

引用格式:付洪涛,宋考平,赵宇,等.基于水平集方法的三维多孔介质润湿性对水油两相渗流规律的影响[J].油气地质与采收率,2025,32(1):112-124.

FU Hongtao, SONG Kaoping, ZHAO Yu, et al. Influence of wettability on water-oil two-phase flow in three-dimensional porous media based on level set method[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 112-124.

## 基于水平集方法的三维多孔介质润湿性对 水油两相渗流规律的影响

付洪涛<sup>1</sup>, 宋考平<sup>1</sup>, 赵宇<sup>2</sup>, 丁超<sup>1,3</sup>, 梁立豪<sup>4</sup>, 张剑<sup>2</sup>,

(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. 中国石油大庆油田股份有限公司勘探开发研究院, 黑龙江大庆 163712; 3. 中国石油新疆油田公司开发事业部, 新疆克拉玛依 834000; 4. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:**水驱是油藏开发最重要的方法之一,水驱产量在中国原油产量中占比超过70%。岩石表面润湿性是影响油藏多孔介质中水油两相渗流过程和微观驱替效率的关键因素。为了明确润湿性对水油两相在三维多孔介质中渗流规律的影响,采用CT扫描技术构建了砂岩微观孔隙结构模型。基于Navier-Stokes方程,模拟了水油两相在三维微观多孔介质中的非混相渗流过程,并采用水平集方法实时捕获两相界面变化。研究发现,润湿性对三维多孔介质中水驱的微观驱替效率、流体分布和渗流路径均有显著影响。当岩石表面为水湿状态时,注入水能够快速地动用和剥离多孔介质中的油滴;当岩石表面为油湿状态时,注入水则易沿孔喉中心位置通过,形成膜状剩余油。两相界面在水湿或油湿的喉道内主要受毛管压力、黏滞力和驱替压力的综合作用,润湿性和喉道直径影响了各种力的作用方向。通过适度改变岩石表面的润湿性可以延缓水驱指进现象的发生,提高微观驱替效率。

**关键词:**水平集方法;多孔介质;两相流;润湿性;含油饱和度

文章编号:1009-9603(2025)01-0112-13

DOI:10.13673/j.pgre.202310002

中图分类号:TE312

文献标识码:A

## Influence of wettability on water-oil two-phase flow in three-dimensional porous media based on level set method

FU Hongtao<sup>1</sup>, SONG Kaoping<sup>1</sup>, ZHAO Yu<sup>2</sup>, DING Chao<sup>1,3</sup>, LIANG Lihao<sup>4</sup>, ZHANG Jian<sup>2</sup>

(1. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. Research Institute of Exploration and Development of Daqing Oilfield Company, Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China; 3. Development Division of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China)

**Abstract:** Water flooding is one of the most important methods for reservoir development. Water flooding production contributes to over 70% of crude oil production in China. The wettability of rock surfaces is a key factor influencing the water-oil two-phase flow process and the microscopic displacement efficiency in the porous media of reservoirs. A micropore structure model of sandstone

收稿日期:2023-10-09。

作者简介:付洪涛(1995—),男,辽宁铁岭人,在读博士研究生,从事水油两相微观渗流模拟研究工作。E-mail:hongtao\_fu@126.com。

通信作者:宋考平(1962—),男,河北邢台人,教授,博士。E-mail:skpskp01@sina.com。

基金项目:国家自然科学基金重点项目“驱油相自扩大波及体积提高采收率新方法”(51834005),中海油联合基金“海上高温高盐油田活性纳米流体非连续变循环提高采收率关键基础问题研究”(U22B6005),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)。

was established using computed tomography (CT) scanning technology to elucidate the influence of wettability on the flow behavior of water-oil two-phase in three-dimensional porous media. Based on Navier-Stokes equations, the immiscible flow of water-oil two-phase in microscopic three-dimensional porous media was simulated, and the level set (LS) method was used to capture the interface changes of the two-phase in real time. The results show that wettability significantly influences the microscopic displacement efficiency, fluid distribution, and flow paths of water flooding in three-dimensional porous media. When the rock surface is in a water-wet state, the injected water can rapidly mobilize and uncover the oil droplets of the porous medium. In an oil-wet state, the water tends to flow readily along the central positions of pore throats, forming film-like remaining oil. The water-oil interface is mainly affected by capillary force, viscous force, and displacement pressure in water-wet or oil-wet pore throats. Wettability and pore throat diameter affect the direction of various forces. Moderately adjusting the wettability of rock surfaces will delay the occurrence of the water flooding fingering phenomenon and enhance the microscopic displacement efficiency.

**Key words:** level set method; porous media; two-phase flow; wettability; oil saturation

多孔介质中的多相流动在地下水文、CO<sub>2</sub>埋存、生态修复和提高原油采收率等不同领域发挥着重要作用<sup>[1-6]</sup>。多相流系统中的流体分布受界面张力、流速、流度比和润湿性等<sup>[7]</sup>诸多因素影响,其中,流体与岩石表面润湿性的相互作用尤为复杂。从微观尺度上量化研究润湿性对水油两相在多孔介质中渗流规律的影响,有助于提高原油采收率<sup>[8-10]</sup>。

润湿性是指固体表面一种流体取代另一种不混溶流体的能力<sup>[11]</sup>。大量的室内实验和数值模拟结果表明,润湿性是影响多孔介质中多相流体流动规律的关键因素,其影响不容忽视<sup>[8-10,12-14]</sup>。可视化微观模型和孔隙级成像实验虽然可以观察到多相流的动态流动过程,但这些实验不仅耗时且设备也较为昂贵<sup>[15-18]</sup>。此外,该类实验难以对每个位置的流速、压力等渗流细节进行实时的捕捉。因此,在微观尺度下研究润湿性对水油两相渗流规律的影响仍存在不足和挑战。

随着高性能计算机技术和孔隙尺度计算方法的发展,数值模拟方法已成为研究多孔介质中流体流动行为的有效途径之一<sup>[19-21]</sup>。数值模拟方法能够获得复杂多孔介质中两相流体流动过程中更详细的流场信息,因此受到了越来越多的关注。尽管如此,大多数有关润湿性对两相渗流规律影响的研究仅限于二维模型<sup>[8-10,12-13]</sup>。然而,要全面地认识水油两相流体与岩石表面润湿性的相互作用并探究润湿性对其渗流规律的影响,需要建立真实的三维多孔介质模型<sup>[22]</sup>。现有用于研究多孔介质中两相渗流规律的数值模拟方法有很多,例如:格子玻尔兹曼方法(Lattice Boltzmann Method, LBM)<sup>[23]</sup>、流体体积(Volume of Fluid, VOF)方法<sup>[24]</sup>、相场(Phase Field, PF)方法<sup>[25]</sup>、水平集(Level Set, LS)方法<sup>[26]</sup>。LBM使用离散介质模型来模拟流体运动,该方法通常只适用于均匀网格,对于非均匀网格操

作则较为复杂<sup>[27]</sup>。VOF方法可以确保质量守恒,并通过求解体积分数函数来确定界面位置。然而,当两相界面的物理量突然变化时,处理效果则显不足<sup>[28]</sup>。PF方法可处理复杂的孔隙几何和拓扑变化,采用扩散界面避免了传统尖锐界面追踪困难的问题,但为了保持捕获界面的准确性,必须将网格划分的足够小,这大大增加了计算时间<sup>[29]</sup>。与PF方法相比,LS方法虽然在质量守恒方面存在一定的挑战,但其在处理三维问题以及对界面融合和破碎现象进行描述时显示出了更大的优势<sup>[30]</sup>。因此,采用LS方法,对水油两相在微观多孔介质中的渗流过程进行数值模拟,研究润湿性对水驱油渗流规律的影响,以期为提高原油采收率提供理论指导。

## 1 理论与方法验证

### 1.1 理论方法

控制方程 Navier-Stokes方程可用于描述基于连续介质假定的黏性流体动量守恒<sup>[31]</sup>。考虑界面张力作用时,其两相流的不可压缩Navier-Stokes方程<sup>[32]</sup>为:

$$\begin{cases} \rho \left[ \frac{\partial u}{\partial t} + (u \cdot \nabla) u \right] = \nabla \cdot (-p \mathbf{I} + \mu [\nabla u + (\nabla u)^T]) + F_{st} \\ \nabla u = 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\rho$ 为流体密度,kg/m<sup>3</sup>;  $u$ 为流体速度,m/s;  $t$ 为时间,s;  $p$ 为流体压力,Pa;  $\mathbf{I}$ 为单位矩阵;  $\mu$ 为流体黏度,Pa·s;  $F_{st}$ 为两相流体的界面张力项。

LS方程 LS方程是欧拉法中经典的界面捕捉方法,常被用来描述运动界面的动态变化<sup>[33]</sup>。两相的体积分数通过水平集函数 $\phi$ 来表示, $\phi$ 为由0到1呈梯度变化的值,用来描述具有一定厚度的两相界

