

裂缝-基质型刻蚀芯片的渗吸-驱替机理微流控实验

杨 柳,董广涛,姜晓宇,李明峻,公 飞,朱 凯,裴奕杰

[中国矿业大学(北京)隧道工程灾变防控与智能建养全国重点实验室,北京 100083]

摘要:水力压裂是致密砂岩油藏开发的主要方式,研究微观渗流机理及剩余油流动动态对于指导处于高含水阶段的致密油藏开发具有重要意义。为研究压裂液注入过程中的流体运移规律及渗吸-驱替耦合作用机理,基于裂缝-基质型双重介质光刻芯片模型,开展了微流控模型可视化驱油实验。分析研究了在渗吸-驱替耦合作用下的油-水界面运移、油滴剥离以及微观残余油分布微观特征。结果表明:①在压裂液注入双重介质模型后,流动过程兼顾裂隙指进、孔隙-裂隙交互渗吸以及孔隙驱替。注入速度较慢时渗吸作用的主导性较强,对近裂缝区的死孔油波及范围较广。随着注入速度增加,交互渗吸作用减弱,波及范围及采收率逐渐降低,采收率主要由孔隙内的驱替作用贡献。②当添加表面活性剂后,压裂液对油滴和壁面残余油簇的剥离作用增强,同时添加表面活性剂后液体对残余油的击打促排效果显著,壁面残余油被大量剥离。当流体突破后,在稳定驱替阶段也会持续剥离壁面残余油,极大地增强了驱油效果。③渗吸和驱替过程中,因为壁面的不同粗糙度以及不同孔隙体间流速和压力的影响导致存在残余油。根据形状及其分布,残余油分为球状残余油、单壁面膜状残余油、孔喉柱状残余油、双壁面膜状残余油、壁面折柱状残余油和壁间连片状残余油6类,其中柱状和膜状残余油分布的范围较广。

关键词:渗吸-驱替耦合;裂缝-基质双重介质模型;表面活性剂;微流控实验;水力压裂;提高采收率;致密砂岩储层;油藏开发

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Microfluidic experimental study on imbibition-displacement mechanism of tight oil reservoirs using fracture-matrix etched chips

YANG Liu, DONG Guangtao, JIANG Xiaoyu, LI Mingjun, GONG Fei, ZHU Kai, PEI Yijie

[State Key Laboratory for Tunnel Engineering, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China]

Abstract: Hydraulic fracturing serves as a primary technique for developing tight sandstone oil reservoirs. Investigating the microscopic seepage mechanism and flow dynamics of residual oil helps guide the exploitation of tight oil reservoirs with high water cut. To explore fluid migration patterns and the imbibition-displacement coupling mechanism during fracturing fluid injection, we conduct visual flooding experiments using microfluidic models based on fracture-matrix laser-etched chips (also referred to as the dual-medium microfluidic models). We analyze the movement of the oil-water interfaces, the stripping of oil droplets, and the microscopic distribution of residual oil under the influence of imbibition-displacement coupling. The results indicate that, following the injection of fracturing fluids into a dual-medium microfluid model, the flow process involved fracture fingering, pore-fissure interactive imbibition, and pore displacement. A lower injection rate corresponded to a stronger dominance of imbibition, resulting in a broader sweep range of oil in dead-end pores near the fractured zone. With an increase in the injection rate, the interactive imbibition weakened, leading to a gradual reduction in sweep range and oil recovery, which was primarily attributable to pore oil displacement. The addition of surfactants enhanced the ability of fracturing fluids to strip oil droplets and residual oil clusters adhering to pore walls. Moreover, fracturing fluids containing surfactants significantly impacted residual oil and promoted its drainage. Consequently, a substantial amount of residual oil was stripped from the pore walls. Following

收稿日期:2025-02-20;修回日期:2025-04-14。

第一作者简介:杨柳(1987—),男,博士、副教授、博士研究生导师,深部岩体温度-应力-渗流-化学耦合、CO₂地质封存与驱煤层气-页岩油气、非常规油气提高采收率。E-mail: shidayangliu@cumt.edu.cn。

通信作者简介:姜晓宇(2000—),男,博士研究生,油气开采、CO₂地质封存与驱煤层气-页岩油气、非常规油气提高采收率。E-mail: 18801191349@163.com。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(52374014)。

fluid breakthrough, residual oil on pore walls continued to be stripped during the stable displacement stage, significantly enhancing the overall flooding effect. Residual oil remained in the imbibition and flooding processes due to variations in wall roughness and the impact of flow rates and pressure across different pores. Based on its morphology and distribution, residual oil can be categorized into six types: spherical, single-wall-adhered membranous, pore-throat columnar, double-wall-adhered membranous, wall-adhered bent columnar, and inter-wall contiguous types. The columnar and membranous types, among others, are extensively distributed.

Key words: imbibition-displacement coupling, fracture-matrix dual-medium model, surfactant, microfluidic experiment, hydraulic fracturing, enhanced oil recovery (EOR), tight sandstone reservoir, reservoir development

引用格式:杨柳,董广涛,姜晓宇,等. 裂缝-基质型刻蚀芯片的渗吸-驱替机理微流控实验[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1682-1699. DOI: 10.11743/ogg20250518.

YANG Liu, DONG Guangtao, JIANG Xiaoyu, et al. Microfluidic experimental study on imbibition-displacement mechanism of tight oil reservoirs using fracture-matrix etched chips[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1682-1699. DOI: 10.11743/ogg20250518.

中国致密砂岩储层渗透率通常小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度范围为6%~15%, 其中微米级孔喉是储层的主要储油空间。与常规砂岩储层相比, 致密砂岩储层具有成藏机理复杂、孔喉细小、孔径分布范围广以及开发难度大等特点^[1-2]。水力压裂是中国致密砂岩油藏开发的主要技术手段, 随着深部复杂地层的勘探开发工作越来越多, 深部剩余油的二次和三次开采难度越来越大^[3-4]。开采对象由大片连通的石油, 逐渐转向分布呈现高度分散而局部又相对富集的残余油。由于对油的微观赋存状态、分布及动用规律认识不清, 严重阻碍了油藏的高效开发^[5-7]。并且在极低的渗透率条件下, 难以建立有效的驱动压差直接驱替原油, 渗吸作用成为提高采收率的关键机制。因此, 研究微米尺度通道中的渗吸-驱替协同机理以及残余油的分布规律, 对进一步开发油藏及提高产油量具有重要意义^[8]。

渗吸是指润湿相在毛细管力和重力的作用下进入孔隙和喉道, 置换非润湿相的过程。在致密油藏水和表面活性剂渗吸和驱替方面, 人们开展了大量的研究, 包括温度、界面张力、润湿性和渗透率等因素对排油效率的影响等^[9-10]。针对不同地层条件, 具有不同界面性能的压裂液被开发并用于提高致密油藏采收率, 如表面活性剂复配体系和改性纳米颗粒等^[11-12]。致密储层由于微米-纳米级孔喉对大分子和颗粒的运移存在阻碍, 表面活性剂的作用也尤为关键。对于非常规致密砂岩油藏, 孔隙结构非均质性较强、流体运移规律复杂。常规实验方法无法直观呈现出多相流体在微米-纳米尺度通道中的流动行为, 很难为认识孔隙尺度渗流通道内油-水流动规律提供参考^[13-14]。而微流控技术是一种在微米-纳米尺度通道中对低雷诺数或层流条件下微流体进行驱替控制的相关技术, 同时涉及化学和流体物理学等多领域^[15]。在油藏高效开发日趋

