

不同润湿性油藏水驱微界面运移特征研究

史博文, 唐洪立, 曹修太, 钟会影*

东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 大庆 163318

* 通信作者, zhh987@126.com

收稿日期: 2025-02-28; 修回日期: 2025-03-25

国家自然科学基金“考虑移动接触线特性的黏弹性流体驱油两相渗流相间微界面动力学行为研究”(编号: 52374032)资助

摘要 为探究水驱过程中不同润湿性条件下油水微界面的运移特征及其演变规律, 基于N-S方程建立Hele-Shaw圆柱式模型, 采用相场法界面追踪驱替过程中油水微界面的拓扑变形特征, 研究润湿性、油水粘度比及毛细管数对油水微界面形变的影响。结果表明, 水驱过程中油水微界面的动态演变过程可以分为4个阶段, 即突破、分裂、三相接触线交汇及微界面融合。微界面的突破和分裂在驱替周期内重复发生, 且不受润湿性和岩石颗粒分布的影响; 三相接触线交汇和微界面融合具有相近的形变特征, 主要受润湿性和岩石颗粒分布的影响。三相接触线交汇现象主要出现在亲水条件, 而微界面融合现象则出现在亲油条件。润湿性由强亲水转变为强亲油时, 水驱前缘变化幅度先降低后升高, 在弱亲水条件时, 呈现“活塞式”驱替模式。模拟发现在弱亲水条件下的驱油效率最高, 而强亲油条件下的驱油效率最低(61.06%)。在弱亲水和相同注入孔隙体积倍数条件下, 随着油水粘度比从20增加到100时, 三相接触线交汇现象的发生率逐渐降低, 微观驱油效率降幅为8.56%, 且驱替启动压力也随之降低; 毛细管数从 0.66×10^{-3} 增加至 2.0×10^{-3} 时, 三相接触线交汇的发生率增加, 模型内的剩余油体积减小, 驱油效率提高9.36%。这表明在亲水条件下, 增加三相接触线交汇现象的发生率能够显著提高驱油效率。研究结果能够丰富水驱微观渗流机理, 为深度挖潜水驱剩余油提供理论依据。

关键词 水驱; 微界面运移特征; 润湿性; 油水粘度比; 毛细管数

中图分类号: TE341; TE312

Deformation characteristics of micro-interface of water flooding in different wettability reservoirs

SHI Bowen, TANG Hongli, CAO Xiutai, ZHONG Huiying

Key Laboratory for Enhanced Oil & Gas Recovery of the Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China

Received: 2025-02-28; Revised: 2025-03-25

Abstract In order to investigate the deformation characteristic and transport behavior of oil-water micro-interface and its evolution law under different wettability conditions in water flooding, a Hele-Shaw cylindrical model has been constructed based on the N-S equation. Phase field method has been employed to track the topological deformation characteristics of oil-water micro-interface in water flooding. The effect of wettability, oil-water viscosity ratio, and capillary number on the deformation

引用格式: 史博文, 唐洪立, 曹修太, 钟会影. 不同润湿性油藏水驱微界面运移特征研究. 石油科学通报, 2025, 10(02): 219–231

SHI Bowen, TANG Hongli, CAO Xiutai, ZHONG Huiying. Deformation characteristics of micro-interface of water flooding in different wettability reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(02): 219-231. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.010

characteristic and evolution process of oil-water micro-interfaces has been studied. The simulation results show that the dynamic evolution process of oil-water micro-interfaces observed from the model surface in water flooding can be divided into four stages, including breakthrough, fracture, three-phase contact line intersection, and micro-interface merging. The breakthrough and fracture phenomenon of oil-water micro-interfaces can be observed repeatedly in the displacement process, and is not affected by wettability and rock particle distribution. Three-phase contact line intersection and micro-interface merging phenomenon have the similar deformation characteristics and evolution law in the vertical profile of the model, which are mainly influenced by wettability and rock particle distribution. Three-phase contact line intersection phenomenon occurs more frequently under water-wet condition, while the micro-interface merging phenomenon occurs more frequently under oil-wet condition. The change amplitude of displacement front decreases and then increases in water flooding as wettability changes from strong water-wet to strong oil-wet, which exhibits the piston-like displacement under weak water-wet condition. The simulation results show that the highest oil displacement efficiency is observed under weak water-wet condition, while the lowest oil displacement efficiency (61.06%) is observed under strong oil-wet condition. Moreover, as the oil-water viscosity ratio increases from 20 to 100, the occurrence rate of three-phase contact line intersection phenomenon decreases, the micro oil displacement efficiency decreases by 8.56%, and the initial displacement pressure also increases under weak water-wet and the same injected pore volume multiple condition. As the capillary number increases from 0.66×10^{-3} to 2.0×10^{-3} , the occurrence rate of three-phase contact line intersection phenomenon increases, the volumes of residual oil decreases, the micro oil displacement efficiency increases by 9.36%, and the displacement pressure also decreases under weak water-wet and the same injected pore volume multiple condition. This reveals that the micro oil displacement efficiency can be significantly improved by increasing the occurrence rate of three-phase contact line intersection phenomenon under water-wet condition. The research results can enrich the micro flow mechanism in water flooding, and provide a theoretical basis for further explore and utilize the residual oil.

Keywords water flooding; micro-interface deformation characteristics; wettability; oil-water viscosity ratio; capillary number

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.010

0 引言

经过几十年的注水开发,我国老油田均已进入“双高”、“特高”开发阶段,水驱矛盾愈加突出,剩余油分布更加复杂,稳油控水目标难以实现^[1]。在水驱开发过程常面临储层物性变差,层内、井网及井间矛盾加剧,注入水低效、无效循环突出,以及油水关系复杂等问题,使剩余油精细高效挖潜难度增大,导致油田开发效果难以预测^[2]。同时,考虑到润湿性、油水粘度比及毛细管数是影响水驱开发过程及剩余油成因的重要属性^[3],因此亟需明确其影响机制。由于长期注水开发,岩石壁面的两亲极性物质会随含油饱和度降低而发生解吸附并被携带出储层,导致岩石表面润湿性从亲油/弱亲水逐渐转变为亲水^[4]。在润湿性的影响研究方面,发现润湿性越接近于强亲水时,采收率越高,相较于亲油条件下驱油效率增幅能达到25%~40%,并且能够将壁面吸附滞留的剩余油有效剥离驱替^[5-8]。当润湿性由亲水转变为亲油后,毛细管力也从驱替动力转变为驱替阻力,此时受到毛细管力效应的影响,注入水向小孔隙区域波及,进而造成水驱效果变差^[9-12]。除此之外,剩余油在复杂储层环境中常呈现出“整体分散、局部富集”的复杂分布特征,其不仅受到润湿性、油水粘度比及毛细管力的影响,还与油水复杂接触关系密切关联,为此,需以水驱过

程中油水微界面的运移特征为切入点,捕捉驱替过程中油水的接触模式,厘清微尺度油水渗流规律,进而揭示剩余油形成过程及机理。

近年来,用于模拟润湿性、油水粘度比及毛细管数对水驱效果影响的油藏数值模拟方法已得到广泛应用,具体涉及相场法(Phase field method)^[13-15]、格子玻尔兹曼法(lattice Boltzmann method, LBM)^[16]、流体体积法(Volume-of-fluid, VOF)^[17]及水平集法(Level set method, LSM)^[18]等。其中, VOF法和水平集法都是锐利界面模型,而相场法则是一种扩散界面模型^[19]。相场法通过引入相变量来追踪两相界面,将相变量设置为常数(如1和-1),对于两相界面处的相变量则在-1和1之间连续变化^[20]。该方法的优势在于无需追踪界面的精确位置,规避了经典理论中的稳态假设^[21],结果可信度更高^[22]。基于这种优势,朱光普等^[23]采用相场法,通过构建微观孔隙模型,模拟识别出特高含水期多孔介质内剩余油主要分为5种类型,即孤立油滴、孔喉剩余油、簇状非均质剩余油、油膜、盲端剩余油。同样,冯其红等^[24]基于松散砂岩油藏构建三维孔隙模型,利用相场法界面追踪油水驱替过程,模拟发现亲水条件下毛细管力为驱替动力,而在亲油条件下则为驱替阻力,确定了毛细管力和孔隙颗粒分布是形成簇状剩余油的主要原因。Maaref等^[25]利用相场法,构建均质和非均质多孔介质模型,研究非均质性、润湿性