面。在后处理时,通常取 $\phi = 0.5$ 的等值面作为两相界面<sup>[31]</sup>,其捕捉方程<sup>[34]</sup>可表示为:

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

式中: $\phi$ 为水平集函数, $0 \leq \phi \leq 1$ , $\phi = 0$ 表示流体为油相, $\phi = 1$ 表示流体为水相<sup>[33]</sup>;  $\gamma$ 为重新初始化参数; $\varepsilon$ 为两相界面厚度,m。

值得注意的是,两相界面厚度不应小于网格单元的尺寸。参数 $\gamma$ 则决定了重新初始化的数量,其默认值为1。

流体的密度和黏度定义为:

$$\begin{cases} \rho = \rho_o + (\rho_w - \rho_o)\phi \\ \mu = \mu_o + (\mu_w - \mu_o)\phi \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\rho_o$ 为油相密度, $\text{kg/m}^3$ ;  $\rho_w$ 为水相密度, $\text{kg/m}^3$ ;  $\mu_o$ 为油相黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_w$ 为水相黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。

在LS方法中,两相流体的界面张力项( $F_{st}$ )<sup>[35]</sup>可表示为:

$$F_{st} = \sigma \delta \kappa \mathbf{n} \quad (4)$$

其中:

$$\delta = 6|\phi(1 - \phi)| |\nabla \phi| \quad (5)$$

$$\kappa = -\nabla \cdot \mathbf{n} \quad (6)$$

$$\mathbf{n} = \frac{\nabla \phi}{|\nabla \phi|} \quad (7)$$

式中: $\sigma$ 为界面张力, $\text{N/m}$ ;  $\delta$ 为Dirac函数; $\kappa$ 为曲率; $\mathbf{n}$ 为界面法向量<sup>[34]</sup>。

岩石表面不同润湿状态通过设定的滑移长度和水相接触角2个参数来模拟。滑移长度可通过最小网格长度因子来定义<sup>[31]</sup>,其表达式为:

$$\beta = f_h h_{\min} \quad (8)$$

式中: $\beta$ 为滑移长度,m;  $f_h$ 为最小网格长度因子;  $h_{\min}$ 为最小网格尺寸,m。

水相接触角定义为流体界面水相一侧与壁面的夹角<sup>[36]</sup>(图1)。作用在壁面流体的力( $F_\theta$ )<sup>[37]</sup>可以表示为:

$$F_\theta = \sigma \delta (\mathbf{n}_{\text{wal}} \mathbf{n} - \cos \theta_w) \mathbf{n} - \frac{\mu}{\beta} \mathbf{u}_{\text{slip}} \quad (9)$$

式中: $F_\theta$ 为作用在壁面流体的力;  $\mathbf{n}_{\text{wal}}$ 为壁面处的法向量;  $\theta_w$ 为水相接触角, $^\circ$ ;  $\mathbf{u}_{\text{slip}}$ 为滑移速度,m/s。

计算指标 微观驱替效率是表征水油两相渗流特征的重要指标,其计算式为:

$$\eta = \frac{V_o}{V_f} \times 100\% \quad (10)$$

式中: $\eta$ 为微观驱替效率,%;  $V_o$ 为原油流出体积, $\text{m}^3$ ;  $V_f$ 为孔隙内原始饱和原油体积, $\text{m}^3$ 。

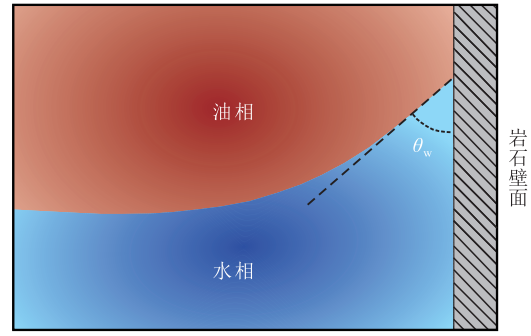


图1 水油两相中水相接触角示意  
Fig.1 Water phase contact angle in water-oil two-phase system

值得注意的是,针对LS方法模拟过程中可能存在质量不守恒的缺陷,在模拟过程中,当微观驱替效率达到最高值后,数值保持不变。

COMSOL Multiphysics是一款功能强大的多物理场模拟软件。Navier-Stokes方程和LS方程可通过COMSOL Multiphysics软件进行耦合求解,具体使用说明可参考软件手册<sup>[38]</sup>。

## 1.2 LS方法验证

### 1.2.1 微观实验验证

为了验证LS方法模拟两相渗流过程的可行性,建立了与KUNZ等<sup>[39-40]</sup>两相流微观实验中相同尺寸的几何模型(图2a),从而将微观实验与LS方法模拟两相流的流动过程进行比较。在求解计算方程之前,对建立的几何模型进行了网格划分,网格数为44 387个,网格划分后的结果见图2b。

采用LS方法进行模拟时,模拟参数与KUNZ等<sup>[39]</sup>的两相流微观实验参数相同,主要包括:氟化液密度为 $1\ 800\ \text{kg/m}^3$ ,水密度为 $1\ 000\ \text{kg/m}^3$ ,氟化液黏度为 $4.7\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ ,水黏度为 $1\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ ,界面张力为

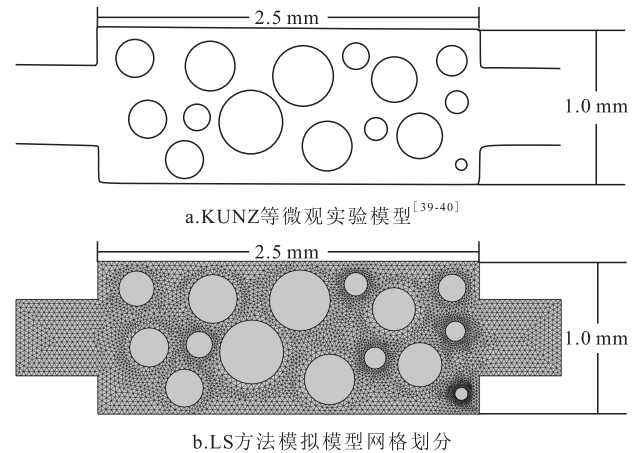


图2 KUNZ等的微观实验模型与LS方法模拟模型网格划分

Fig.2 Microscopic experimental model by KUNZ, et al and mesh generation by LS method simulation model

0.055 N/m,入口压力为1 860 Pa,出口压力为0 Pa,氟化液接触角为45°。在模拟的初始状态,几何模型中充满了润湿相的氟化液,采用非润湿相的水驱替氟化液。

对比LS方法模拟与YIN等的微观实验结果<sup>[40]</sup>可知,数值模拟与微观实验中两相流的动态流动路径十分相似。这说明LS方法可以较为准确地模拟真实的两相流体在多孔介质中的分布(图3)。

尽管如此,LS方法模拟与YIN等<sup>[40]</sup>微观实验中的两相界面在动态流动过程中也存在一定的差异(图3中的a<sub>1</sub>和a<sub>2</sub>部分,b<sub>1</sub>和b<sub>2</sub>部分)。产生这种差异的主要原因是:在LS方法模拟中固体界面的表面润湿性是均一的,而微观实验中采用的PDMS材料表面润湿性可能是不均匀的,且存在一定的粗糙度;另一方面,也可能是微观实验中的压力波动所致。

### 1.2.2 毛细管渗吸验证

当两相流体在水湿或油湿的毛细管中流动时,两相界面受毛管压力的作用会产生渗吸现象<sup>[41]</sup>。为此,采用LS方法模拟单根毛细管中的两相渗吸过程,并与理论公式计算结果进行比较,从而验证LS方法用来模拟多孔介质中两相流体渗吸过程的准确性。WASHBURN较早开展了毛细管渗吸现象的研究,推导得到描述单根毛细管中液面上升高度的表达式<sup>[41]</sup>为:

$$x^2 = \frac{r\sigma \cos \theta_w}{2\mu_w} t \quad (11)$$

式中: $x$ 为液面上升高度,m; $r$ 为毛细管半径,m。

建立的单根毛细管渗吸模型长度为7 μm,半径

为0.5 μm。毛细管底部为水,水密度为1 000 kg/m<sup>3</sup>,水黏度为1 mPa·s。毛细管内部充满空气,空气密度为1.29 kg/m<sup>3</sup>,空气黏度为1.3×10<sup>-3</sup> mPa·s。模拟过程中水相为润湿相,水相接触角为60°,表面张力为0.055 N/m。分析LS方法模拟的单根毛细管动态渗吸过程(图4)可知:由于管壁为水湿,水相受到毛管压力的作用逐渐向上运动。水相高度每上升1 μm所需的时间分别为2.3×10<sup>-7</sup>、5.2×10<sup>-7</sup>、7.1×10<sup>-7</sup>、8.2×10<sup>-7</sup>和1.07×10<sup>-6</sup> s。在渗吸过程中,水相上升相同的高度所需的时间增加,这与WASHBURN<sup>[41]</sup>以及其他学者的实验研究结论<sup>[42-43]</sup>是一致的。