困难的背景下, 旨在用于直观认识岩心内部渗流机理的核磁共振、CT扫描以及微米-纳米芯片微观可视化等实验手段持续发展, 为多相渗流规律的认识提供了有效支撑^[16-19], 并且微流控技术基于激光刻蚀制备而成的微观孔隙模型, 可以采用显微镜和照相机直接观测微米尺度下的两相流动状态, 能够采集到比CT扫描更高分辨率的流体运动图像^[20-22]。

微流控技术因其集成化、高精度和高可控性等优势正成为研究两相流体流动与传热、传质研究的重要手段, 已广泛应用于水驱油和 CO_2 驱油的微尺度过程与性质的基础与应用研究, 并发挥了关键作用^[23-24]。国、内外许多学者借助微观可视化模型, 研究了微米-纳米尺度孔隙驱油机理、残余油形态及分布特征。王勇^[25]等基于微流控技术, 针对裂缝-孔隙型碳酸盐岩开展了注气和注水等一系列驱替实验, 分析了衰竭式开发脱气后储层的注水开发效果及水窜后的治理对策。耿向飞^[26-27]等利用不同类型微流控模型, 对研发的流度改性剂开展了驱油性能的在线和可视模拟评价研究, 并指出流度改性剂可显著降低注水启动压力, 驱油效率高达90%以上。李俊键^[28-29]等基于微流控实验研究了渗吸驱油强度影响规律, 针对驱后剩余油的赋存状态进行了大量研究, 并将其划分为簇状、多孔状、柱状、滴状和膜状等5类。Shahnawaz等^[30]采用自制的微流控芯片评价了不同类型液体(水、纳米流体、复合流体和表面活性剂)对渗吸采收率的影响, 指出表面活性剂能够显著改善渗吸效率; Mario等^[31]发现非离子表面活性剂能达到最优界面张力并改善润湿性, 对致密岩心渗吸排油效果最强; Moire等^[32-33]通过微流控芯片研究了通道尺寸对渗吸强度的影响, 发现在微米-纳米级孔道中渗吸作用受到通道深度的显著影响, 芯片刻蚀深度是影响渗吸强度的关键因素。

综上所述,目前国、内外学者已在水力压裂过程中储层多相流体流动机理以及剩余油赋存状态方面开展了许多卓有成效的工作。然而,裂缝性储层中孔隙-裂隙交互区域通常会同时发生渗吸和驱替过程,此时驱替-渗吸协同作用决定驱油效果,目前关于裂缝与基质交互区域渗吸-驱替耦合机理的相关实验研究仍相对匮乏。此外,表面活性剂对渗吸-驱替协同驱油的影响规律尚不清楚。因此,本文基于裂缝-基质型光刻芯片模型,结合微流控实验,开展了动态条件下的水/表面活性剂驱油两相流动机理和残余油分布规律的研究。基于实验结果,讨论了流动过程中裂缝与基质交互区的渗吸-驱替耦合作用机理,并且研究了表面活性剂对排油效率的影响规律。研究结果对于指导实际油藏开发具有重要意义。

1 实验介绍

1.1 实验流体

本次实验使用白油进行微观模型的饱和。白油基液黏度为 $4.50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (未染色状态),为 C_{16} — C_{31} 正、异构烷烃的混合物,实验前,采用质量分数0.05%的甲基红染色剂对白油混合进行染色,混合后实测黏度为 $(4.70 \pm 0.1) \text{ mPa}\cdot\text{s}$,黏度变化小于4.4%,表明染色剂对白油黏度影响可忽略^[34]。润湿相流体为去离子水(黏度 $1.00 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)和表面活性剂溶液(3%甜菜碱+碳化水按2:1体积比稀释,实测黏度 $13.47 \text{ mPa}\cdot\text{s}$),两类润湿相均使用质量分数0.10%的甲基蓝染色。所有染色剂添加浓度均低于0.10%,且通过流变测试仪测试染色剂与基液的流变指数,差异在 $\pm 3\%$ 以内,其流体特性未发生显著改变,因此染色对流体黏度、界面张力

及渗流动力学的影响可忽略^[35]。如表1所示共开展6组不同的实验。

1.2 微观可视化模型

本研究采用激光刻蚀芯片技术制备了6组2.5 D(有效驱替长度为2.5 cm)玻璃微模型(M1—M6)。制备过程涉及硼硅酸盐玻璃基片清洗、镀铬掩膜沉积、AZ5214光刻胶紫外曝光显影图形化、湿法刻蚀及热压键合封装等核心步骤,工艺中通过激光干涉仪实时监控刻蚀深度(误差小于 $0.01 \mu\text{m}$)。如图1所示,模型整体尺寸为 $2.50 \text{ cm} \times 1.50 \text{ cm}$,中间裂缝区域尺寸为 $0.06 \text{ cm} \times 2.50 \text{ cm}$ 。裂缝增强了渗吸和驱替过程的对比度,提高了体系中定量分析的可行性。孔喉宽度为 $20 \mu\text{m}$,孔隙体宽度为 $200 \mu\text{m}$,死孔半径为 $200 \mu\text{m}$ 。在2.5 D微模型中所设计的孔喉、孔隙与裂缝宽度均为同一刻蚀深度,消除深度差异对渗流过程的影响^[34-35]。实现了非润湿相和润湿相的连通,孔隙尺度的2.5 D特征更好地代表了真实的多孔介质中孔隙尺度的毛细管条件,因此有利于捕获驱替以及毛细管力主导的渗吸过程,分析储层中驱替(裂缝高速流动)与渗吸(毛细管自发渗入)的耦合机制。

表1 微流控实验中实验流体类型及参数设置

Table 1 Working fluid properties and parameter setting in microfluidic experiments

分组 编号	非润湿 相流体	润湿相流体	注入速度/ ($\mu\text{L}/\text{min}$)	注入时间/h
M1	白油	蒸馏水	2	2
M2	白油	蒸馏水	4	2
M3	白油	蒸馏水	6	2
M4	白油	3%甜菜碱+碳化水	1	4
M5	白油	3%甜菜碱+碳化水	2	4
M6	白油	3%甜菜碱+碳化水	3	4