及油水粘度比对水驱效果的影响，模拟发现强亲油的最终含油饱和度为 0.62，而中性润湿的含油饱和度为 0.5；当油水粘度比从 0.23 降低至 0.023 时，最终的含油饱和度增加了 15%。模拟还指出相场法是可靠的数据模拟方法，能准确捕捉多孔介质模型内的微观渗流规律。综上所述，相场法能够实现对油水微界面形变过程及驱替状态的准确描述，因此采用该方法研究水驱过程中油水微界面的运移特征及演变规律是可行有效的。

除了油藏数值模拟方法是影响微界面运移特征研究的主要因素以外，对于孔隙模型的选择设计也尤为重要。为了可视化描述水驱过程的油水驱替状态，孔隙模型从最早提出的 Hele-Shaw 模型到考虑孔隙结构影响的玻璃珠烧结模型，再升级为基于真实岩心数字结构的刻蚀模型^[26-28]。其中，Hele-Shaw 模型是由英国物理学家 Henry Selby Hele-Shaw 提出，最初用于研究两个平行板之间的稀薄缝隙中不混溶液体的层流流动^[29-30]，而后被用于可视化模拟各种流体现象，如指进现象^[31]、液滴的形成和合并^[32]、湍流^[33]的产生等。相较于数字岩心模型，Hele-Shaw 模型可以将三维的空间流动简化为二维平面流动，便于可视化研究油水驱替过程。因此，选用该模型来近似多孔介质中的流动是符合实际渗流规律的。

因此，本文考虑油藏复杂构造特征，建立 Hele-Shaw 圆柱式模型，采用动态描述微界面拓扑结构演化的相场法，研究水驱过程中油水微界面的运移特征，探究润湿性、油水粘度比及毛细管数对微界面运移过程及驱油效率的影响机制，进一步揭示水驱剩余油的分布特征及其形成过程。研究成果可为后续优化设计剩余油高效驱替开发策略提供科学依据及理论支撑。

1 数学模型

基于 Navier-Stokes(N-S) 方程与相场法，构建能描述微观油水两相流动的数学模型。N-S 方程是描述粘性流体保持动量守恒的运动方程，广泛应用于单相流体流动，而当其被应用于微观油水两相流动模拟时，考虑到不混溶两相微界面的存在，则需引入界面追踪模型。同时，在不同润湿性的油藏条件下，将油水两相流动视作为等温不可压缩流动，忽略流体间的物理化学作用。

1.1 Navier-Stokes 方程

在油藏条件下，多孔介质内油水流动的连续性方

程为^[34]

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \quad (1)$$

式中 \mathbf{u} 为流体速度矢量，m/s。

动量守恒方程可写为^[35]

$$\rho \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \rho (\mathbf{u} \cdot \nabla \mathbf{u}) = \nabla \cdot [-p\mathbf{I} + \mu(\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T)] + \mathbf{F}_{st} \quad (2)$$

式中 ρ 为流体密度，kg/m³； t 为时间，s； p 为流体压力，Pa； \mathbf{I} 为单位向量； μ 为动力粘度，Pa·s； \mathbf{F}_{st} 为油水间界面的相互作用力，N/m，在动量守恒方程中作为体力引入。界面张力项通过空间坐标的总自由能推导来计算表面体力

$$\mathbf{F}_{st} = \sigma \boldsymbol{\kappa} = G \nabla \phi \quad (3)$$

式中 σ 为油水界面张力，N/m； $\boldsymbol{\kappa}$ 为自由界面的平均曲率，1/m； ϕ 为无因次相场变量， $\phi=1$ 表示原油， $\phi=-1$ 表示水，两相界面过渡区域定义为 $-1 < \phi < 1$ ； G 为化学势，化学势由总能量方程推导为

$$G = \lambda \left[\nabla^2 \phi + \frac{\phi(\phi^2 - 1)}{\varepsilon^2} \right] \quad (4)$$

式中 λ 为混合能量密度，J·m⁻¹； ε 为两相界面厚度，m。

对于油水两相驱替过程的界面张力(σ)由以下公式求得

$$\sigma = \frac{2\sqrt{2}\lambda}{3\varepsilon} \quad (5)$$

1.2 Cahn-Hilliard 方程

Cahn-Hilliard 方程是基于能量最小化概念的时间相关形式^[36]，利用最小自由能原理来描述相界面的演化过程。该方程通过近似界面扩散通量与化学势梯度成正比来获得的，确保系统能量守恒，从而能够模拟界面的形成及演变

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \phi = \nabla \cdot \left(\frac{\gamma \lambda}{\varepsilon^2} \nabla \psi \right) \quad (6)$$

$$\psi = -\nabla \cdot \varepsilon^2 \nabla \phi + (\phi^2 - 1)\phi \quad (7)$$

式中 γ 为决定扩散运输时间稳定性的迁移率 ($\gamma = \chi \varepsilon^2$ ， χ 为迁移率调整参数)； ψ 为相场辅助参数，用于将四阶 Cahn-Hilliard 方程拆分为两个二阶方程。

壁面边界条件

$$\mathbf{u} = 0 \quad (8)$$

$$\mathbf{n} \cdot \frac{\gamma \lambda}{\varepsilon^2} \nabla \psi = 0 \quad (9)$$

$$\mathbf{n} \cdot \varepsilon^2 \nabla \phi = \varepsilon^2 \cos \theta |\nabla \phi| \quad (10)$$

式中 θ 为润湿角角度，°； \mathbf{n} 为壁面的法向单位向量。

非混相驱替过程中两相流体体积分数分别为

$$V_{f,1} = \frac{1-\phi}{2} \quad (11)$$

$$V_{f,2} = \frac{1+\phi}{2} \quad (12)$$

$$V_{f,1} + V_{f,2} = 1 \quad (13)$$

式中 $V_{f,1}$ 、 $V_{f,2}$ 分别为油水两相的体积分数。

驱替过程中两相流体的密度与粘度可定义为相场变量的函数

$$\rho = \rho_1 V_{f,1} + \rho_2 V_{f,2} \quad (14)$$

$$\mu = \mu_1 V_{f,1} + \mu_2 V_{f,2} \quad (15)$$

式中 ρ_1 、 ρ_2 分别为两相流体密度, kg/m^3 ; μ_1 、 μ_2 分别为两相流体动力粘度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。

结合上述控制方程组、耦合相场法和 Cahn–Hilliard 方程, 考虑到不同润湿程度的边界条件, 基于有限元方法求解两相流数学模型, 具体求解过程如图 1 所示。

2 Hele-Shaw 圆柱式模型建立

为了精确描述水驱过程中油水微界面的运移特征,

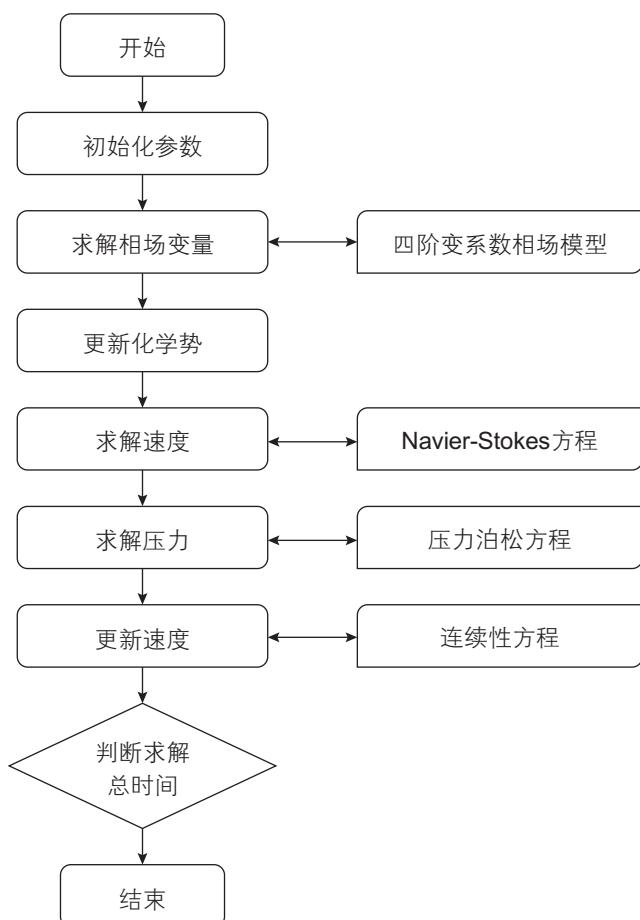


图 1 计算流程图

Fig. 1 The flowchart of calculation

兼顾储层实际流动的复杂性, 本文构建考虑不同润湿性的三维 Hele–Shaw 圆柱式模型, 以体现水驱流动的复杂性, 并最终用于相关模拟的计算, 如图 2 所示。模型尺寸为 $4.31 \text{ mm} \times 2.86 \text{ mm}$, 包括 130 个圆柱形颗粒以形成孔隙固体结构。为抑制入口回流并确保水相的持续注入, 左端预设置宽度为 0.36 mm 的水相饱和区, 作为注入过渡区域。