为了进一步验证LS方法模拟渗吸过程的准确性,绘制了WASHBURN公式<sup>[41]</sup>计算以及LS方法模拟的水相上升高度与时间的关系。结果(图5)表明,2种方法计算的水相上升高度与时间的关系具有很高的 consistency,这也验证了LS方法用于模拟渗吸现象的准确性。虽然这2种方法所计算的水相上升高度随时间变化的趋势一致,但仍具有一定的差距。这是因为:在初始模拟阶段,水和空气界面是接近水平的,壁面润湿作用所产生的毛管压力在两相界面引起了压力波动,导致两相流体在壁面处发生向上或向下的界面波动;但随着模拟时间的增加,界面逐渐变为弯曲状态并向上稳定运动。

## 2 模型建立与模拟设置

### 2.1 模型建立

使用Nanotom S纳米CT装置对D油田天然砂

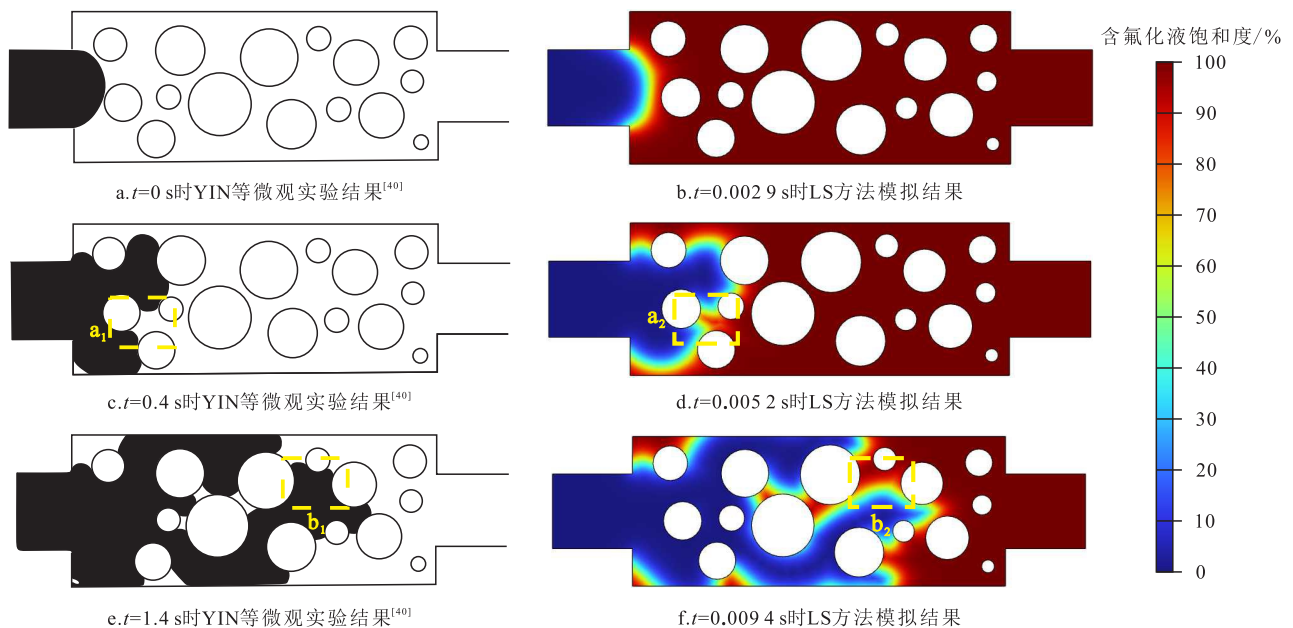
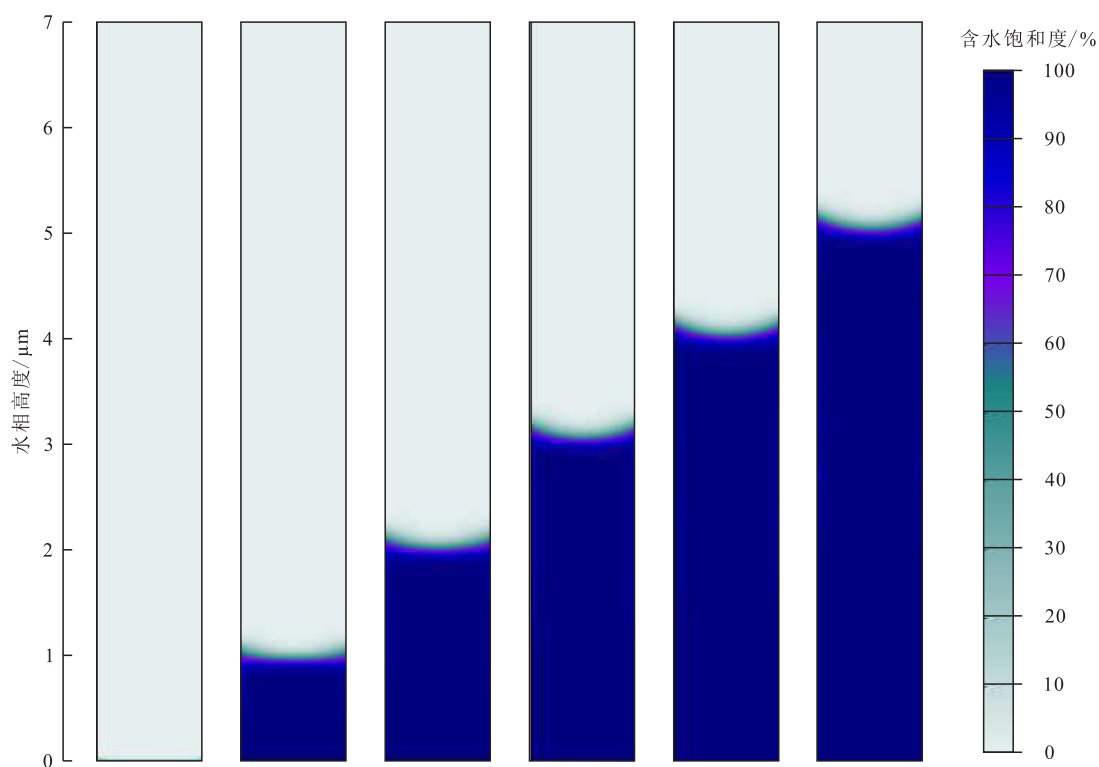


图3 YIN等的微观实验结果与LS方法模拟结果对比

Fig.3 Comparison between microscopic experimental results of YIN, et al and simulation results of LS method



注：图片由左到右时间分别为0、 $2.3 \times 10^{-7}$ 、 $7.5 \times 10^{-7}$ 、 $1.46 \times 10^{-6}$ 、 $2.28 \times 10^{-6}$ 和 $3.35 \times 10^{-6}$  s。

图4 水相接触角为60°时毛细管渗吸过程

Fig.4 Capillary imbibition process with a water phase contact angle of 60°

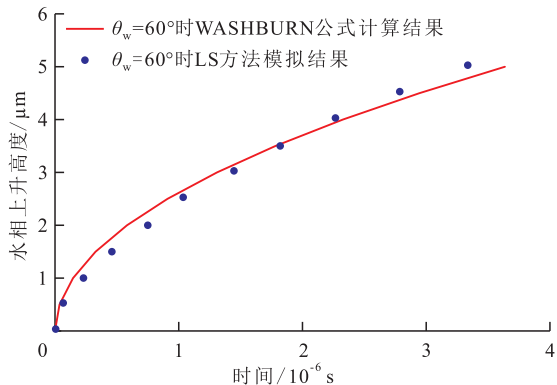


图5 WASHBURN公式计算以及LS方法模拟的水相上升高度与时间的关系

Fig.5 Relationship between time and water phase rise heights calculated by WASHBURN formula and simulated by LS method

岩岩心进行扫描,并通过重构技术获取了砂岩岩心的孔隙结构(图6a)。采用AVIZO软件对孔隙结构进行了阈值分割,进一步降噪得到了真实的三维微观孔隙结构<sup>[44-45]</sup>。将孔隙度参数作为表征单元体(REV)的截取标准,REV的三维孔隙结构长度为970.6 μm,宽度和高度均为559.3 μm,孔隙度为31.1%(图6b)。通过AVIZO软件将REV划分的体网格数为290 493个。