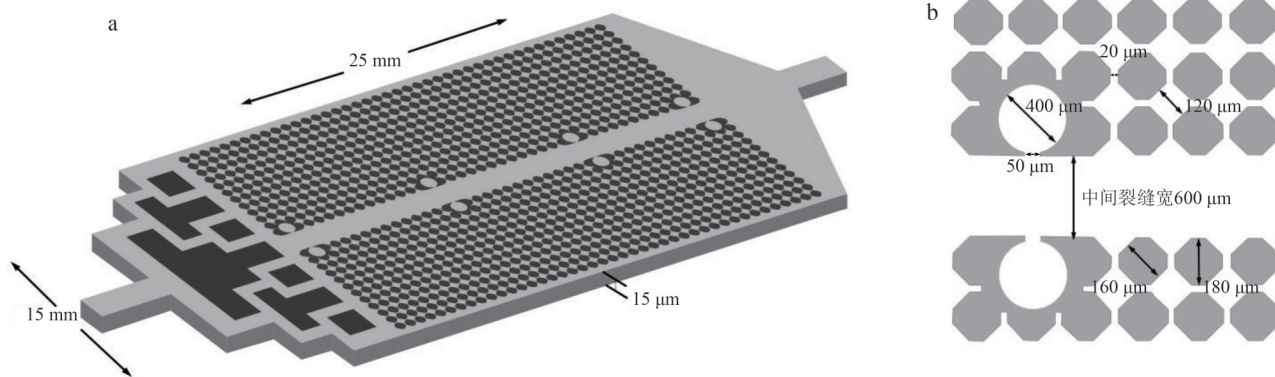


图1 微流控实验中刻蚀芯片模型及局部放大图

Fig. 1 An etched chip model and its partially zoomed-out image in microfluidic experiment

a. 刻蚀芯片2.5 D模型示意图;b. a图局部放大图

1.3 实验设计

1.3.1 实验平台与方法

所有实验均在图2a所示的实验平台上进行。实验系统主要由流体泵注系统及可视化观测系统两个系统组成。泵注设备主要由LSP02-1Y恒流泵(流量 $0.831 \sim 150.500 \text{ mL/min}$,线速度 $5 \sim 130\,000 \text{ mm/min}$,控制精度误差 $\leq \pm 0.5\%$)控制系统发出脉冲控制信号使步进电机工作,步进电机进而驱动丝杆旋转,推动注射器的活塞进行注射输送液体。将玻璃微模型水平放置在白色LED光垫上,注射过程以恒定流速注入驱替液,注射体积达到微升量级。观测系统主要应用STPTOP光学显微镜和配套设备外接光源,搭配台式机定时记录驱替过程,用以捕捉实验过程中整个模型中流体流动图像,分辨率为 $2\,736 \times 1\,824$ 像素。STPTOP光学显微镜可提供 $0.8 \sim 10 \times$ 主要倍率锁定及 $12.5:1.0$ 的变倍比,总放大倍率支持 $320 \times$,可以对微米尺度的微流控芯片实现全局范围观察。

1.3.2 实验程序

在实验开展前,首先用LSP02-1Y恒流泵清洗2.5 D芯片(石油醚/乙醇),多次反复清洗保证芯片中无明显杂质。将制作的玻璃刻蚀模型(图2)安装到微可视化模型夹持器中,抽真空后用甲基红染红的实验用油饱和芯片,直到芯片内孔隙基质与裂隙完全饱和(无任何气泡),若未饱和成功可调低流速进行二次饱和。饱和完成后用恒流泵设定注入量或流速,将甲基蓝染蓝的水恒速/固定注入量注入芯片,开始驱替。驱替过程中利用显微镜观察驱替过程,并定时拍摄,保留实验数据,用于后期分析处理,研究流体在孔隙、裂

隙及孔隙与裂隙交互区域的流动行为。

1.3.3 图像分析

针对实验结果的数字化处理,采用多模态数字图像处理技术对实验结果进行精细解析(图3)。首先通过Adobe Photoshop平台实施标准化处理流程:①对连续获取的原始图像执行格栅校准与几何矫正,消除光学畸变误差;②应用基于高斯核的局部对比度增强算法,重点强化油-水界面边缘梯度,提升空间分辨率;③依托多谱段颜色解卷积技术建立饱和度分层模型,采用Delta E阈值精确解耦油相与驱替液的光谱特征差异。预处理后的图像序列通过面向对象分析算法转化至Adobe Illustrator进行拓扑重构的矢量转换,并通过异源数据融合技术将矢量图与CorelDRAW重建的孔隙拓扑网络耦合生成最终图像。利用校正系统中集成的亚像素边缘检测算法与光流场校正模块建立了2.5 D可视化模型,该模型展现出良好稳健性,特征参数统计误差被控制在 $\pm 1.7\%$ 以内,其量化结果能够有效支撑动力学机制解析。

2 结果与讨论

2.1 宏观水动力学特征

图4所示是注入速度为 $2 \mu\text{L/min}$ 下的蒸馏水驱油结果。流体在多孔介质中的渗流过程主要包括三部分:裂隙渗流、孔隙渗流以及裂隙与孔隙的交互(渗吸)。宏观尺度下可以清楚观察到实验过程中,水沿右侧注入端边界进入多孔介质中,水进入多孔介质后沿裂缝突破速度较快。并且水在裂缝内的突破过程中,裂缝两侧的大部分孔隙区域为未被水入侵的饱和油状

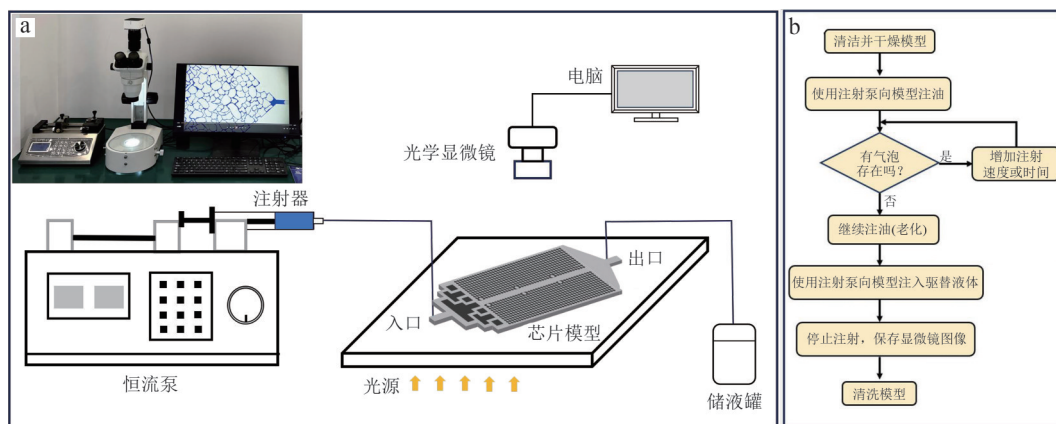


图2 微流控实验系统示意图(a)和实验流程图(b)