初始多孔介质内饱和油, 左端作为注入端, 恒速注入水相, 右端作为出口端, 压力为 0 Pa 。油相与水相的密度分别为 $860 \text{ kg}/\text{m}^3$ 和 $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$ 、油相与水相动力粘度分别为 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 和 $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、油水界面张力为 $0.05 \text{ N}/\text{m}$ 。壁面润湿角分别设置为 20° 、 70° 、 90° 、 110° 、 160° , 上下壁面均采用无滑移边界条件。同时, 采用非结构四面体网格对多孔介质区域进行网格剖分, 初始在模型左端入口处以恒定速度 $0.002 \text{ m}/\text{s}$ 注入水相, 对应的毛细管数 Ca 为 0.8×10^{-3} 。

3 模拟结果与分析

3.1 不同润湿性条件下界面运移特征

基于构建的三维 Hele–Shaw 圆柱式模型, 设置油水粘度比 $M=20$ (油相粘度 $\mu_o=20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 水相粘度 $\mu_w=1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$), 多孔介质区域在初始时刻饱和油, 模拟微观水驱过程直至模型内部驱替趋于稳定。润湿性梯度选择为强亲水、弱亲水、中性润湿、弱亲油及强亲油条件($\theta=20^\circ$ 、 70° 、 90° 、 110° 、 160°), 研究在不同润湿性条件下油水微界面的运移特征, 模拟结果如图 3 所示。

图 3 给出了不同润湿性条件下的油水分布特征, 其中蓝色代表注入水, 红色代表原油。比较不同润湿

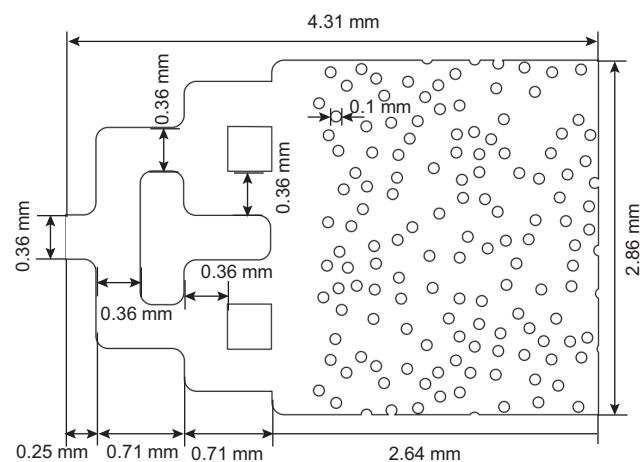
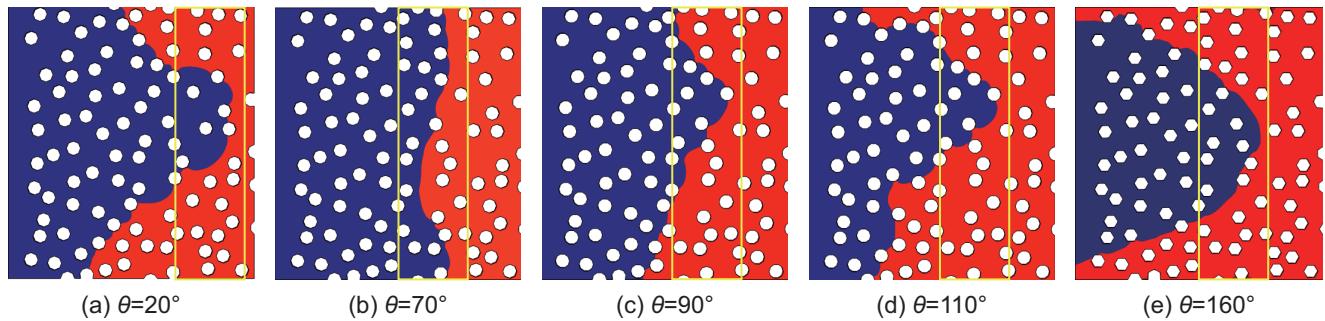


图 2 Hele-Shaw 模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of Hele-Shaw model

图 3 不同润湿性条件下的油水分布特征 ($PV=0.4$)Fig. 3 Distribution characteristics of oil-water under different wettability conditions ($PV=0.4$)

性条件下的油水分布特征，发现润湿性在油水微界面运移过程中具有关键主导作用。如图 3(b)所示，对于弱亲水条件($\theta=70^\circ$)下，水驱前缘接近于活塞式驱替，能够将模型内原油的完全驱替。而对于中性润湿和弱亲油条件($\theta=90^\circ$ 、 110°)下，水驱前缘则表现出非活塞式驱替，与弱亲水时有明显差异，并且还存在部分小孔隙位置处原油滞留的情况。对于强亲水条件($\theta=20^\circ$)，其油水分布特征与中性润湿和弱亲油条件相近，同样是呈现非活塞式驱替模式，存在轻微指进行为；在强亲油条件($\theta=160^\circ$)下，可以观察到“抛物线”形的非活塞式驱替模式，这与 Lenormand 的模拟结果一致^[37]。同样，在强亲油条件的非活塞式驱替过程中，会导致小孔隙空间内连续原油被隔断在圆柱之间。

从图 3 所示的不同润湿性条件下油水分布特征中可以明显看出，水驱前缘驱替模式受润湿性的影响存在较大差异。为了实现对水驱前缘波及状态的定量分析，根据油水微界面长度(L)来划分活塞式驱替和非活塞式驱替。对于水驱前缘的活塞式驱替，其微界面长度在一个恒定值附近波动，该值接近于模型宽度(W^*)。而对于非活塞式驱替， L 则随驱替时间 t 以 $dL/dt > 0$ 的速率增加。

以上述 5 种润湿性条件为例，为探究水驱前缘长度随注入体积的变化规律，根据水驱前缘变化幅度(驱替前缘长度(L)和模型宽度(W^*)之比)与注入孔隙体积倍数(注入水相体积(V)和模型内总孔隙体积(V^*)之比)的相关关系，绘制表征水驱过程中前缘变化幅度的曲线，如图 4 所示。相较于弱亲水条件，强亲水和中性润湿条件水驱前缘变化幅度的波动趋势相近，并且随着注入体积倍数增加，其增幅相似。而对于弱亲油和强亲油条件，可以发现其水驱前缘变化幅度较其余 3 种方案的波动更加明显，且相同注入体积倍数条件下的增幅跨度也更为突出。同时，对比相同润湿条件，不同注入体积倍数下的水驱前缘的变化增幅，总体呈现先增加后减小的趋势，其中下降波动是因为水驱前

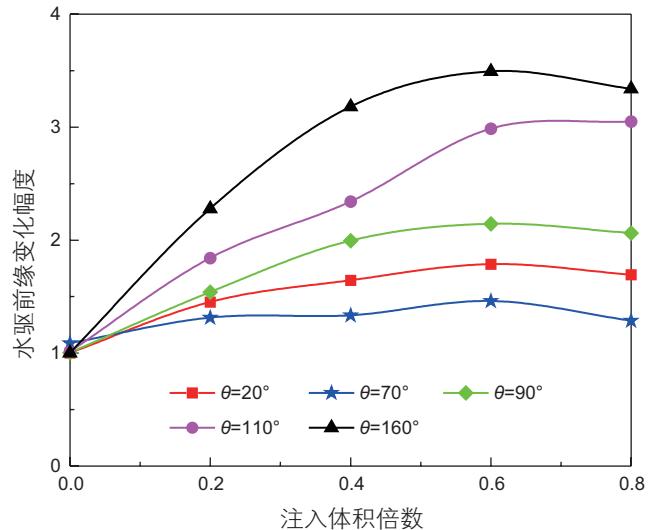


图 4 润湿性对水驱前缘变化幅度的影响

Fig. 4 The effect of wettability on the change amplitude of displacement front in water flooding

缘已经在出口位置突破。结合图 3 的油水分布特征可以看出水驱前缘的指进行为，在弱亲水条件下水驱前缘变化增幅的波动并不明显，近似为模型宽度，总体呈现稳定的变化趋势，因此可将其视作为活塞式驱替。