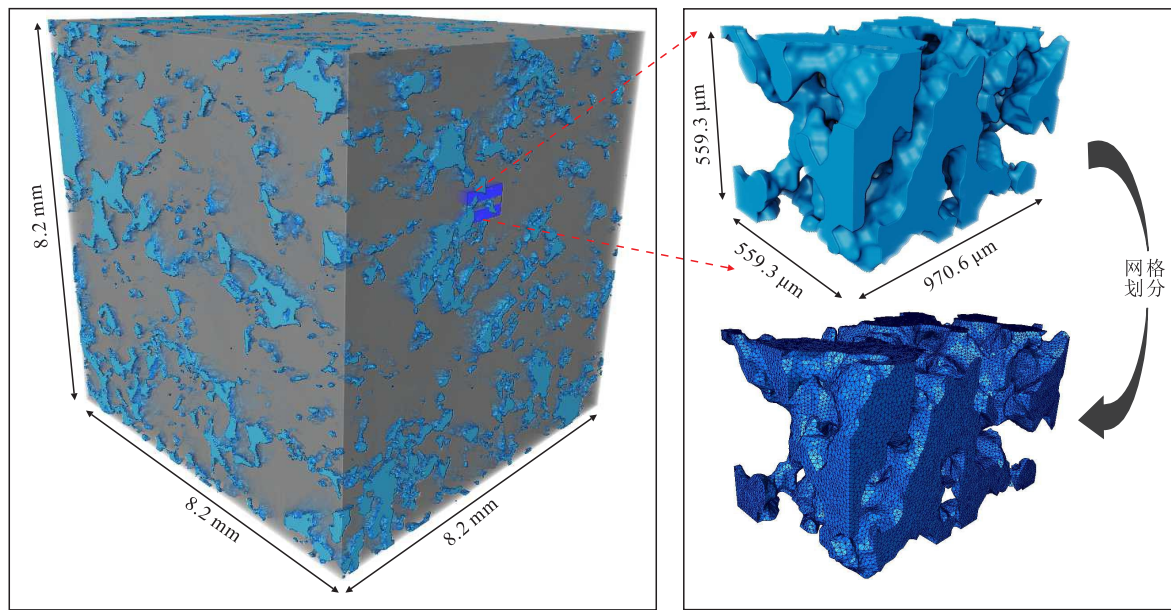
为了深入研究水油两相在不同润湿性、不同直径喉道内的渗流机理,建立了二维机理模型,进而

对水油两相的渗流过程进行受力分析。机理模型的喉道直径分别为4、6和8 μm,喉道长度为100 μm,划分网格数为61 264个(图7)。

### 2.2 模拟设置

**润湿性分类** 为了量化研究润湿性对水油两相渗流的影响,还需要对润湿性进行分类。岩石表面的润湿性可以采用水相在其表面的接触角来表征。ALBAZZAZ等将岩石表面水相接触角的范围划分为6个部分<sup>[46]</sup>。值得注意的是,当岩石表面水油两相的水相接触角为90°时,在驱替过程中不存在毛管压力,需要将该接触角进行独立研究。因此,将岩石表面水相接触角进一步划分为7个部分,分别为强水湿( $0^\circ \leq \theta_w < 30^\circ$ )、中水湿( $30^\circ \leq \theta_w < 60^\circ$ )、弱水湿( $60^\circ \leq \theta_w < 90^\circ$ )、中性润湿( $\theta_w = 90^\circ$ )、弱油湿( $90^\circ < \theta_w \leq 120^\circ$ )、中油湿( $120^\circ < \theta_w \leq 150^\circ$ )和强油湿( $150^\circ < \theta_w \leq 180^\circ$ )(图8)。

**模拟条件** 三维微观多孔介质和二维机理模型在初始状态时,多孔介质内饱和原油(红色),然后采用水(蓝色)驱替多孔介质内饱和的原油。实验室测得45℃储层条件下的原油黏度为12 mPa·s,水黏度为0.6 mPa·s,水油两相的界面张力为0.03 N/m。根据真实油藏水油渗流速度换算得到三维微观多孔介质模型的注入速度为1 mm/s。二维机理模型



a.砂岩岩心孔隙结构

b.REV网格划分过程

图6 多孔介质三维微观结构获取流程

Fig.6 Workflow for obtaining three-dimensional micro structure of porous media

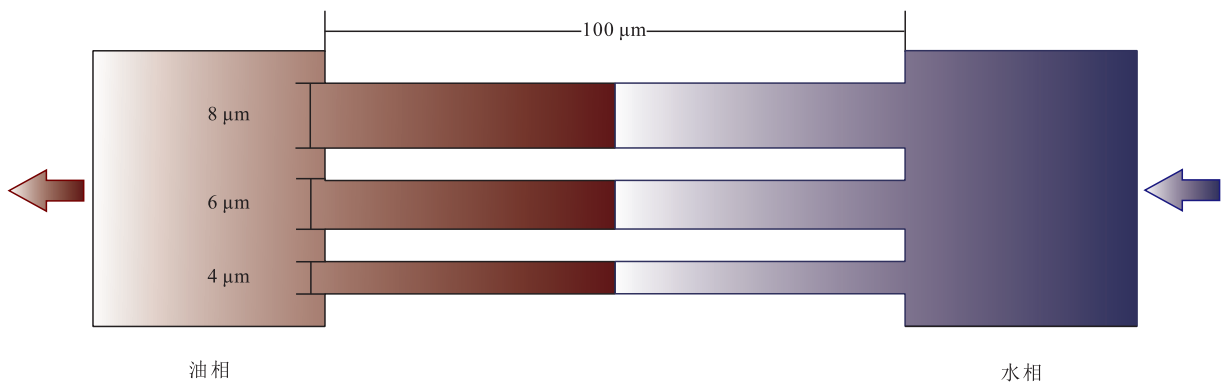


图7 二维机理模型微观孔隙结构

Fig.7 Two-dimensional mechanism model of micro porous structure

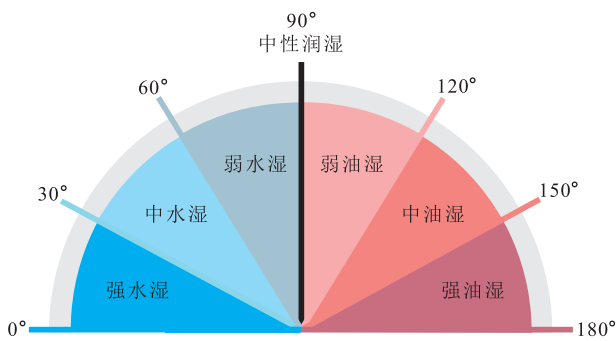


图8 不同润湿性的区域分类(据文献[46]修改)

Fig.8 Classification of regions with different wettability (Modified by reference [46])

的注入速度设置为0.1 mm/s。

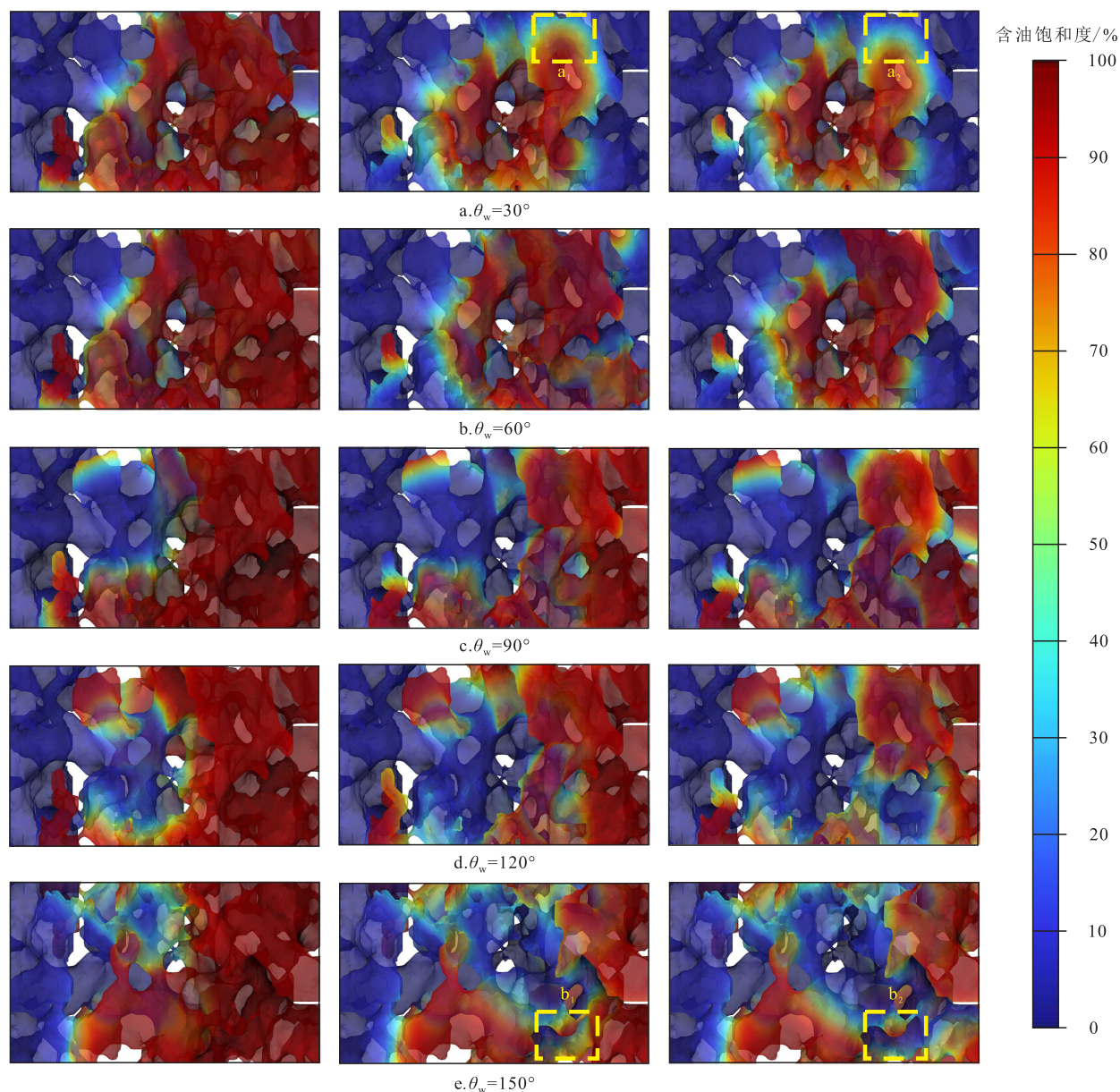
模拟方案 根据D油田天然砂岩岩心水相接触角的测试数据,水相接触角为30°~150°,表明岩石表面状态包含中水湿、弱水湿、中性润湿、弱油湿和中油湿5种。设计的具体模拟方案见表1。