Fig. 2 Setup (a) and flow chart (b) of microfluidic experiments

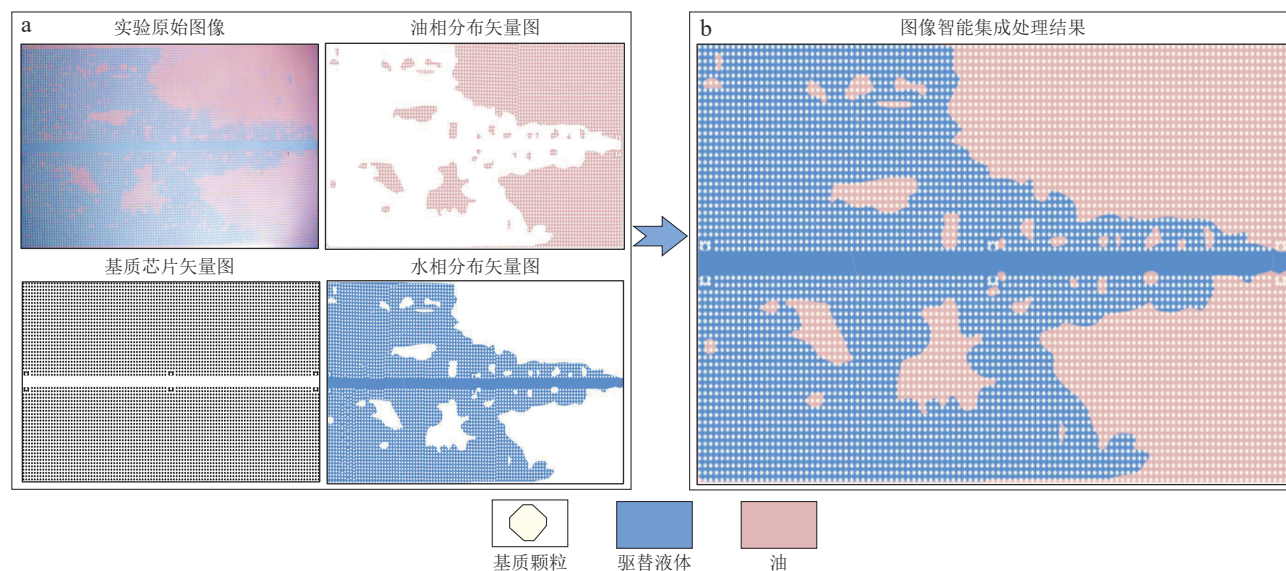


图3 微流控实验中多软件联合智能数字化处理

Fig. 3 Joint intelligent digital processing using multiple software tools in microfluidic experiment

a. 图像处理过程; b. 图像处理结果

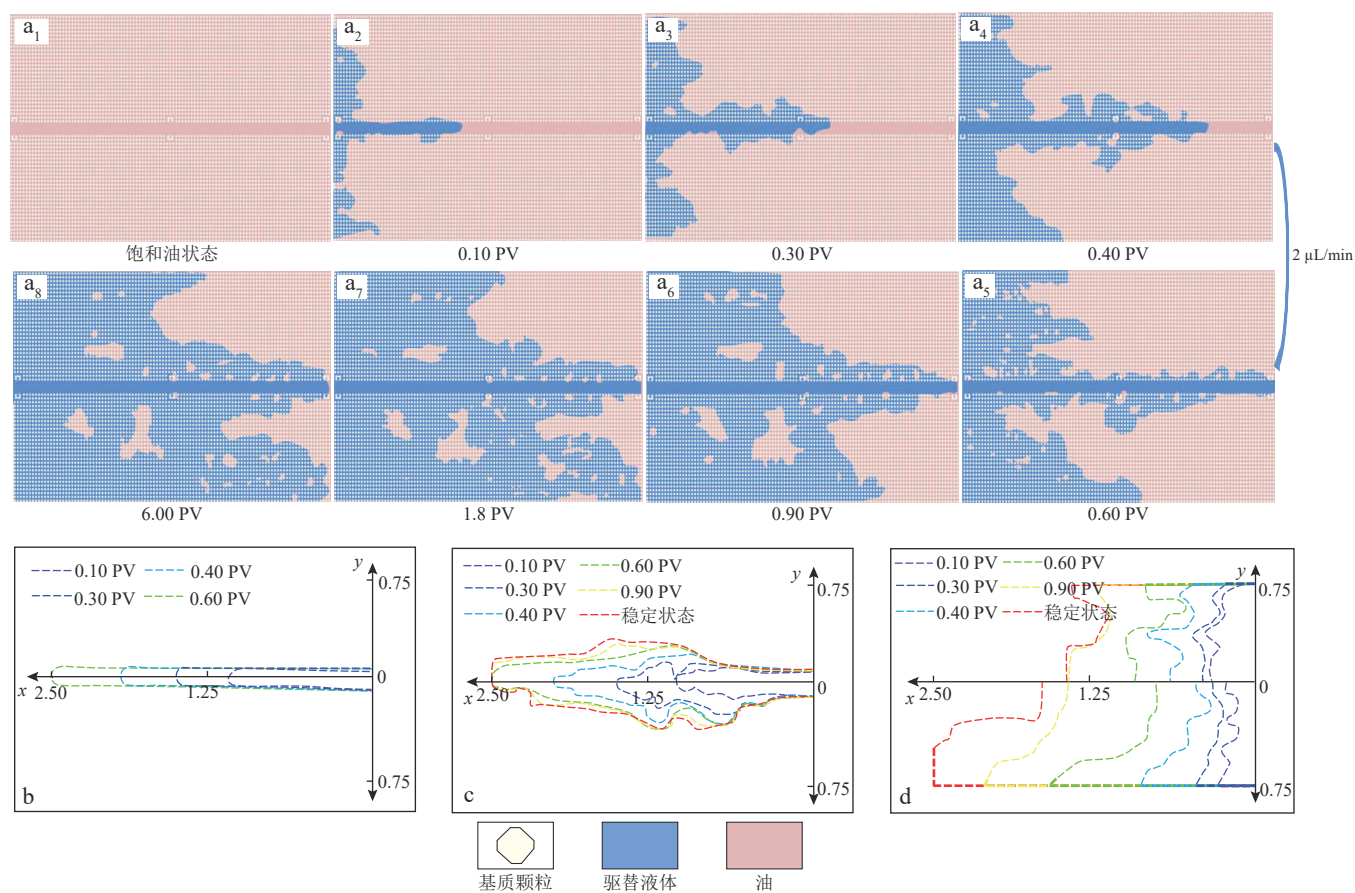


图4 微流控两相流实验结果

Fig. 4 Results of two-phase flow in microfluidic experiments

a_1 . 饱和油时的图像; a_2 — a_8 . 分别为注入量 0.10, 0.30, 0.40, 0.60, 0.90, 1.80 和 6.00 PV 时的驱替过程图像; b. 裂隙推进曲线; c. 裂隙与孔隙交互曲线; d. 孔隙推进曲线 (PV 为孔隙体积。)

态,此时裂缝两侧会发生逆向渗吸作用,在图4中通过蓝色虚线表示宏观尺度下不同注入量下的流体波及范围。实验观测表明:水优先沿较宽的裂缝通道突破整个多孔介质体系,同时从右边界沿孔隙缓慢驱替,直到达到稳定状态。从整体的波及范围也可以看出渗吸的波及范围要比驱替小的多。主要是由于渗吸的发生是依靠毛细管力,在流体碰触到基质的瞬间就会发生渗吸作用。而驱替则是通过右侧恒定注入的液体产生持续的驱替作用。渗吸排油是被动发生,而驱替排油是主动发生。基本上在经过一段时间的渗流后,整体都会达到稳定状态。

对图5中渗吸-驱替耦合采收率演化曲线进行分析发现,多孔介质内两相流过程呈现明显的分阶段竞争特征。驱替液体沿裂缝排油的贡献程度最大,初期渗吸排油速率比驱替更快,但是后期渗吸速率缓慢。水沿裂缝突破出口后,渗吸波及效率会明显降低,但此时孔隙区域尚未突破,驱替前缘则会持续推进,裂缝上、下孔隙区域中驱替采收率持续缓慢增加。由于模型为全开放模型,所以当裂隙突破后,整体的渗吸前缘也突破了左侧的边界,相当于在孔隙模型中形成了贯通流道。由于突破后的流体阻力变小,此时裂缝两侧还未贯通的驱替前缘会接触到注入端的渗吸前缘,通过渗吸突破区域进行流动,使得渗吸过程受到一定的阻碍。大约在0.60 PV(PV为孔隙体积)时渗吸达到稳定状态,渗吸波及范围不再增加,渗吸纵向波及距离达到0.43 cm。而孔隙基质内的驱替作用持续到注入量为6.00 PV时,裂缝与孔隙内的流体均突破出口,此时驱油过程基本达到稳定状态。