通过分析不同润湿性条件下的水驱前缘变化增幅，可以得出润湿性对水驱过程油水微界面的动态演变行为的重要作用。为了进一步讨论描述油水微界面的运移特征，将其与图 3 中不同润湿性条件下的油水分布关系相结合，提取具有代表性的局部水驱前缘微界面形态，根据界面演变特征划分油水微界面的演变类型，如图 5 所示，具体涉及突破、分裂、三相接触线交汇以及微界面融合。除常见的驱替前缘的突破和分裂行为以外，驱替前缘还涉及到相邻油—水—岩石三相接触线交汇，以及横跨多根柱子间隙的微界面融合。对于三相接触线交汇，其随着驱替的进行，会出现微界面曲率减小的现象，进而促使水驱前缘在下一时刻形成新的油—水—岩石三相接触线。其中，如图 5(a)所

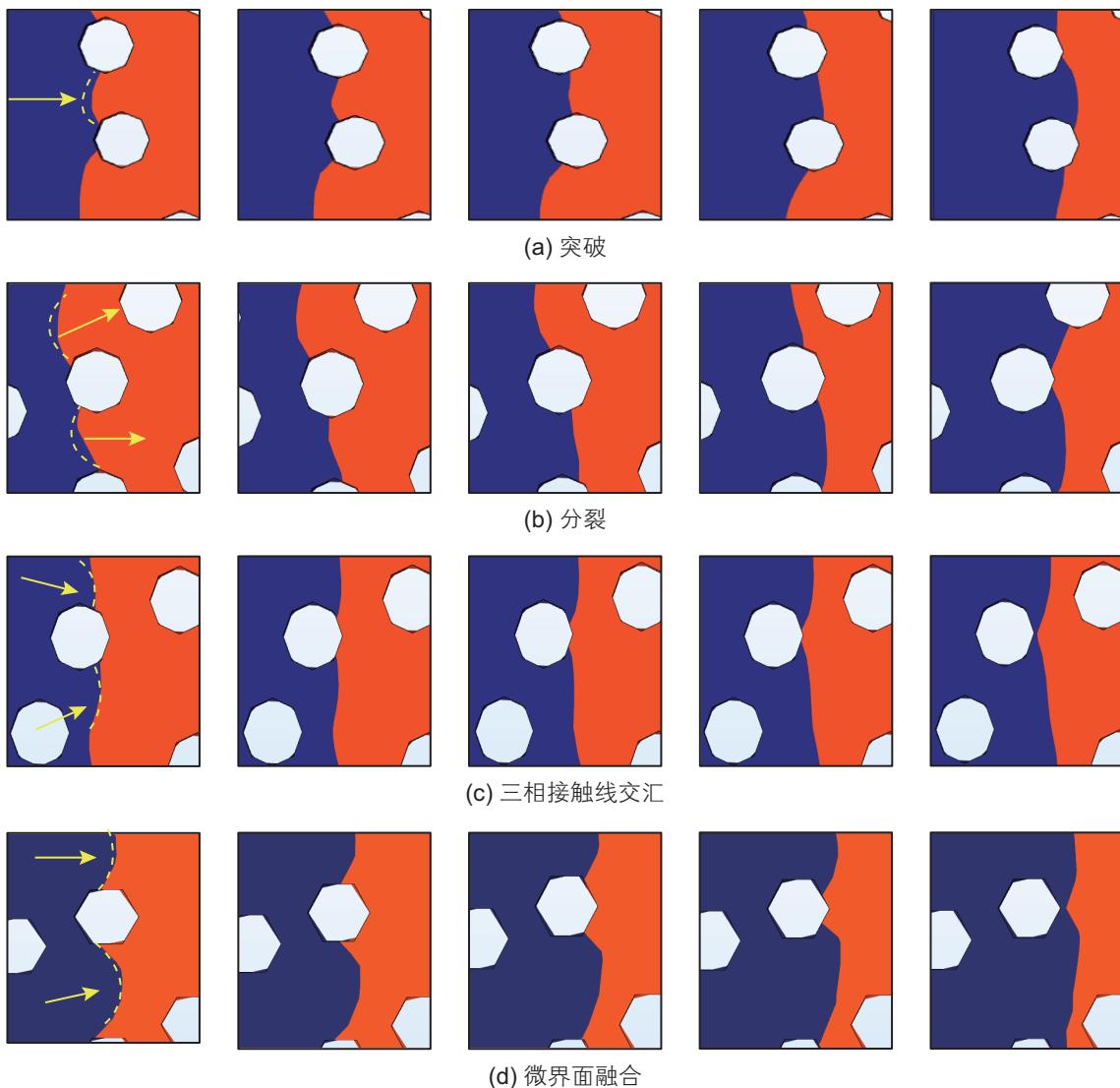


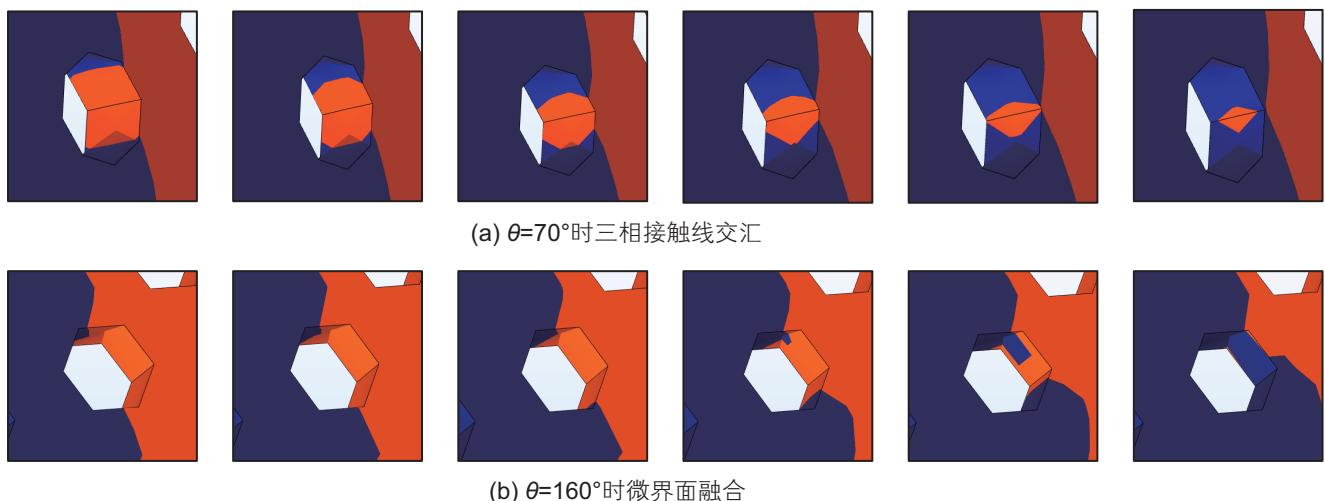
图 5 平面上水驱前缘油水微界面演变过程

Fig. 5 The evolution process of oil-water interface at the displacement front of water flooding on the plane

示, 水驱前缘在突破并形成稳定的油水微界面后, 便会再次形成新的油水微界面, 进而继续沿着孔隙波及。对于突破后的油水微界面通常会在达到最大曲率半径之前接触到圆柱壁面(图 5(b)), 导致其分裂成两个驱替前缘, 并沿着不同的方向继续波及。此时, 新形成的驱替前缘与突破前的水驱前缘相近。因此, 可以认为在水驱过程中微界面突破和分裂的形成条件均与润湿性和驱替前缘波及位置的圆柱颗粒的空间排列无关, 即与岩石颗粒的分布及其壁面润湿状态无关。随着驱替进行, 经过突破和分裂后的水驱前缘还会与另一个驱替前缘相接触, 并逐渐融合形成一个新的驱替前缘(图 5(c)和图 5(d))。考虑到三相接触线的交汇是受润湿性和岩石颗粒分布的影响更为显著, 故其与突破有本质差异。为此, 可以将水驱前缘的交汇融合划分为三相接触线的交汇和微界面融合。其中三相接触线交

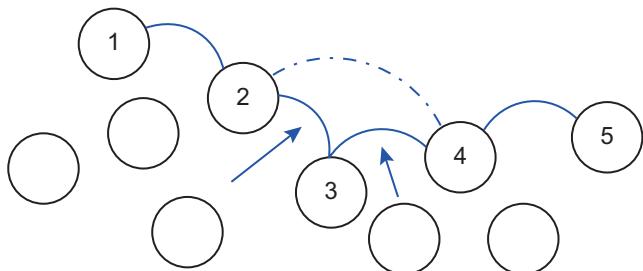
汇是从平面角度上率先观察到在同一固体颗粒的油—水—岩石的三相接触线出现交汇现象, 如图 5(c)所示。但是, 在驱替过程当圆柱表面更亲油(润湿角更大)时, 受润湿性的影响从平面上率先观察到相邻的驱替前缘的融合, 进而形成一个新的驱替前缘, 如图 5(d)所示。因此, 从本质上分析, 三相接触线的交汇以及微界面的融合均受到圆柱壁面的润湿性和岩石颗粒分布的影响。

