —— 水平集函数。

参考文献

- [1] 赵文智,朱如凯,刘伟,等. 中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 373-390.
ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, LIU Wei, et al. Advances in theory and technology of on-marine shale oil exploration in China [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 373-390.
- [2] 刘合,陶嘉平,孟思炜,等. 页岩油藏CO₂提高采收率技术现状及展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 127-134.
LIU He, TAO Jiaping, MENG Siwei, et al. Application and prospects of CO₂ enhanced oil recovery technology in shale oil reservoir [J]. China Oil Exploration, 2022, 27(1): 127-134.
- [3] 郭旭升,黎茂稳,赵梦云. 页岩油开发利用及在能源中的作用[J]. 中国科学院院刊, 2023, 38(1): 38-47.
GUO Xusheng, LI Maowen, ZHAO Mengyun. Shale oil development and utilization and its role in energy industry [J]. Proceedings of the Chinese Academy of Sciences, 2023, 38(1): 38-47.
- [4] 李国欣,雷征东,董伟宏,等. 中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 1-11.
LI Guoxin, LEI Zhengdong, DONG Weihong, et al. Progress, challenges and prospects of unconventional oil and gas development of CNPC [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 1-11.
- [5] 张福祥,李国欣,郑新权,等. 北美页岩革命时代带来的启示[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 26-39.
ZHANG Fuxiang, LI Guoxin, ZHENG Xinquan, et al. Enlightenment from the post shale revolution era in North America [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 26-39.
- [6] 刘合,黄有泉,蔡萌,等. 松辽盆地古龙页岩油储集层压裂改造工艺实践与发展建议[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 603-612.
LIU He, HUANG Youquan, CAI Meng, et al. Practice and development suggestions of hydraulic fracturing technology in the Gulong shale oil reservoirs of Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 603-612.
- [7] 潘林华,张焯,程礼军,等. 页岩储层体积压裂复杂裂缝支撑剂的运移与展布规律[J]. 天然气工业, 2018, 38(5): 61-70.
PAN Linhua, ZHANG Ye, CHENG Lijun, et al. Migration and distribution of complex fracture proppant in shale reservoir volume fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 61-70.
- [8] 于正昊,徐加祥,付颖,等. 闭合压力作用下支撑剂过顶替对裂缝缝宽的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(1): 69-76.
YU Zhenghao, XU Jiaxiang, FU Ying, et al. Effect of proppant over displacing on Hydraulic fracture aperture [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(1): 69-76.
- [9] 姚红生,王伟,何希鹏,等. 南川复杂构造带常压页岩气地质工程一体化开发实践[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(5): 537-547.