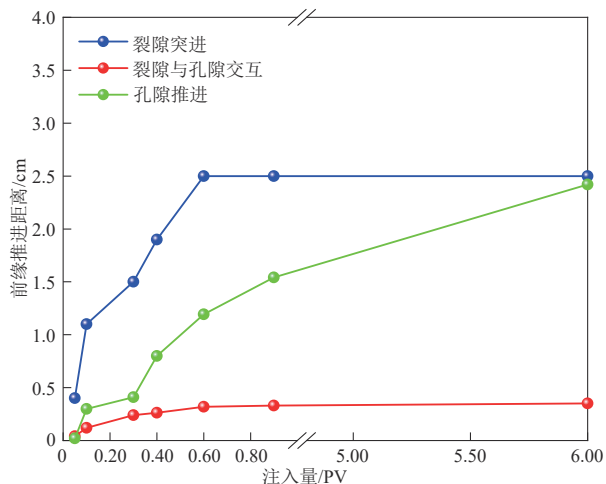


图5 微流控实验中不同渗流过程范围以及特征曲线

Fig. 5 Curves showing the ranges and characteristics of varying seepage processes in microfluidic experiments
(PV为孔隙体积。)

可以观察到采收率曲线存在多个拐点,据此将整体的渗流过程分为4个阶段(图6a₁—a₄):①第一阶段为驱-渗协同阶段,由于裂缝的阻力较小,此阶段水先进入中间裂缝进行驱替将裂缝中的油排出。同时在裂缝两侧,较宽的裂缝与较小的孔隙之间存在毛细管压力差,驱替的同时在裂缝两侧也会发生渗吸作用,水在逆向渗吸作用下进入到孔隙中将孔隙中的油排出,油-水在裂缝与孔隙之间进行交互。此时在恒流泵的持续作用下也会进行少量的孔隙驱替。②第二阶段为裂隙突破阶段,裂缝中的水会沿裂缝高速驱替,之后注入侧边界中的水大量进入孔隙中进行孔隙驱替,将大量的油向出口边界推进。此阶段主要进行裂隙中的驱替以及裂缝两侧的逆向渗吸,逆向渗吸的发生主要是由于模型的出口区域只有毛细管力作用,此时孔隙驱替前缘并未推进到出口区域。③第三阶段为优势通道形成阶段,出于模型内部基质表面粗糙度差异及内部孔隙压力分布不均匀等原因,驱替前缘并不能保持一致性,从而导致优势流道的形成。在孔隙中的驱替前缘持续推进过程中,水最终会突破出口边界形成优势通道,导致整体的推进变缓。同时驱替前缘会与渗吸区域进行汇合,形成整体的渗流扩散通道。④第四阶段为稳定阶段,多条通道会突破出口边界,驱替以及渗吸作用显著减弱,采收率不再增加。此时孔隙区域的油-水两相驱替压力与阻力达到动态平衡阶段,孔隙与裂隙交互区域毛细管力与黏滞力和摩擦力达到平衡,整体的采收率趋近平稳。

图7为4个连续时刻的水驱流动状态微观放大图,孔隙基质内发生典型的海恩斯跳跃现象。水驱油过程是一个动态过程,右侧水进入孔隙体中,驱使油向左侧移动,基本上水相可以迅速填满整个孔隙体。当水通过较细的孔喉时速度会明显减缓,a和b两个连续时刻水相向前移动的距离很小,而c和d两个时刻水相在持续的泵注作用下克服毛细管力突破,迅速向前突破相邻的孔隙体,紧接着水会填满整个孔隙体并继续向相邻的下一个孔隙体流动。随着驱替流体的填充,其压力会发生不稳定的波动,一旦侵入流体的压力克服了孔喉的毛细管压力,附近的孔隙就会迅速填充,主要发生在驱油过程中非润湿流体从孔喉进入孔隙时。在该过程中也不难发现,上部区域形成了优势流道,突破速度较快,所以上部区域的残余油赋存较少。

图8为裂缝两侧不同时刻渗吸驱油状态微观放大图。润湿相水会先通过中间裂缝进行突破,因此裂缝两侧的渗吸速率会比注入侧边界的驱替更快。通过不同时刻的放大图可以看到,当流体流经小孔喉时,会在毛细管力的作用下被动吸入,将油向出口方向推动。

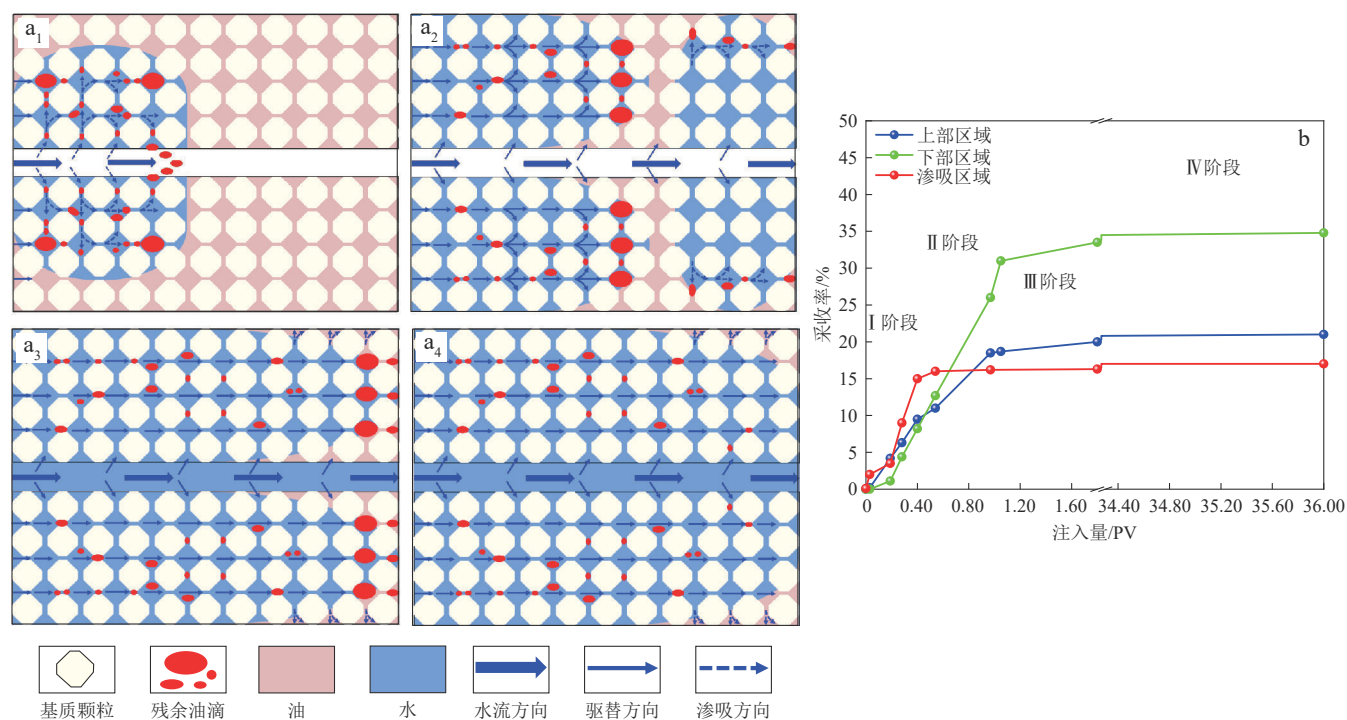


图6 微流控实验中注入速度为2 $\mu\text{L}/\text{min}$ 下的蒸馏水驱油过程示意图(a₁—a₄)及采收率曲线(b)