基于不同润湿条件下的油水分布特征, 得到了平面上油水微界面的演变过程, 然而从平面上仍然不能分析出润湿性是如何影响水驱前缘油水微界面的演变过程的, 因此需要从纵向剖面的角度分析在不同润湿性条件下水驱前缘油水微界面的接触关系, 如图 6 所示。通过对弱亲水与强亲油条件下水驱前缘在圆柱颗粒壁面处的动态演化特征可以发现, 在弱亲水

图 6 不同润湿性条件下纵向油水微界面形态 ($PV=0.8$)Fig. 6 Vertical oil-water micro-interface patterns under different wettability conditions ($PV=0.8$)

条件下, 三相接触线优先在壁面边缘区域发生汇聚, 进而形成由四周向核心区域渐进式扩展的驱替模式, 最终实现对壁面吸附原油的高效剥离; 而在强亲油条件下则呈现出显著差异化的驱替模式, 主要表现为油水微界面融合现象首先发生于圆柱体壁面的中轴区域, 并呈现从中轴区域向上下界面推进的驱替模式。这证实了在亲水条件下更容易发生三相接触线交汇的现象, 而在亲油条件下则更容易出现微界面融合的现象(图 6(b))。

每当两个相邻的驱替前缘的波及方向形成一定角度($\theta_{\text{波及}} < 180^\circ$)时, 这便容易形成新的驱替前缘, 如图 7 所示。柱 2、柱 3 和柱 4 之间的驱替前缘变成了局部“凸”状的微界面, 形成了对向驱替趋势, 出现了三相接触线交汇的现象(如图 7 虚线所示)。考虑存在多个“凸”状的微界面的交汇趋势, 任何水驱前缘(如突破和分裂)的最终结果均是形成“凸”状的微界面。同样, 驱替前缘的交汇也不可能发生在两个驱替前缘的相背波及的情况下, 这也就导致了油藏条件下水驱前缘的复杂指进行为。三相接触线交汇和微界面融合

图 7 油水微界面演变过程示意图^[38]Fig. 7 Schematic diagram of the evolution process of oil-water micro-interface^[38]

对润湿性及岩石颗粒分布的依赖程度较高, 这便揭示了当储层多孔介质内部结构复杂时, 即非均质性较强, 其难以实现大幅度有效波及的主要原因。

基于上述的油水微界面类型及其演变规律, 通过计算模型内不同润湿性条件下的剩余油体积, 确定出不同润湿性条件下的驱油效率, 如图 8 所示。润湿角从 20° 增加到 160° 时, 驱替压力呈现出先降低后升高的趋势(图 9), 这是因为润湿性不同, 毛细管力形成的驱替阻力和驱替动力也有所不同, 这就导致在亲油条件下岩石壁面的毛细管力为驱替阻力, 使得注入水波及的难度增加, 驱替压力也在初期表现出增高, 而后随着水驱前缘突破, 压力逐渐降低直至驱替趋于平稳阶段, 驱替压力也趋于稳定。当润湿角为 160°

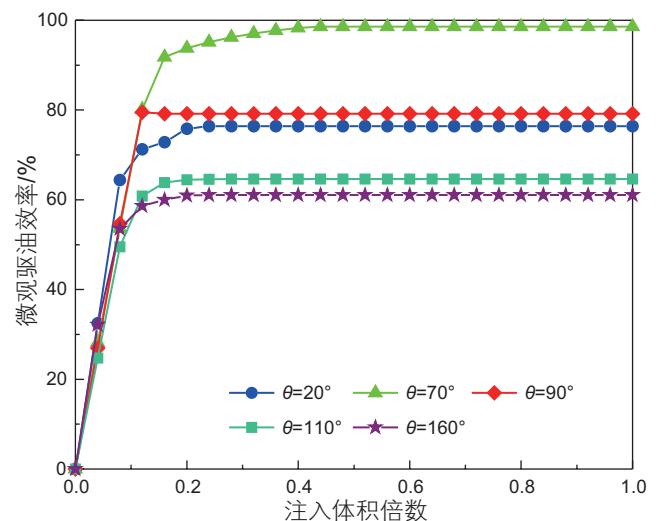


图 8 不同润湿性条件下的驱油效率

Fig. 8 Micro-oil displacement efficiency under different wettability condition

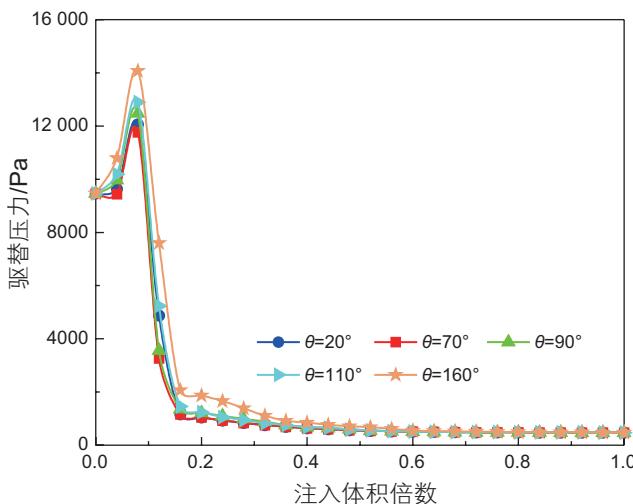


图9 不同润湿性条件下的驱替压力随注入体积的变化规律
Fig. 9 The variation of displacement pressures with injected pore volume under different wettability condition

时,微观驱油效率为61.06%,润湿角为20°、70°、90°和110°时其对应的微观驱油效率分别为76.41%、98.56%、79.17%和64.64%。由此可知,对于水驱阶段实现大幅度提高微观驱油效率的关键在于如何实现

润湿性更接近于弱亲水条件^[39]。因此,可以通过添加表面活性剂或改性SiO₂颗粒将壁面润湿性由亲油转变为弱亲水,提高三相接触线交汇现象的发生率,进而显著提高水驱效率。

3.2 油水粘度比对相界面运移的影响

油水粘度比对于水驱过程中油水接触关系有着非常重要的影响,油水粘度比的不同导致两相流动及剩余油分布不同,驱替状态也会有所差异。针对三维Hele-Shaw圆柱式模型,设置润湿性θ=70°,注入水粘度μ_w=1 mPa·s,考虑不同油水粘度比($M=20, 40, 60, 80, 100$,即原油粘度μ_o分别为20 mPa·s、40 mPa·s、60 mPa·s、80 mPa·s、100 mPa·s),油水分布特征如图10所示。

随着原油粘度的增大,流体分子间相互摩擦形成的粘滞力及剪切应力变大,阻碍油水的相对运动。从图10可以看出,随着油水粘度比的降低,模型内剩余油体积减小,对比图10(a)和图10(e),发现在相同注入体积倍数条件下,低油水粘度比时,剩余油体积占比最小。结合图11的不同油水粘度比条件下的驱替压

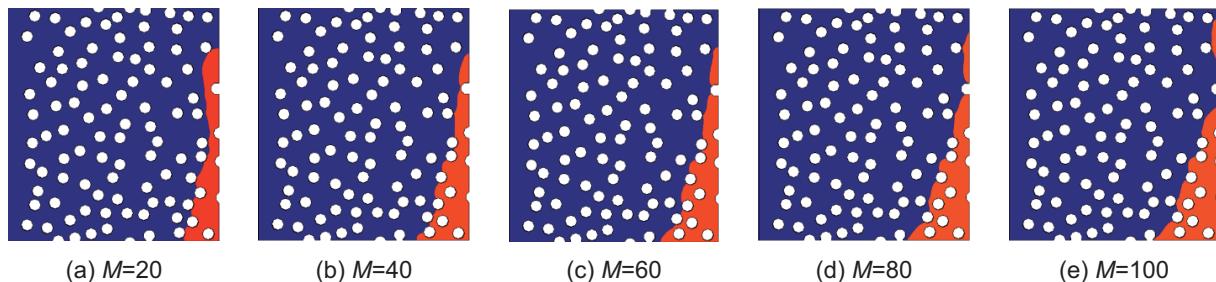


图10 不同油水粘度比条件下的油水分布特征($PV=0.8$)
Fig. 10 Distribution characteristics of oil-water under different oil-water viscosity ratios condition ($PV=0.8$)