表1 三维微观多孔介质表面不同润湿状态模拟方案  
Table1 Simulation scheme for different wet states on surfaces of three-dimensional microporous media

模型类型	水相接触角/(°)				
	中水湿	弱水湿	中性润湿	弱油湿	中油湿
三维微观多孔介质模型	30	60	90	120	150
二维机理模型	/	60	90	120	/

### 3 实验结果与分析

从水驱油过程的含油饱和度场(图9)可以看出,当岩石表面为水湿状态时( $\theta_w < 90^\circ$ ),水对油滴进行了动用和剥离,多孔介质中的油滴逐渐减少。随着驱替的进行,岩石表面的水膜逐渐变厚(图9a中的 $a_1$ 和 $a_2$ 部分),更多的水汇集到喉道出口处,导致油滴的流动通道逐渐被注入水封闭,最终使油滴被



注：图片由左到右注入量分别为0.2、0.4和0.6 PV。

图9 不同水相接触角水驱油过程中含油饱和度分布

Fig.9 Distribution of oil saturation during water flooding with different water phase contact angles

滞留在孔隙中,形成残余油。当岩石表面为中水湿状态时( $\theta_w=30^\circ$ ),孔隙中油滴被快速动用,并运移至出口处,孔隙内的压力梯度快速下降,这使得剥离原油的动力快速减弱,进而导致较低的微观驱替效率(图9a)。当岩石表面为弱水湿状态时( $\theta_w=60^\circ$ ),原油动用和剥离速度相对于中水湿状态减缓,多孔介质中的压力梯度缓慢降低,这使得动用和剥离的时间更久,更多的油滴被运移出来,从而提高了微观驱替效率(图9b)。在岩石表面为水湿状态时的中期阶段(注入量为0.2~0.4 PV),孤立的油滴在毛管压力作用下继续被缓慢地剥离出来,并被运移出多孔介质,盲端内的油滴体积逐渐减小直至不变。然而,当岩石表面为中性润湿状态时( $\theta_w=90^\circ$ ),多孔

介质中由于没有毛管压力的作用,当注入水突破至出口处时,难以对滞留在盲端内的油滴进行剥离,微观驱替效率在注水驱替过程的后期阶段(注入量为0.4~0.6 PV)变化不大。当岩石表面为油湿状态时( $\theta_w>90^\circ$ ),一般情况下,驱替压力需要克服毛管压力和黏滞力进而动用孔隙内油滴。驱替过程中更多注入水从孔喉中心位置通过,岩石表面形成油膜,但随着驱替的进行,这些油膜逐渐变薄(图9e中的 $b_1$ 和 $b_2$ 部分),当达到一定厚度时,油膜体积不再发生变化。

分析岩石表面为中油湿状态( $\theta_w=150^\circ$ )下注入量为0.6 PV时含油饱和度场,发现了4种残余油分布类型,分别为盲端状残余油(图10a)、膜状残余油

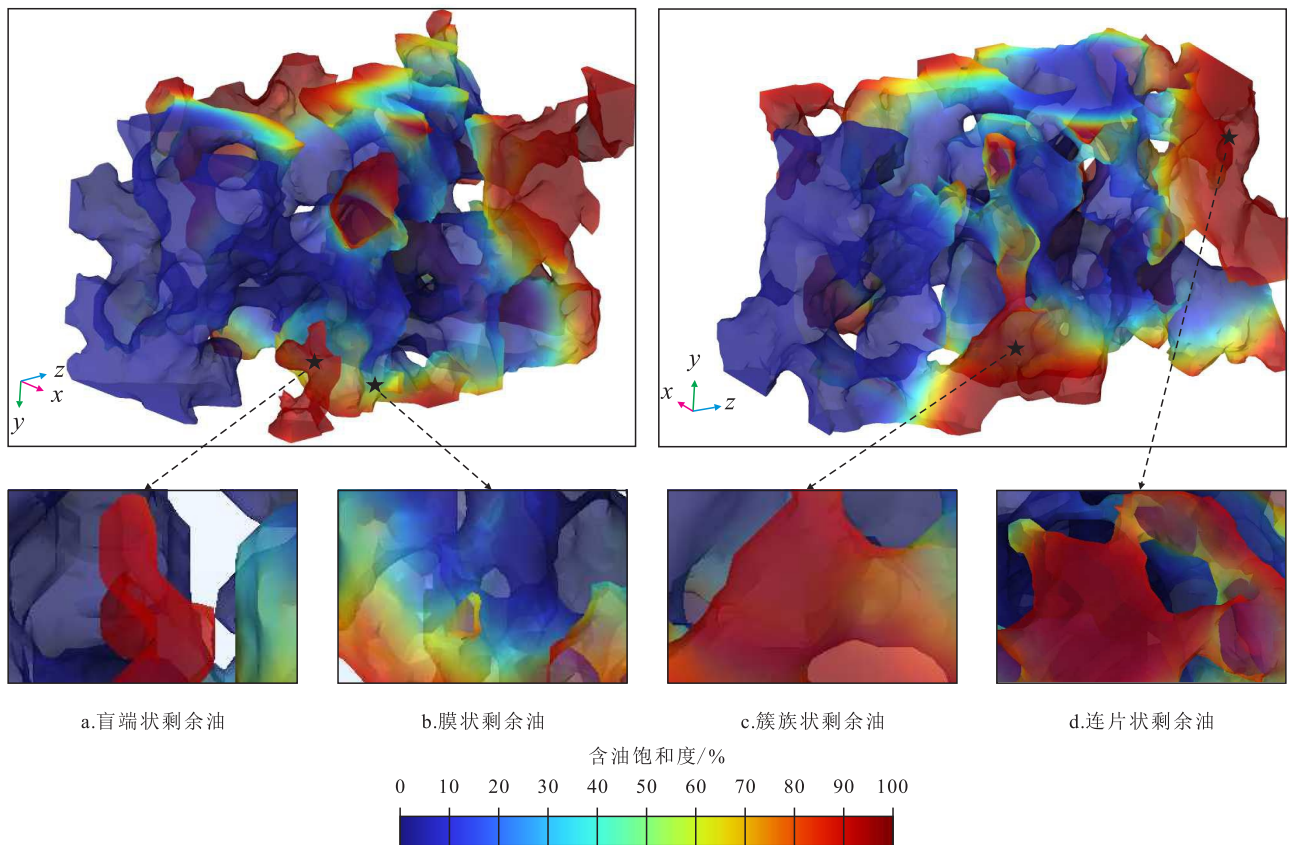


图10 中油湿状态下注入量为0.6 PV时的微观剩余油分布

Fig.10 Microscopic remaining oil distribution for injecting 0.6 PV water under mildly oil-wet condition

(图 10b)、簇状状剩余油(图 10c)和连片状剩余油(图 10d)。盲端状剩余油仅有 1 个覆盖在孔喉的自由面,赋存在孔喉内的油滴在中性润湿状态下无法被驱替出来。膜状剩余油的孔隙单元中心为水相,剩余油覆盖在孔隙壁面,水油界面面积接近于油滴覆盖的孔隙壁面的面积<sup>[47]</sup>。簇状状剩余油连续存在于 3~5 个孔喉内,填充的原油体积与其赋存的孔隙体积大致相同<sup>[47]</sup>。连片状剩余油连续存在于 5 个以上的孔喉内,填充的原油体积与其赋存的孔隙体积大致相同。

通过对比不同润湿状态驱替过程中的微观驱替效率(图 11)发现,当岩石表面为中水湿状态时,驱替中期对比其他润湿状态表现出具有更高的微观驱替效率,这表明在中水湿状态下的渗吸现象更为显著,导致更多的油滴被渗吸至大孔隙中,进而被动用。在后期阶段,其微观驱替效率并未发生明显变化,此时在盲端与连通孔隙内的某一位置处产生的毛管压力与驱替压力达到了平衡状态,导致盲端内的油滴被滞留在孔隙内部,不再发生运移。当岩石表面为弱水湿状态时,虽然驱替前期对比中水湿状态表现出更低的微观驱替效率,但在后期阶段仍有更多的油滴被不断地运移出多孔介质。这表