- YAO Hongsheng, WANG Wei, HE Xipeng, et al. Development practices of geology-engineering integration in complex structural area of Nan chuan normal pressure shale gas field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(5): 537-547.
- [10] 焦方正. 陆相低压页岩油体积开发理论技术及实践——以鄂尔多斯盆地长7段页岩油为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(6): 836-844.
- JIAO Fangzheng. Theoretical technologies and practices concerning "volume development" of low pressure continental shale oil: case study of shale oil in Chang 7 member, Ordos Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(6): 836-844.
- [11] 陈珂, 于志豪, 王守毅, 等. 断层附近非均匀应力场页岩压裂缝网扩展模拟[J]. 断块油气田, 2023, 30(2): 213-221.
- CHEN Ke, YU Zhihao, WANG Shouyi, et al. Shale fracture network propagation simulation in non-uniform stress field near fault [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(2): 213-221.
- [12] 于馥玮, 高振东, 朱文浩, 等. 基于微流控模型的裂缝性储集层渗吸机理实验[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(5): 1 004-1 013.
- YU Fuwei, GAO Zhendong, ZHU Wenhao, et al. Experimental research on imbibition mechanisms of fractured reservoirs by microfluidic chips [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 1 004-1 013.
- [13] 李侠清, 张星, 卢占国, 等. 低渗透油藏渗吸采油主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(5): 137-142.
- LI Xiaqing, ZHANG Xing, LU Zhanguo, et al. Main controlling factors of imbibition oil recovery technology in low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(5): 137-142.
- [14] 梅舜豪, 苏煜彬, 袁凯, 等. 致密油藏渗吸作用影响因素实验——以新疆油田X区块为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(1): 169-174.
- MEI Shunhao, SU Yubin, YUAN Kai, et al. Experiment of influencing factors of imbibition in tight oil reservoir: Taking Block X in Xinjiang Oilfield as an example [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(1): 169-174.
- [15] 李颖, 李茂茂, 李海涛, 等. 水相渗吸对页岩储层的物化作用机理研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(1): 64-73.
- LI Ying, LI Maomao, LI Haitao, et al. Physicochemical mechanism of water phase imbibition in shale reservoirs [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 64-73.
- [16] WANG Jing, LIU Huiqing, QIAN Genbao, et al. Investigations on spontaneous imbibition and the influencing factors in tight oil reservoirs [J]. Fuel, 2019, 236: 755-768.
- [17] 黎明, 廖晶, 王肃, 等. 鄂尔多斯盆地超低渗透油藏渗吸特征及其影响因素——以渭北油田三叠系延长组三段储层为例[J]. 石油实验地质, 2022, 44(6): 971-980.
- LI Ming, LIAO Jing, WANG Su, et al. Imbibition characteristics and influencing factors of reservoirs with ultra-low permeability of Ordos Basin: a case study of third member of Triassic Yanchang Formation in Weibei Oil Field [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(6): 971-980.
- [18] 孙庆豪, 王文东, 苏玉亮, 等. 页岩储层压裂液渗吸期间微观孔隙原油动用特征[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2022, 53(9): 3 311-3 322.
- SUN Qinghao, WANG Wendong, SU Yuliang, et al. Characteristics of oil production in microscopic pores of shale reservoir during fracturing fluid imbibition [J]. Journal of Central South University: Natural Science Edition, 2022, 53(9): 3 311-3 322.
- [19] 林魂, 宋西翔, 罗超, 等. 致密砂岩油藏裂缝与基质间渗吸特征及主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(5): 133-140.
- LIN Hun, SONG Xixiang, LUO Chao, et al. Dynamic imbibition characteristics between fractures and matrix in tight sandstone reservoirs and main controlling factor [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(5): 133-140.
- [20] 高亚军, 姜汉桥, 王硕亮, 等. 基于Level Set有限元方法的微水驱油数值模拟[J]. 石油地质与工程, 2016, 30(5): 91-96.
- GAO Yajun, JIANG Hanqiao, WANG Shuoliang, et al. Numerical simulation of microscopic water-oil displacement based on level set finite element method [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2016, 30(5): 91-96.
- [21] 赵玉龙, 周厚杰, 李洪玺, 等. 基于水平集方法的低渗砂岩数字岩心气水两相渗流模拟[J]. 计算物理, 2021, 38(5): 585-594.
- ZHAO Yulong, ZHOU Houjie, LI Hongxi, et al. Gas-water two-phase flow simulation of low-permeability sandstone digital rock: level-set method [J]. Computational Physics, 2021, 38(5): 585-594.
- [22] 任奕明, 李闽, 李中超. 孔隙尺度水驱油模拟及残余油研究[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2015, 17(1): 1-5.
- REN Yiming, LI Min, LI Zhongchao. Microscopic residual oil study of water flooding based on pore-scale modeling [J]. Journal of Chongqing Institute of Science and Technology: Natural Science Edition, 2015, 17(1): 1-5.
- [23] 王旭升, 王朝丽. 水驱油微观孔隙内流场分析[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(21): 5 266-5 269.
- WANG Xusheng, WANG Chaoli. Analysis of flow field in microscopic pore of water displacing oil [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(21): 5 266-5 269.
- [24] 朱光普, 姚军, 孙海, 等. 基于界面追踪的黏弹性流体微观流动模拟[J]. 科学通报, 2016, 61(36): 3 973-3 981.
- ZHU Guangpu, YAO Jun, SUN Hai, et al. Microscopic flow simulation of viscoelastic fluid based on interface tracking [J]. Science Bulletin, 2016, 61(36): 3 973-3 981.
- [25] ROKHFOROUZ M R, AKHLAGHI H A. Phase-field simulation of counter-current spontaneous imbibition in a fractured heterogeneous porous medium [J]. Physics of Fluids, 2017, 29: 062104.
- [26] WANG Daigang, MA Yushan, SONG Kaoping, et al. Phase-field modeling of pore-scale oil replacement by spontaneous imbibition in fractured porous media [J]. Energy & Fuels, 2022, 36(24): 14 824-14 837.
- [27] LIU Qiang, LI Jialong, LIANG Bing, et al. Complex wettability behavior triggering mechanism on imbibition: A model construction and comparative study based on analysis at multiple