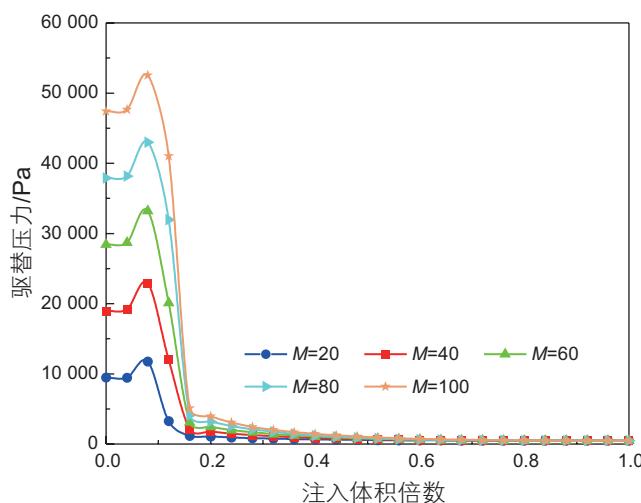


图11 不同油水粘度比条件下的驱替压力随注入体积的变化规律
Fig. 11 The variation of displacement pressures with injected pore volume under different oil-water viscosity ratios condition

力变化规律，发现不同原油粘度存在不同的初始压力，且原油粘度越低，其初始压力越小。随着驱替的进行，注入水开始驱替模型内的原油，导致驱替压力呈现出先升高的趋势，而后随着驱替进入稳定状态，驱替压力也随之减小并趋于稳定。这也就表明随着油水粘度比的降低，在相同注入孔隙体积倍数条件下所需的驱替压力也随之减小。

通过截取不同油水粘度比条件下纵向剖面的微观油水接触特征(如图 12 所示)，发现在相同注入孔隙体积倍数条件下，对于油水粘度比为 20 时水驱前缘已经将圆柱颗粒壁面的原油完全驱替(图 12(a))，而在油水粘度比为 100 时圆柱颗粒壁面仍存在部分滞留原油(图 12(e))，这表明在高油水粘度比条件下的剩余油是多于其他油水粘度比条件的，即三相接触线交汇现象发生率越高，其圆柱壁面滞留原油越少。由图 13 可以看出，油水粘度比从 100 降低至 20 时，对应的最终微观驱油效率从 90% 增加至 98.56%，增幅为 8.56%，表明随着原油粘度的降低，其驱油效率能显著提高。因此，可以确定在相同注入孔隙体积倍数条件下，通过对比三相接触线交汇现象(图 12(a))的发生率，便能衡

量不同条件下驱油效率的高低。随着油水粘度比的增加，三相接触线交汇现象的发生率降低，其本质原因在于高原油粘度带来的高粘滞力。这也揭示了低粘度比条件下粘滞力和剪切应力主导的微界面演变显著降低了水驱前缘推进难度，从而促进剩余油的高效驱替。因此，考虑油水粘度比的影响，应通过乳化降粘或泡沫调剖等方式，即由表面活性剂或泡沫与原油形成 O/W 乳状液，在油水界面处聚集形成界面膜，基于界面能量降低理论，达到有效降粘，增加油水微界面形成三相接触线交汇现象的发生率，进而实现对水驱剩余油的大幅度动用^[40-41]。

3.3 毛细管数对相界面运移的影响

在油藏生产开发过程中，毛细管数通常被用来表征流体粘性力和界面张力的比值。因此，为研究毛细管数对油水两相驱替效果的影响，针对三维 Hele-Shaw 圆柱式模型，设置润湿性 $\theta=70^\circ$ ，油水粘度比 $M=20$ ，通过调整油水界面张力，进而改变毛细管数 ($Ca=\mu u/\sigma=2.0 \times 10^{-3}$ 、 1.3×10^{-3} 、 1.0×10^{-3} 、 0.8×10^{-3} 、 0.66×10^{-3}) 进行多组数值模拟，不同毛细管数条件下

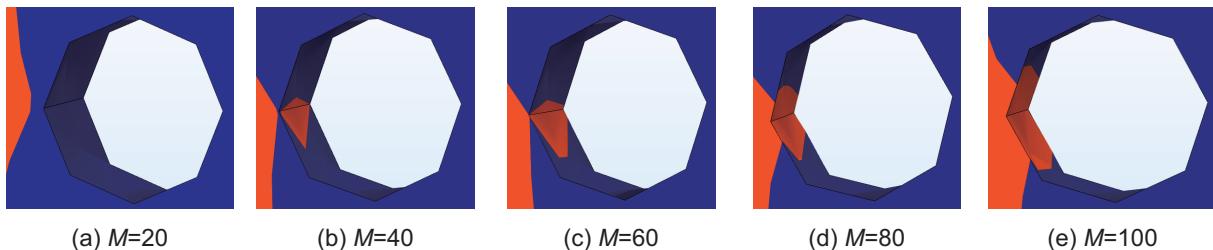


图 12 不同油水粘度比下的微观油水接触特征($PV=0.8$)

Fig. 12 Characteristics of oil-water micro-interfaces under different oil-water viscosity ratios condition ($PV=0.8$)

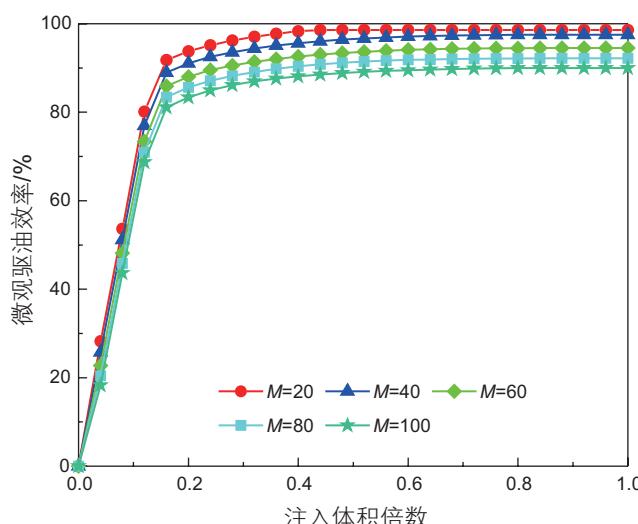


图 13 不同油水粘度比条件下的驱油效率

Fig. 13 Micro-oil displacement efficiency under different oil-water viscosity ratios condition

的油水分布特征如图 14 所示。

随着油水界面张力的增加,毛细管数降低,对比图 14(a)和图 14(e)发现模型内剩余原油也随之增加,剩余油饱和度从 0.07 增加到 0.08。这是因为在相同润湿性作用下,随着油水界面张力的变大,导致将原油驱替剥离所需要克服的粘附功增加,使得注入水驱替原油所受的驱替阻力变大(图 15),驱油更加困难。从图中可以发现,随着界面张力增加,毛细管数降低,其初期的驱替压力升高,这是因为高界面张力会造成更大的启动压力。

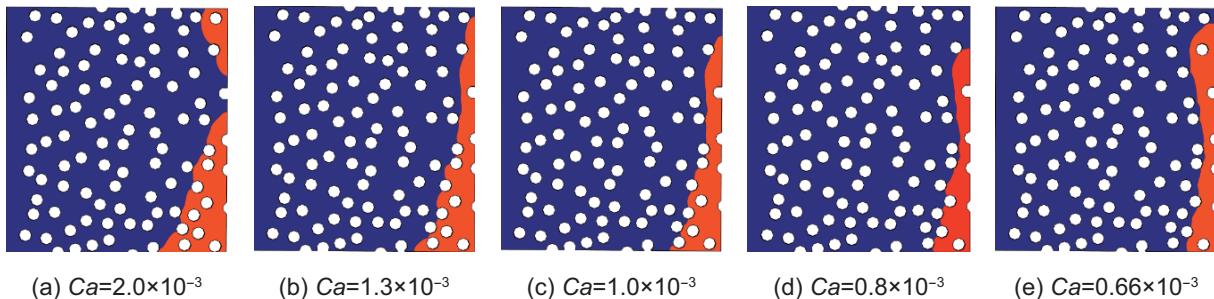


图 14 不同毛细管数条件下的油水分布特征($PV=0.8$)

Fig. 14 Distribution characteristics of oil-water under different capillary number conditions ($PV=0.8$)

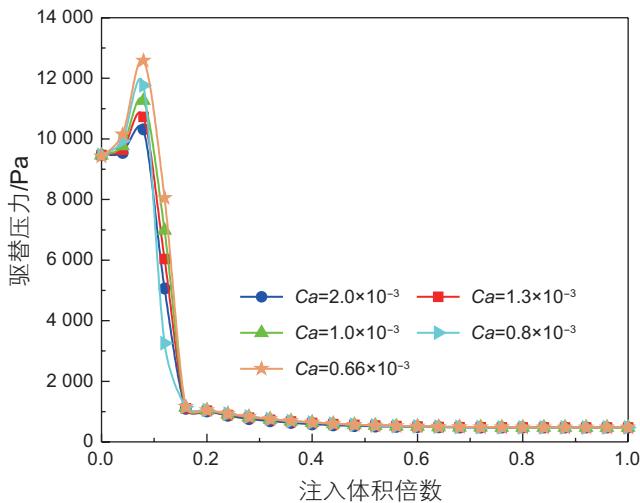


图 15 不同毛细管数条件下的驱替压力随注入体积的变化规律

Fig. 15 The variation of displacement pressures with injected pore volume under different capillary number condition