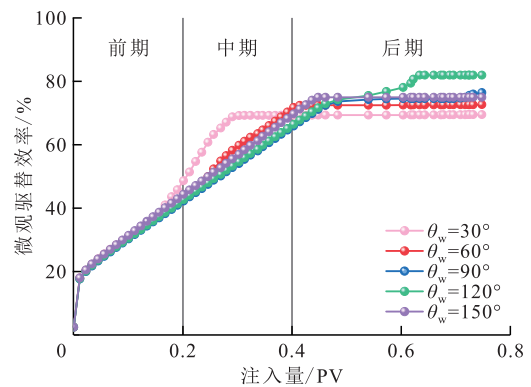


图 11 不同水相接触角下水驱微观驱替效率

Fig.11 Microscopic displacement efficiency of water flooding under different water phase contact angles

明在弱水湿状态,注入水具有更持久的剥离、运移油滴的能力。当岩石表面为弱油湿状态时,注入量为 0.75 PV 时微观驱替效率最高。结合含油饱和度场发现,在该润湿状态下,多孔介质中的水油两相界面表现出更接近于活塞式的运动。

油藏注水驱替过程中从开始到油井见水称为无水采收期,相对应见水时刻油藏的采收率称为无水采收率,这是水驱开发油藏的重要指标<sup>[48]</sup>。当岩石表面为中水湿和弱油湿状态时,分别对应最早和最晚的注水突破时间,也分别对应了最低和最高的



微观驱替效率(图12)。从弱油湿分别向中水湿和中油湿转变的过程中,注水突破时间均缩短,这表明注入水更容易向指进的趋势发展。综合对比可以看出,当岩石表面为弱油湿状态时,可能具有最高的微观驱替效率。因此,适度改变岩石表面的润湿性可以延缓水驱指进现象的发生,进而提高微观驱替效率。

在岩石表面不同润湿状态的驱替过程中,注入水在多孔介质中均会沿着大孔隙通道发生优先流动。水相接触角不同导致产生这种优先流动现象的位置也不同。从不同润湿状态的驱替压力传播过程(图13)发现,在由中水湿向弱油湿转变的过程中,微观非均质多孔介质的出口与入口之间的压

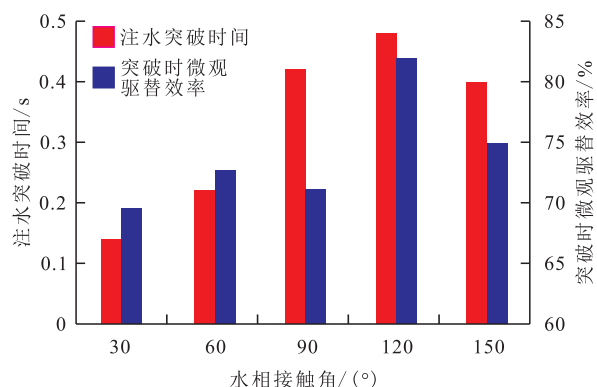
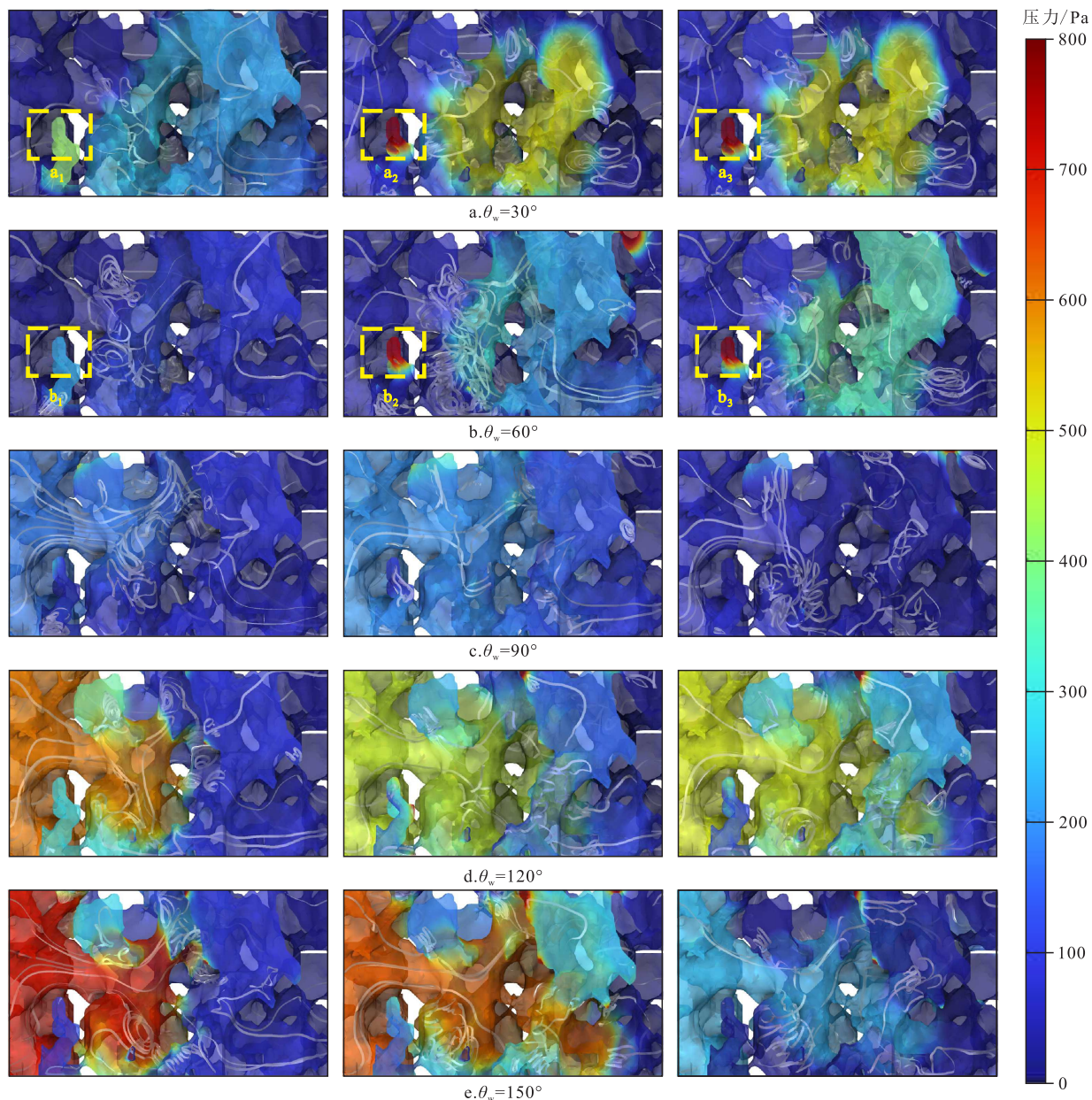


图12 不同水相接触角时的注水突破时间与突破时微观驱替效率

Fig.12 Breakthrough time of water injection and corresponding microscopic displacement efficiency with different water phase contact angles



注: 图片由左到右注入量分别为0.2、0.4和0.6 PV。

图13 不同水相接触角水驱油过程中压力与流线分布

Fig.13 Pressure and streamline distribution during water flooding with different water phase contact angles

力差增大,压力梯度增加,这更有利于注入水驱替出更多的油滴。但在中性润湿向中水湿转变的过程中,盲端内部的水油界面两侧的压力差明显增大,盲端内部的油滴产生了逐渐向外运移的流动条件(图13a中的 $a_1$ 、 $a_2$ 、 $a_3$ 部分分别对应图13b的 $b_1$ 、 $b_2$ 、 $b_3$ 部分)。从不同润湿状态驱替流线场中可以发现,当岩石表面为水湿状态时,盲端处出现了较其他润湿状态更为明显的流线变化,表明在盲端处持续发生油滴的剥离和运移现象(图13)。岩石表面润湿性不同,导致多孔介质中的优先流动通道存在较为明显的差异。

当岩石表面呈现不同润湿状态时,水驱油过程表现出诸多显著的差异。为了进一步研究出现这些差异的渗流机理,采用二维机理模型,对水油两相渗流过程进行受力分析。结果(图14)表明:当壁面为弱水湿状态时,不同直径喉道内的两相界面在驱替渗流的过程中存在较为明显的不同(图14a)。两相界面在喉道内主要受毛管压力、黏滞力和驱替压力的影响。在相对中、小喉道内的驱替压力为两相界面前进的动力,黏滞力为阻力。而在相对较大的喉道内油相压力有可能高于水相压力,其作用方向与油滴正向渗流方向相反(图14b)。