Fig. 6 Schematic diagrams (a₁—a₄) and oil recovery curves (b) of distilled water flooding of reservoirs at an injection rate of 2 $\mu\text{L}/\text{min}$ in microfluidic experiments

a₁. 初始渗吸阶段; a₂. 裂缝突破阶段; a₃. 孔隙驱替阶段; a₄. 稳定状态
(PV 为孔隙体积。)

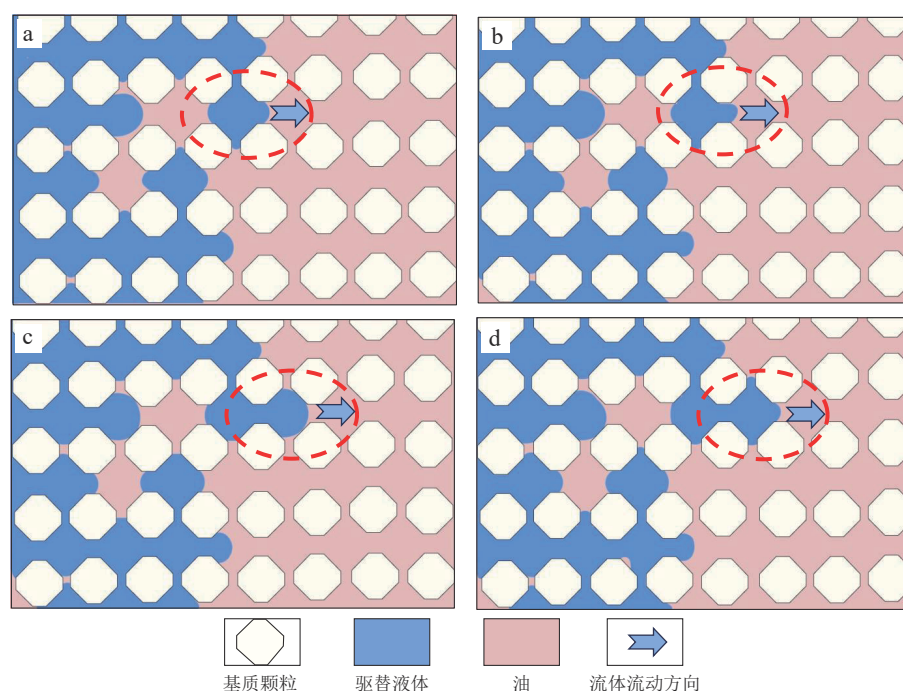


图7 微流控实验中连续时刻(t)水驱流动状态微观放大图

Fig. 7 Microscopic zoomed-out images showing flow states at successive moments (t) in microfluidic experiments

a. $t=0$ s; b. $t=0.5$ s; c. $t=1.0$ s; d. $t=1.5$ s

当流体最初接触到基质中的油时,均呈现小半月牙状态,并没有像驱替一样直接进入孔隙中进行排油。在

裂缝两侧毛细管压差的条件下,流体开始被吸入到孔隙中。图8a—d为连续时刻的流体渗吸结果,在这里

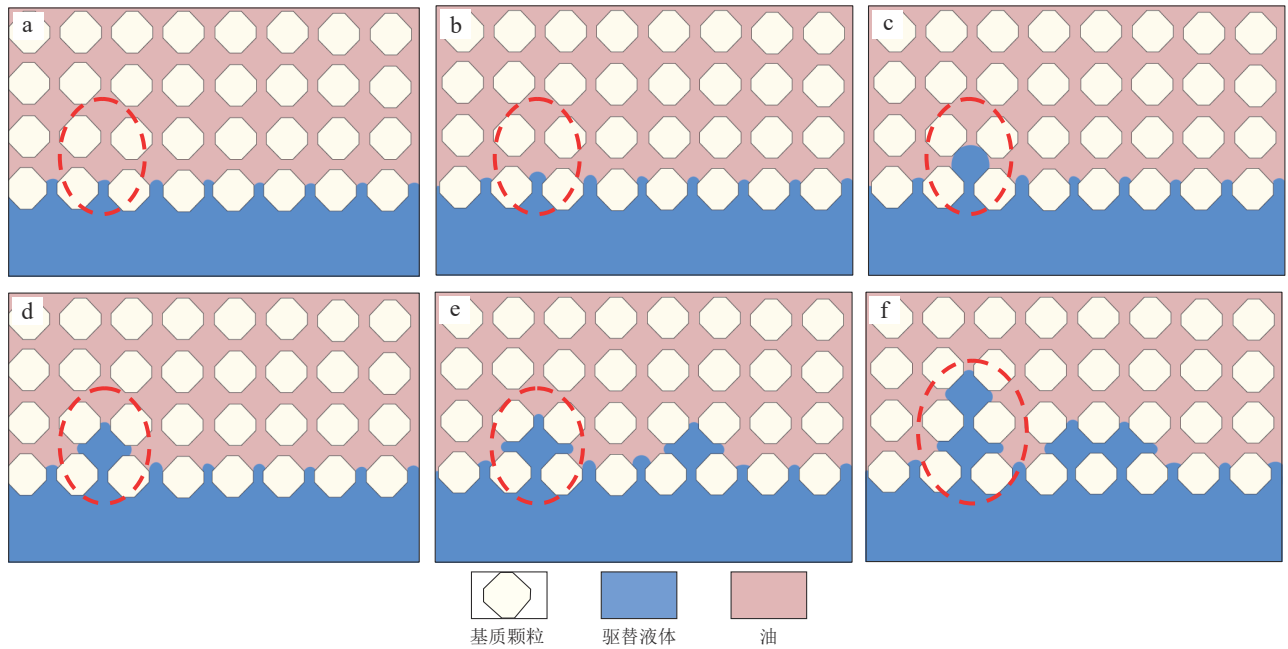
图8 微流控实验中裂缝两侧不同时刻(t)渗吸驱油状态微观放大图

Fig. 8 Images showing the microscopic imbibition on both sides of the fracture at different moments (t) in microfluidic experiments

a. $t=0$ s; b. $t=0.5$ s; c. $t=1.0$ s; d. $t=1.5$ s; e. $t=3.0$ s; f. $t=5.0$ s

也可见明显的海恩斯跳跃现象,与前文一致。不过此时由毛细管力主导,当流体克服毛细管力突破时,流体会快速填充孔隙体。如图8e,f所示,随着其中某一个孔隙的突破,附近的其他孔隙也会发生渗吸现象,并且会与附近较快突破的孔隙体中的流体合并共同将油向出口排出。由于该孔隙模型为右侧开放式边界,因此油的排出方向与流体运移方向一致。