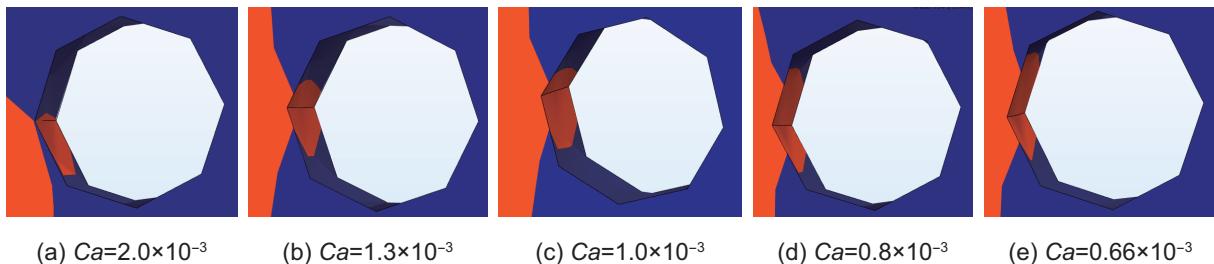


图 16 不同毛细管数条件下的微观油水接触特征($PV=0.8$)

Fig. 16 Characteristics of oil-water micro-interfaces under different capillary number condition ($PV=0.8$)

同理,从纵向剖面研究毛细管数对油水微界面演变过程的影响,如图 16 所示,随着毛细管数的增加,圆柱颗粒壁面的油水微界面逐渐演变为三相接触线交汇现象,对壁面滞留原油的驱替程度也在提高。由图 17 可以看出,相同注入孔隙体积倍数条件下,毛细管数从 0.66×10^{-3} 增加到 2×10^{-3} 时,其驱油效率从 89.20% 增加至 98.56%,增幅为 9.36%。这揭示与考虑油水粘度比影响时相同的结论,即相同注入孔隙体积倍数条件下三相接触线现象的发生率越高,其驱油效率越高。因此,考虑毛细管数的影响,可以通过添加

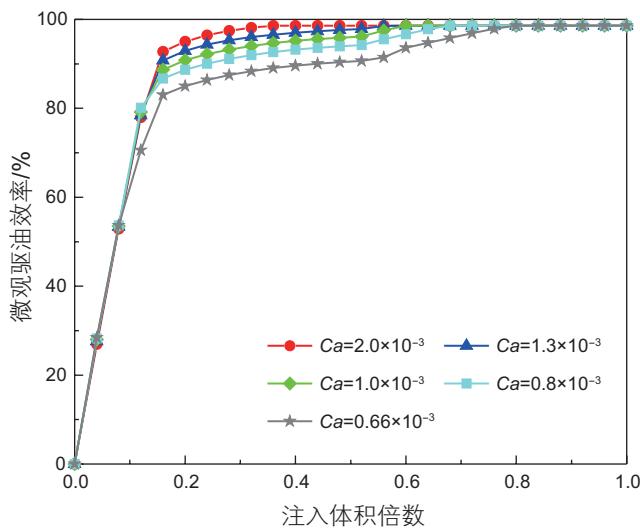


图 17 不同毛细管数条件下的驱油效率

Fig. 17 Micro-oil displacement efficiency under different capillary number condition

表面活性剂降低界面张力，提高水驱前缘三相接触线交汇现象的发生率，进而提高原油采收率。

4 结论

本研究通过构建三维 Hele-Shaw 圆柱式模型，基于相场法界面追踪油水微界面拓扑变形特征，研究不同润湿性、油水粘度比及毛细管数对油水微界面运移特征及其演变规律的影响，给出了不同润湿性条件下平面及纵向水驱前缘油水微界面的类型及其演变规律。

具体研究结论如下所示。

(1) 水驱过程中平面上的油水微界面的动态演变过程可以划分为 4 个阶段，即突破、分裂、三相接触线交汇及微界面融合。其中突破和分裂行为在驱替的每个时刻都在发生，三相接触线交汇和微界面融合现象则分别出现在亲水和亲油条件，受润湿性和岩石颗粒分布的影响。随着润湿角从 20° 增加到 160° ，驱油效率呈现出先增加后降低的趋势，峰值出现在 70° 时，其驱油效率可以达到 98.56%。而在 160° 时驱油效率最小(61.06%)。因此，通过添加表面活性剂或改性 SiO_2 颗粒将壁面润湿性由亲油转变为弱亲水，提高三相接触线交汇现象的发生率，便可达到提高驱油效率的目的。

(2) 在弱亲水条件下，随着油水粘度比从 20 增加到 100，三相接触线交汇现象的发生率降低，微观驱油效率从 98.56% 降低至 90%，降幅为 8.56%。因此，考虑油水粘度比的影响，可通过乳化降粘或泡沫调剖等方式，即由表面活性剂或泡沫与原油形成 O/W 乳状液，在油水界面处聚集形成界面膜，实现有效降粘，增加三相接触线交汇现象的发生率，进而提高对水驱剩余油的动用幅度。

(3) 在弱亲水下，随着毛细管数从 0.66×10^{-3} 增加至 2.0×10^{-3} ，三相接触线交汇现象的发生率增加，微观驱油效率从 89.2% 增加至 98.56%，增幅为 9.36%。因此，考虑毛细管数的影响，可通过添加表面活性剂降低界面张力，提高水驱前缘形成三相接触线交汇现象的发生率，进而提高原油采收率。