管压力则取决于多孔介质润湿性<sup>[48]</sup>。不同直径喉道内的毛管压力大小不同,当较小喉道内动力与阻力比值较大时,注入水则会优先进入较小的喉道。当壁面为中性润湿状态时,不同直径喉道内的两相界面均垂直于壁面,与其他润湿状态相比,渗流速度较为缓慢(图14c)。由于壁面为中性润湿状态,喉道内只存在黏滞力和驱替压力(图14d),仅当驱替压力与黏滞力的比值大于1时,喉道内的水油两相才发生流动,在相对较大喉道内的两相界面出现了优先流动现象。当壁面为弱油湿状态时,在相对大喉道内的两相界面向前推进,而中、小喉道内的两相界面运动方向则与正向渗流方向相反(图14e)。在相对大喉道内的驱替压力为相界面前进的动力,黏滞力和毛管压力为阻力(图14f),而中、小喉道内的毛管压力大于黏滞力与驱替压力,其作用方向与正向渗流方向相反。综上所述,喉道壁面的润湿性和直径大小均显著影响了水油两相的渗流过程。

### 4 结论

(1)当岩石表面为水湿状态时,注入水更快速

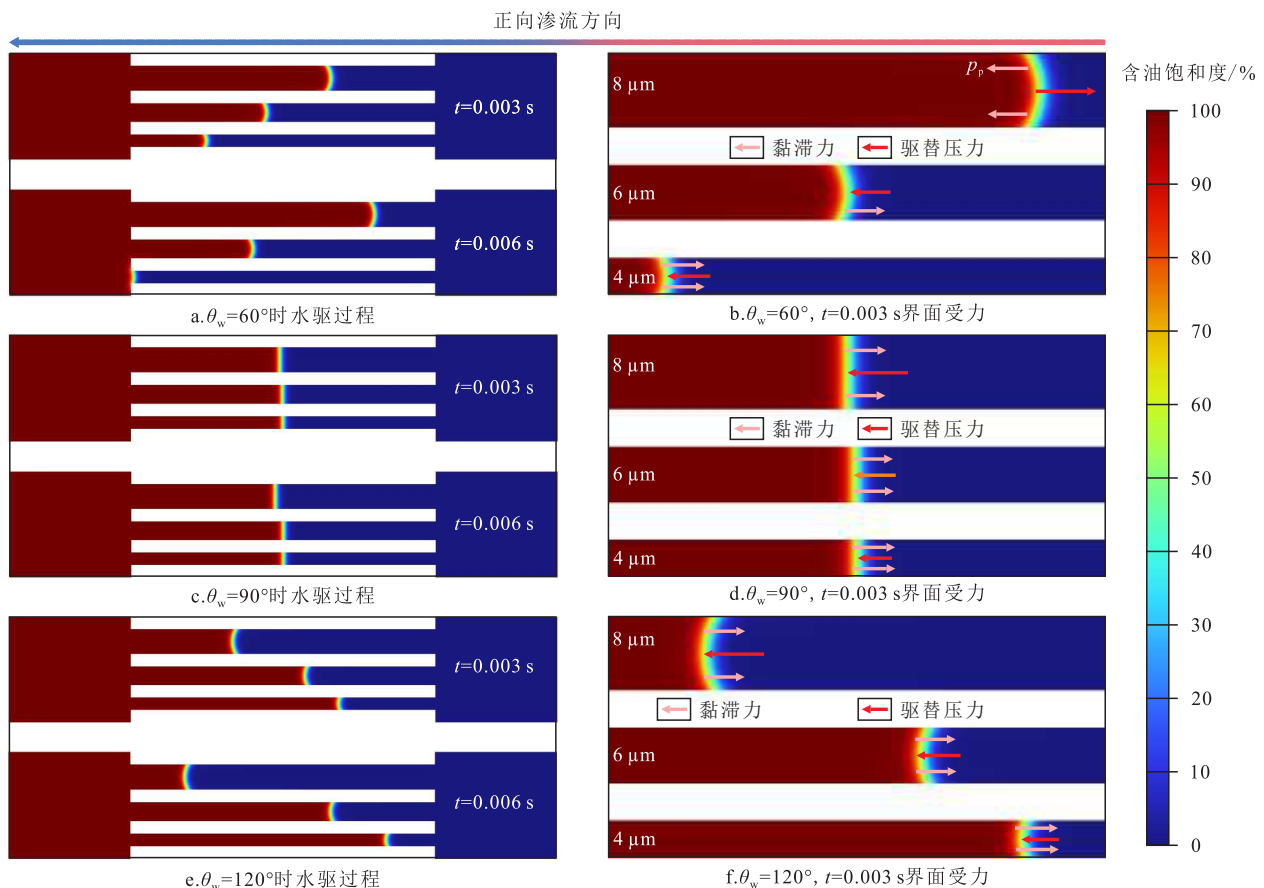


图14 不同润湿状态与不同直径喉道中的水驱过程与界面受力

Fig.14 Water flooding process and interface forces in different pore throats with different wet states and diameters

地动用和剥离多孔介质中的油滴,而在油湿状态时,注入水则会沿着孔喉中心位置通过,形成膜状剩余油。

(2)两相界面在水湿或油湿的喉道内主要受毛细管压力、黏滞力和驱替压力的综合作用,润湿性和喉道直径均显著影响了水油两相在多孔介质中的渗流过程。

(3)从弱油湿分别向中水湿和中油湿转变的过程中,微观多孔介质注水突破时间缩短,注入水更容易形成指进现象。适度改变岩石表面润湿性可以延缓指进现象的发生,从而提高微观驱油效率。

### 参考文献

- [1] ZECH A, ZEHNER B, KOLDITZ O, et al. Impact of heterogeneous permeability distribution on the groundwater flow systems of a small sedimentary basin [J]. *Journal of Hydrology*, 2016, 532: 90-101.
- [2] MAKKY A A, ALASWAD A, GIBSON D, et al. Prediction of the gas emission from porous media with the concern of energy and environment [J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2017, 68(2): 1 144-1 156.
- [3] FAKHARI A, LI Y F, BOLSTER D, et al. A phase-field lattice Boltzmann model for simulating multiphase flows in porous media: application and comparison to experiments of CO<sub>2</sub> sequestration at pore scale [J]. *Advances in Water Resources*, 2018, 114: 119-134.
- [4] 冯洋,杨国旗,李颖涛,等.基于砂岩岩心模型的微观水驱油渗流规律和剩余油赋存状态实验[J]. *非常规油气*, 2022, 9(4): 98-106.  
FENG Yang, YANG Guoqi, LI Yingtao, et al. Experiment of microscopic water flooding seepage law and remaining oil occurrence state based on sandstone core model [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(4): 98-106.
- [5] 王长权,田中敬,王晨晨,等.基于应力敏感的致密油藏孔隙结构及油水两相渗流特征[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(4): 131-138.  
WANG Changquan, TIAN Zhongjing, WANG Chenchen, et al. Pore structure and oil-water two-phase seepage characteristics of tight oil reservoirs based on stress sensitivity [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(4): 131-138.
- [6] 石立华,程时清,常毓文,等.致密油藏非等径毛细管微观渗吸影响因素[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(2): 68-76.  
SHI Lihua, CHENG Shiqing, CHANG Yuwen, et al. Influencing factors of non-equal-radius capillary microscopic imbibition in tight reservoir [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(2): 68-76.
- [7] ALI J A, KOLO K, MANSHAD A K, et al. Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding [J]. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2018, 27(4): 1 371-1 383.
- [8] 杨庭宝,钟会影,夏惠芬,等.基于微观渗流特征的水驱后残余油动用机理研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(6): 46-52.  
YANG Tingbao, ZHONG Huiying, XIA Huiifen, et al. Mechanism of residual oil mobilization after water flooding based on microscopic flow characteristics [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(6): 46-52.
- [9] NEMER M N, RAO P R, SCHAEFER L. Coupled influence of wettability alteration and geometry on two-phase flow in porous media [J]. *Advances in Water Resources*, 2021, 157: 104055.
- [10] NHUNDURU R A E, JAHANBAKHS H A, SHAHROKHI O, et al. The impact of wettability on dynamic fluid connectivity and flow transport kinetics in porous media [J]. *Water Resources Research*, 2022, 58(6): 1-19.
- [11] 姚同玉,李继山.润湿反转与润湿性反转剂[J]. *西安石油大学: 自然科学版*, 2007, 22(4): 69-71.  
YAO Tongyu, LI Jishan. Wettability alteration and wettability alteration agents [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2007, 22(4): 69-71.
- [12] BAKHSHIAN S, RABBANI H S, SHOKRI N, et al. Physics-driven investigation of wettability effects on two-phase flow in natural porous media: recent advances, new insights, and future perspectives [J]. *Transport Porous Media*, 2021, 140(1): 85-106.
- [13] 冯雪钢,岳湘安,安维青,等.特低渗透与中高渗透岩心润湿性对水驱特性影响的差异[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(2): 94-99.  
FENG Xuegang, YUE Xiang'an, AN Weiqing, et al. Difference in effects of wettability of ultra-low and medium-high permeability cores on waterflooding characteristics [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(2): 94-99.
- [14] 卢宁,东晓虎,刘慧卿,等.不同类型壁面稠油-水体系润湿规律实验与分子动力学模拟[J]. *中国海上油气*, 2023, 35(2): 111-121.  
LU Ning, DONG Xiaohu, LIU Huiqing, et al. Experimental and molecular dynamics simulation study on the wetting characteristics of heavy oil-water system on different pore surfaces [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(2): 111-121.
- [15] 刘畅,陈桂华,路媛媛,等.鄂尔多斯盆地东缘A区块上古生界致密砂岩储层微观孔喉结构表征[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 122-131.  
LIU Chang, CHEN Guihua, LU Yuanyuan, et al. Micro pore throat structural characterization of Upper Paleozoic tight sandstone reservoir of block A in the eastern margin of Ordos Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 122-131.