2.2 不同流速的影响

图9所示为3种不同注入速度下的渗流过程。在 $2\mu\text{L}/\text{min}$ 的注入速度初始阶段,在入口侧开始进入少量的水进行驱替,同时裂缝两侧的渗吸区域开始快速扩大。在 0.60 PV 时整个多孔介质被突破,进入到突破阶段。渗吸基本上集中发生在突破前这段时间,后期只有极少数的孔隙发生渗吸。裂隙与孔隙的驱替过程有同样的规律,初始驱替速度较快,在突破阶段很短的时间内排出大部分油滴,而突破后驱替速度逐渐变缓,直到达到稳定状态并结束驱替。对比不同注入速度下流体分布情况,更快的注入速度会使得流体突破多孔介质的时间变短。但当注入速度过快时,注入流体对多孔介质中油的波及范围并没有比慢速的多,在渗吸过程和驱替过程中皆是如此。主要是由于高注入速度下,芯片下部孔隙驱替区域中形成优势通道,导致裂隙上部区域驱替缓慢。

驱替的优势通道现象多发于非均质性多孔介质

中,但本模型裂缝上、下的均质介质区域也存在指进突破现象。而本模型设计为均质介质,因此推断发生该现象的原因可能与渗吸的协同作用有关。渗吸-驱替协同作用导致均质模型中压力以及流速分布出现不均匀性,从而推动了均质介质区域中明显的优势通道形成。值得注意的是,当注入速度为 $6\mu\text{L}/\text{min}$ 时,孔隙区域的指进现象并不明显,驱替前缘稳定推进,并且裂隙与孔隙交互区域的渗吸作用效果显著。其规律与慢速($2\mu\text{L}/\text{min}$)的较为一致,并且整体的波及范围要好于中速($4\mu\text{L}/\text{min}$)。主要是由于上部的孔隙驱替区域中,驱替前缘稳定推进,使得基质区的波及范围更大。同时可以看到,在上方基质中的驱替达到稳定状态时,下方基质区域仍保持前缘稳定推进状态,最终下方基质突破,使整体波及范围大大扩大。而当注入速度为 $4\mu\text{L}/\text{min}$ 时,流体沿孔隙基质区域的指进现象明显,基质与裂隙协同突破,并且裂隙指进对近裂隙区域的孔隙驱替造成抑制效果,而上、下边界的孔隙指进导致驱替速度过快,最终孔隙波及范围较小,残余油较多。

基于不同注入速度下采收率演化曲线的对比分析,可将孔隙介质内的驱替过程划分为上、下两个非对称区域。结合整体渗吸-驱替动态特征,可将流动过程分为两个连续阶段:快速上升阶段与平稳推进阶段。鉴于模型除裂缝外为均质孔隙结构,上、下区域间的流动差异性未被纳入考虑范围,本工作聚焦于整体采收率演化机制解析。图10中的实验数据表明, $2\mu\text{L}/\text{min}$

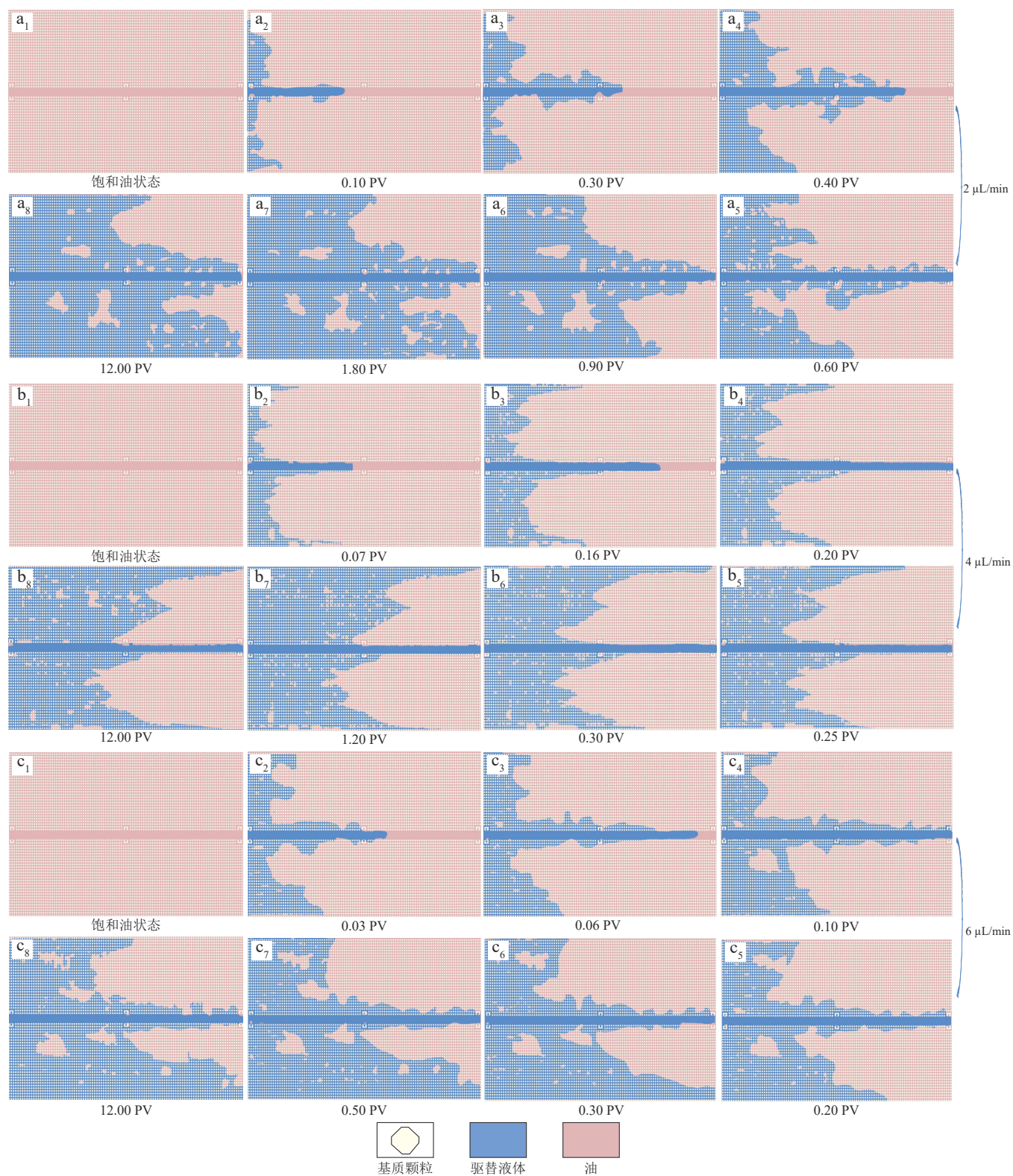


图9 微流控实验中不同注入速度下宏观渗流变化

Fig. 9 Images showing macroscopic seepage changes at varying injection rates of fracturing fluids in microfluidic experiment

a₁—a₈, b₁—b₈, c₁—c₈ 分别为注入速度2, 4和6 $\mu\text{L}/\text{min}$ 下不同注入量的水驱油油-水分布

(PV为孔隙体积。)