参考文献

- [1] 姚秀田, 徐磊, 王冉冉, 等. 高含水复杂断块油藏单层系边外注水开发模式[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(02): 155–166. [YAO X T, XU L, WANG R R, et al. Single-layer outer edge waterflooding development model of complex fault block reservoirs with high water cut[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(02): 155–166.]
- [2] 王欣然, 王艳霞, 王晓超, 等. 海上油田“双高”阶段低效井综合治理研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(02): 125–134. [WANG X R, WANG Y X, WANG X C, et al. A study on comprehensive treatment of low efficiency wells in offshore oilfield with high water cut and high recovery stage[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(02): 125–134.]
- [3] 冯晶森, 闵敬春. 直通道内两相流动的格子玻尔兹曼方法模拟[J]. 物理学报, 2023, 72(08): 194–204. [FENG J S, MIN J C. Lattice Boltzmann method simulation of two-phase flow in horizontal channel[J]. Acta Physica Sinica, 2023, 72(08): 194–204.]
- [4] 周文胜, 刘媛, 刘振坤, 等. 疏松砂岩油藏储层物性时变研究进展及前景展望[J]. 断块油气田, 2024, 31(05): 871–876. [ZHOU W S, LIU Y, LIU Z K, et al. Research progress and prospect on time varying of physical properties of unconsolidated sandstone oil reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(05): 871–876.]
- [5] ZHAO J, WEN D S. Pore-scale simulation of wettability and interfacial tension effects on flooding process for enhanced oil recovery[J]. RSC Advances, 2017, 7(66): 41391–41398.
- [6] 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(02): 94–99. [FENG X G, YUE X A, AN W Q, 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(02): 94–99.]
- [7] HUI W, WANG L, LIU X R, et al. Effect of dynamic injection velocity and mixed wettability on two-phase flow behavior in porous media: A Numerical study[J]. Energies, 2025, 18(4): 879.
- [8] 张春华, 郭照立, 刘卫东. 混合润湿对多孔介质内驱替压差和采收率的影响 [J]. 工程热物理学报, 2020, 41(01): 46–54. [ZHANG C H, GUO Z L, LIU W D. Effect of mixed-wettability on the displacement pressure difference and recovery efficiency in porous media[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2020, 41(01): 46–54.]
- [9] WANG J T, LI J J, LI Y S, et al. Research on the influence of heterogeneity and viscosity on the fluid intrusion mechanism of the water flooding process based on the microscopic visualization experiment[J]. ACS Omega, 2024, 9(02): 2866–2873.
- [10] 姚振杰, 赵洋, 李剑, 等. J区块注水开发储层物性变化规律研究 [J]. 非常规油气, 2021, 8(06): 46–51. [YAO Z J, ZHAO, Y, LI J, et al. Study on the change law of physical properties after water flooding in J reservoirs block[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(06): 46–51.]
- [11] TANGPARITKUL S, SUKEE A, JIANG J, et al. Role of interfacial tension on wettability-controlled fluid displacement in porous rock: A capillary-dominated flow and how to control it[J]. Capillarity, 2023, 9(03): 55–64.
- [12] 李贺. 大庆长垣油田高含水后期水驱控水提效试验区开发效果 [J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(04): 94–100. [LI H. Evaluation on development effects of water cut control and efficiency-improvement test areas at the late stage of ultra-high water cut in Daqing Placanticline Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(04): 94–100.]
- [13] 朱光普, 姚军, 孙海, 等. 基于界面追踪的粘弹性流体微观流动模拟 [J]. 科学通报, 2016, 61(36): 3973–3981. [ZHUANG G P, YAO J, SUN, H, et al. Microscopic flow simulation of viscoelastic fluid based on interface tracking method[J]. Chinese Science Bulletin, 2016, 61(36): 3973–3981.]
- [14] 戴一凡, 侯冰, 瑶宜文. 基于相场裂缝模型的酸化压裂孔洞沟通类型研究 [J]. 石油科学通报, 2024, 9(05): 777–788. [DAI Y F, HOU B, JU Y W. Connection types of natural holes and acid fractures based on a phase-field fracture model[J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(05): 777–788.]
- [15] 韦世明, 张亚洲, 金衍. 超深高应力差储层近井筒裂缝扩展转向机理研究 [J]. 石油科学通报, 2024, 9(06): 944–959. [WEI S M, ZHANG Y Z, JIN Y. Study on the mechanism of fracture propagation and deflection near wellbore in ultra-deep high stress difference reservoir[J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(06): 944–959.]
- [16] SHIRI Y, HASSANI H, NAZARI M, et al. Water flooding and viscous fingering in fracture and porous media by Lattice Boltzmann method[J]. Chemical and Biochemical Engineering Quarterly, 2018, 32(01): 103–115.
- [17] PATEL H V, DAS S, KUIPERS J A M, et al. Direct numerical simulations of water flooding process through digitized porous rocks[J]. Chemical Engineering Science, 2019, 4: 16–32.
- [18] 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(05): 585–594. [ZHAO Y L, ZHOU H J, LI H X, 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(05): 585–594.]
- [19] LIU H J, ZHU Z W, PATRICK W, et al. Pore-scale numerical simulation of supercritical CO₂ migration in porous and fractured media saturated with water[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4(04): 419–434.
- [20] DING H, SPELT P D, SHU C. Diffuse interface model for incompressible two-phase flows with large density ratios[J]. Journal of Computational Physics, 2007, 226(02): 2078–2095.
- [21] ZHU G P, KOU J S, YAO B W, et al. Thermodynamically consistent modelling of two-phase flows with moving contact line and soluble surfactants[J]. Journal of Fluid Mechanics, 2019, 879: 327–359.
- [22] 路千里, 张航, 郭建春, 等. 基于相场法的水力裂缝扩展模拟技术现状及展望 [J]. 天然气工业, 2023, 43(03): 59–68. [LU Q L, ZHANG H, GUO J C, et al. Status and prospect of hydraulic fracture propagation simulation based on phase field method[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(03): 59–68.]
- [23] 朱光普, 姚军, 张磊, 等. 特高含水期剩余油分布及形成机理 [J]. 科学通报, 2017, 62(22): 2553–2564. [ZHUANG G P, YAO J, ZHANG L, et al. Pore-scale investigation of residual oil distributions and formation mechanisms at the extra-high water-cut stage[J]. Chinese Science Bulletin, 2017, 62(22): 2553–2564.]
- [24] 冯其红, 赵蕴昌, 王森, 等. 基于相场方法的孔隙尺度油水两相流体流动模拟 [J]. 计算物理, 2020, 37(04): 439–447. [FENG Q H, ZHAO Y C, WANG S, et al. Pore-scale oil-water two-phase flow simulation based on phase field method[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2020, 37(04): 439–447.]
- [25] MAAREF S, ROKHFOROUZ M R, AYATOLLAHI S. Numerical investigation of two phase flow in micromodel porous media: Effects of wettability, heterogeneity, and viscosity[J]. Canadian Journal of Chemical Engineering, 2017, 95(06): 1213–1223.
- [26] 周彦霞, 蒲辉, 钟珣, 等. Hele-Shaw 模型中纳米颗粒渗吸采油可视化实验 [J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(06): 46–51. [ZHOU Y X, PU H, ZHONG X, et al. Visualized experiment of the imbibition oil recovery for the nano-particles in Hele-Shaw model[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(06): 46–51.]

- [27] ARMSTRONG R T, BERG S. Interfacial velocities and capillary pressure gradients during Haines jumps[J]. Physical Review E, 2013, 88(04): 043010.
- [28] 龚修俊, 严文德, 袁迎中, 等. 基于数字岩心和孔隙网络模型的油水相渗模拟研究——以 W433 长 6 油田为例[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2023, 25(02): 45–50. [GONG X J, YAN W D, YUAN Y Z, et al. Oil-water phase permeability simulation based on digital core and pore network model: A case study on W433 Chang 6 Oilfield[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2023, 25(02): 45–50.]
- [29] ESCHER J, MATIOC B V. Multidimensional Hele-Shaw flows modelling Stokesian fluids[J]. Mathematical Methods in the Applied Sciences, 2009, 32(05): 577–593.
- [30] SINGH A, SINGH Y, PANDEY K M. Viscous fingering instabilities in radial Hele-Shaw cell: A review[J]. Materials Today: Proceedings, 2020, 26: 760–762.
- [31] 隋铭月. 粘性指进形成过程可视化描述及其抑控方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022. [SUI M Y. Visual description of the formation process of viscous fingering and its control method[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.]
- [32] CHAO Y C, MAK S Y, MA Q M, et al. Emergence of droplets at the nonequilibrium all-aqueous interface in a vertical Hele-Shaw cell[J]. Langmuir, 2018, 34(09): 3030–3036.
- [33] CHESNOKOV A, LIAPIDEVSKII V. Mixing layer and turbulent jet flow in a Hele-Shaw cell[J]. International Journal of Non-Linear Mechanics, 2020, 125: 103534.
- [34] 郭曜豪, 蔡诗好, 李大军, 等. 多孔介质非均质性对水油非混相驱替的影响及机理分析[J]. 中国科学: 技术科学, 2022, 52(05): 807–818. [GUO Y H, CAI S Y, LI D J, et al. Influence of porous media heterogeneity on water-oil immiscible displacement and mechanism analysis[J]. Scientia Sinica Technologica, 2022, 52(05): 807–818.]
- [35] 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(01): 122–131. [WU K L, ZHU Q Y, CHEN Z X, 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(01): 122–131.]
- [36] 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(06): 46–52. [YANG T B, ZHONG H Y, XIA H F, et al. Mechanism of residual oil mobilization after water flooding based on microscopic flow characteristics[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(06): 46–52.]
- [37] LENORMAND R, TOUBOUL E, ZARCONE C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media[J]. Journal of Fluid Mechanics, 1988, 189: 165–187.
- [38] JUNG M, BRINKMANN M, SEEMANN R, et al. Wettability controls slow immiscible displacement through local interfacial instabilities[J]. Physical Review Fluids, 2016, 1(07): 074202.
- [39] 陈涛平, 崔志松, 张晓娇. 润湿性对低渗透油层采收率影响的实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2009, 24(06): 42–45. [CHEN T P, CUI Z S, ZHANG X J. Experimental study of the effect of reservoir rock wettability on oil recovery factor of low permeability oil reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2009, 24(06): 42–45.]
- [40] TAO L, LIU X K, SHANG H C, et al. Effects evaluation on multiround injection of a N₂ foam & viscosity reducer to improve the recovery of fault-block heavy oil reservoir with edge-bottom water: A two-dimensional visualization experimental study[J]. Energy and Fuels, 2023, 37(23): 18785–18800.
- [41] 郭娜, 李亮, 张潇, 等. 高分子乳化降粘剂的制备与性能评价[J]. 应用化工, 2019, 48(10): 2308–2311. [LI N, LI L, ZHANG X, et al. Preparation and performance evaluation of polymer emulsifying viscosity reducer[J]. Applied Chemical Industry, 2019, 48(10): 2308–2311.]

(编辑 马桂霞)

第一作者: 史博文 (1999 年—), 在读博士研究生, 主要从事黏弹性聚合物驱微观渗流机理及油藏数值模拟研究, 15946294624@163.com。

通信作者: 钟会影 (1981 年—), 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事孔隙级微观渗流理论与应用及油藏数值模拟研究, zhhy987@126.com。