- [16] 孙雅雄,张坦,丁文龙,等.压汞法与数字图像分析技术在致密砂岩储层微孔隙定量分析中的应用——以鄂尔多斯盆地吴起油田X区块为例[J].石油实验地质,2022,44(6):1 105-1 115.  
SUN Yaxiong, ZHANG Tan, DING Wenlong, et al. Application of mercury intrusion method and digital image analysis in quantitative analysis of micro-scale pores in tight sandstone reservoirs: a case study of X block in Wuqi Oil Field, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(6): 1 105-1 115.
- [17] 李昊远,庞强,魏克颖,等.致密砂岩储层孔隙结构分形特征对气水渗流规律的影响——以苏里格气田东南部桃2区块山1段为例[J].断块油气田,2023,30(2):177-185.  
LI Haoyuan, PANG Qiang, WEI Keying, et al. Influence of pore structure fractal features of tight sandstone reservoir on gas-water seepage law: a case study of Shan 1 Member in Tao 2 block of southeastern Sulige Gas Field [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(2): 177-185.
- [18] 严敏,赵靖舟,黄延昭,等.鄂尔多斯盆地东南部长6段致密砂岩孔喉结构及演化[J].新疆石油地质,2023,44(6):674-682.  
YAN Min, ZHAO Jingzhou, HUANG Yanzhao, et al. Pore throat structure and evolution in Chang 6 tight sandstone reservoirs in southeastern Ordos basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(6): 674-682.
- [19] BLUNT M J. Flow in porous media-pore-network models and multiphase flow [J]. Current Opinion in Colloid & Interface Science, 2001, 6(3): 197-207.
- [20] BRYANT S, BLUNT M. Prediction of relative permeability in simple porous media [J]. Physical Review A, 2004, 46(4): 2 004-2 011.
- [21] YAO J, SUN H, LI A, et al. Modern system of multiphase flow in porous media and its development trend [J]. Chinese Science Bulletin, 2018, 63(4): 425-451.
- [22] HOSSEINI M A, KAMRAVA S, SAHIMI M, et al. Effect of wettability on two-phase flow through granular porous media: fluid rupture and mechanics of the media [J]. Chemical Engineering Science, 2023, 269: 118446.
- [23] MCNAMARA G R, ZANETTI G. Use of the Boltzmann equation to simulate lattice-gas automata [J]. Physical Review Letters, 1988, 61(20): 2 332-2 335.
- [24] HIRT C W, NICHOLS B D. Volume of fluid (VOF) method for the dynamics of free boundaries [J]. Journal of Computational Physics, 1981, 39(1): 201-225.
- [25] JACQMIN D. Calculation of two-phase Navier-Stokes flows using phase-field modeling [J]. Journal of Computational Physics, 1999, 155(1): 96-127.
- [26] OSHER S, SETHIAN J A. Fronts propagating with curvature-dependent speed: algorithms based on Hamilton-jacobi formulations [J]. Journal of Computational Physics, 1988, 79(1): 12-49.
- [27] GUNSTENSEN A K, ROTHMAN D H, ZALESKI S. Lattice Boltzmann model of immiscible fluids [J]. Physical Review A, 1991, 43(8): 4 320-4 327.
- [28] 徐强,郭烈锦.气液两相射流凝结传热与压力波动特性研究进展[J].中国科学:技术科学,2020,50(10):1 274-1 287.  
XU Qiang, GUO Liejin. Review on condensation heat transfer and pressure fluctuation characteristics of gas-liquid two-phase jet flow [J]. Scientia Sinica Technologica, 2020, 50(10): 1 274-1 287.
- [29] 柳安军,陈杰,杨超,等.含油可变形界面的两相流和传递数值模拟[J].中国科学:物理 力学 天文学,2017,47(7):95-110.  
LIU An'jun, CHEN Jie, YANG Chao, et al. Simulation of two-phase flow and mass transfer with deformable interface [J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2017, 47(7): 95-110.
- [30] 王琳琳,田辉,李国君.基于Level Set方法对油水和气水两相界面的数值模拟[J].应用力学学报,2010,27(2):298-302.  
WANG Linlin, TIAN Hui, LI Guojun. Numerical simulation of oil-water and air-water two-phase flow based on level set methods [J]. Chinese Journal of Applied Mechanics, 2010, 27(2): 298-302.
- [31] 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):585-592.  
ZHAO Yulong, ZHOU Houjie, LI Hongxi, et al. Gas-water two-phase flow simulation of low-permeability sandstone digital rock: level-set method [J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2021, 38(5): 585-592.
- [32] PANTON R L. Incompressible flow [M]. Hoboken: John Wiley and Sons Inc, 2013.
- [33] ZHU Z W, SONG Z L, SHAO Z L, et al. Simulation of imbibition in porous media with a tree-shaped fracture following the level-set method [J]. Physics of Fluids, 2021, 33(8): 082109.
- [34] AMIRI H A A, HAMOUDA A A. Evaluation of level set and phase field methods in modeling two phase flow with viscosity contrast through dual-permeability porous medium [J]. International Journal of Multiphase Flow, 2013, 52: 22-34.
- [35] XU J J, REN W Q. A level-set method for two-phase flows with moving contact line and insoluble surfactant [J]. Journal of Computational Physics, 2014, 263: 71-90.
- [36] ZIMMERMAN W B. Multiphysics modeling with finite element methods (series on stability, vibration and control of systems, series) [M]. London: World Scientific, 2006.
- [37] KUMAR P, PATHAK M. Dynamic wetting characteristics during droplet formation in a microfluidic T-junction [J]. International Journal of Multiphase Flow, 2022, 156: 104203.
- [38] COMSOL. COMSOL Multiphysics user's guide, Version 6. 0

- [M]. Sweden: Comsol Inc. Stockholm, 2020.
- [39] KUNZ P, ZARIKOS I M, KARADIMITRIOU N K, et al. Study of multi-phase flow in porous media; comparison of SPH simulations with micro-model experiments [J]. *Transport in Porous Media*, 2016, 114(2): 581-600.
- [40] YIN X, ZARIKOS I, KARADIMITRIOU N K. Direct simulations of two-phase flow experiments of different geometry complexities using Volume-of-Fluid (VOF) method [J]. *Chemical Engineering Science*, 2019, 195: 820-827.
- [41] WASHBURN E W. The dynamics of capillary flow [J]. *Physical Review Journals*, 1921, 17(3): 273-283.
- [42] LI Y, MASON G, MORROW N R. Capillary pressure at a saturation front during restricted counter-current spontaneous imbibition with liquid displacing air [J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 87: 275-289.
- [43] CAI J C, CHEN Y, LIU Y, et al. Capillary imbibition and flow of wetting liquid in irregular capillaries: a 100-year review [J]. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2022, 304: 102654.
- [44] 胡渤,蒲军,苟斐斐.基于数字岩心的致密砂岩微观孔喉结构定量表征[J].*油气地质与采收率*,2022,29(3):102-112.
- HU Bo, PU Jun, GOU Feifei. Quantitative characterization of pore throat microstructure of tight sandstone based on digital core technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(3): 102-112.
- [45] 孟杰,李长冬,闫盛熠,等.基于 $\mu$ CT技术的白鹤滩库区致密砂岩孔-裂隙三维成像特征研究[J].*地质科技通报*,2023,42(1): 20-28.
- MENG Jie, LI Changdong, YAN Shengyi, et al. 3D imaging characteristics of pore and fracture of tight sandstone in Baihetan reservoir area based on  $\mu$ CT technology [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2023, 42(1): 20-28.
- [46] ALBAZZAZ W, ALMUDHHI S, ALOSTATH M. Investigating wettability contact angle measurement in Kuwaiti heavy oil reservoir and modeling using 2D imaging technologies [J]. *Petroleum Science & Technology*, 2019, 37(6): 694-700.
- [47] 孙红霞.基于VOF的油水两相孔隙尺度数值模拟方法研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018.
- SUN Hongxia. Pore-scale two-phase numerical simulation method based on VOF [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2018.
- [48] TABER J J. Dynamic and static forces required to remove a discontinuous oil phase from porous media containing both oil and water [J]. *SPE Journal*, 1969, 9(1): 3-12.

编辑 经雅丽