- scales [J]. *Energy*, 2023, 275: 127434.
- [28] 赵卫卫,李富康,单长安,等.延安地区延长组长7段陆相泥页岩孔隙类型及其吸附特征研究[J].*非常规油气*,2023,10(1): 32-43.
ZHAO Weiwei, LI Fukang, SHAN Chang'an, et al. Pore types and adsorption characteristics of continental mud shale in Chang7 member of Yanchang Formation of Yan'an Area [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(1): 32-43.
- [29] 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.
- [30] 陶金雨,申宝剑,胡宗全,等.桂北地区下石炭统鹿寨组页岩储层孔隙特征及评价[J].*油气藏评价与开发*,2022,12(3): 437-444.
TAO Jinyu, SHEN Baojian, HU Zongquan, et al. Pore characteristics and evaluation of shale reservoir in Lower Carboniferous Luzhai Formation, northern part of middle Guangxi Depression [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(3): 437-444.
- [31] 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.
- [32] ZHANG Fan, LIU Huiying, CAO Chuanshuo, et al. RVLSM: Robust variational level set method for image segmentation with intensity inhomogeneity and high noise [J]. *Information Sciences*, 2022, 596: 439-459.
- [33] 吴克柳,朱清源,陈掌星,等.边底水碳酸盐岩气藏提高采收率的微观驱气效率[J].*天然气工业*,2023,43(1):122-131.
WU Kelu, ZHU Qingyuan, CHEN Zhangxing, et al. Microscopic gas displacement efficiency of enhanced gas recovery in carbonate gas reservoirs with edge and bottom water [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(1): 122-131.
- [34] 蔡沛辰,阙云,李显.非饱和花岗岩残积土水-气两相驱替过程数值模拟[J].*水文地质工程地质*,2021,48(6):54-63.
CAI Peichen, QUE Yun, LI Xian. Numerical simulation of water-gas two-phase displacement process in unsaturated granite residual soil [J]. *Hydrogeology and Engineering Geology*, 2021, 48(6): 54-63.
- [35] 蔡沛辰,阙云.基于水平集方法的原状土三维水气两相渗流特性数值研究[J].*长江科学院院报*,2022,39(9):90-95.
CAI Peichen, QUE Yun. Numerical study on 3D water-air two-phase seepage characteristics of undisturbed soil based on level set method [J]. *Journal of Yangtze River Scientific Research Institute*, 2022, 39(9): 90-95.
- [36] 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.
- [37] 孙冬梅,朱岳明,张明进.非饱和带水-气二相流数值模拟研究[J].*岩土工程学报*,2007,29(4):560-565.
SUN Dongmei, ZHU Yeming, ZHANG Mingjin. Study on numerical model for water-air two-phase flow in unsaturated soil [J]. *Journal of Geotechnical Engineering*, 2007, 29(4): 560-565.
- [38] 谢建勇,袁珍珠,代兵,等.页岩油储层层理缝渗吸机制和渗吸模式[J].*特种油气藏*,2021,28(1):161-167.
XIE Jianyong, YUAN Zhenzhu, DAI Bing, et al. Imbibition mechanism and model of bedding fractures in shale oil reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(1): 161-167.
- [39] CUIEC L E, BOURBIAUX B, KALAYDJIAN F. Oil recovery by imbibition in low-permeability chalk [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1994, 9(3): 200-208.

编辑 何青芳