低速注入时渗吸效应最为显著。主要是由于渗吸主要发生在流体未突破裂隙前,低速注入时,驱替前缘突破

裂隙的延迟为裂隙-基质界面处毛细管渗吸反应提供了充足时间,促使原油从低渗孔隙向高渗裂缝通道自发运

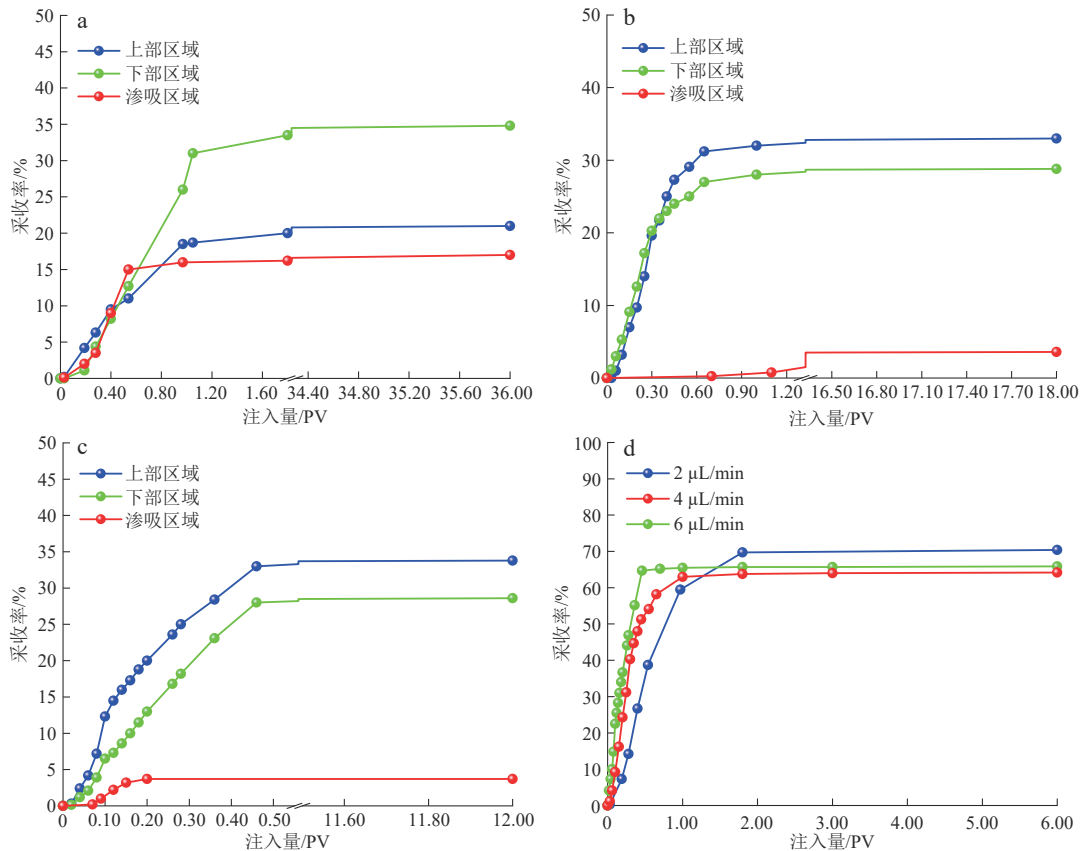


图10 微流控实验中不同注入速度下水驱油采收率曲线

Fig. 10 Oil recovery curves of water flooding at different injection rates in microfluidic experiment

a, b, c. 分别为注入速度 2, 4 和 6 $\mu\text{L}/\text{min}$ 下的采收率曲线; d. 不同注入速度下采收率对比

(PV 为孔隙体积。)

移。与之相反,高注入速度下黏滞驱替为主导机制,渗吸作用受动力学抑制,主要局限于裂隙近端狭小区域。值得注意的是,随着注入量的增加,残余油富集区的补偿性自发渗吸仍可引起采收率曲线局部回升。渗吸区域的拐点为中间流体突破裂隙的时刻,此时渗吸区域与边界联通,使得该区域的阻力降低,削弱远端基质孔隙区域的毛细管驱动力,导致渗吸范围受限。随着渗吸区域与驱替通道的贯通,采收率基本维持不变。

当注入速度为 $2 \mu\text{L}/\text{min}$ 和 $4 \mu\text{L}/\text{min}$ 时,上、下孔隙驱替区域均只有一侧区域会形成驱替的优势通道,而其余注入速度上、下两侧驱替区域均形成优势通道。结合采收率曲线分析,发现在慢速条件下,一侧区域的优势通道形成之后,会导致整体的驱替前缘推进变缓,流体会出现向优势通道形成侧流动的现象,导致另一侧的驱替前缘同样变缓。图 10 中所示的驱替区域拐点处均是在某一侧驱替区域优势通道形成时发生。值得注意的是,在注入速度为 $6 \mu\text{L}/\text{min}$ 时有 3 个拐点形成,上部区域采收率曲线第一个拐点为单条优势通道形成导致,在此之后采收率曲线增速减缓。随着驱替

前缘推进,流体在突破左侧边界后继续形成多条流道,使得第二个拐点形成。第三个拐点在下侧区域的多条流道形成时发生,侧面验证了单侧优势通道的形成会影响另一侧的驱替。对比 3 种注入速度下的总采收率,前期采收率与注入速度成正比,随着注入速度的增加,采收率也增加。但是采收率最高时的注入速度为 $2 \mu\text{L}/\text{min}$,主要是由于在该速度下渗吸反应能够得到充分进行,为最优注入速度。

2.3 表面活性剂对界面性质的影响

图 11 表面活性剂水溶液协同驱油示意图中,红色区域代表孔隙介质中的残余油,主要以孤立油滴的形式存在于孔隙或孔喉中。表面活性剂的添加会促进乳状液的形成,从而导致油滴的分离,界面上的表面活性剂分子会从界面上脱附,富集油相,而油相中的表面活性剂则会捕获扩散到油中的水分子,形成胶束。图 12 为表面活性剂驱替的实验结果,蓝色实线表示驱替前缘波及范围,蓝色虚线表示裂缝两侧渗吸前缘波及范围。结合图 13 实验结果可以看出,加入表面活性剂

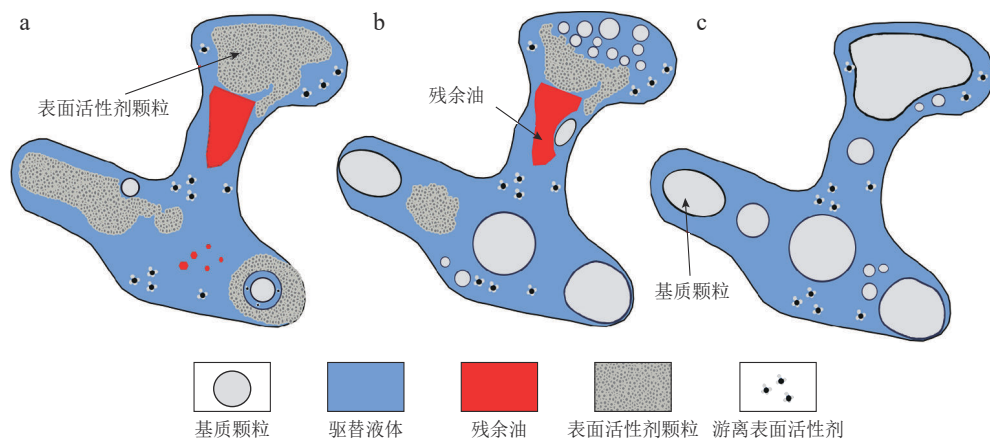


图11 微流控实验中表面活性剂对界面性质的影响

Fig. 11 Impact of surfactants on interfacial properties in microfluidic experiment

a, b, c. 分别为表面活性剂驱油的前期、中期和后期阶段

后,虽然驱替前缘的移动速度加快,但孔隙区域的驱替范围明显增加,对死孔油的波及效率提高,最终排油效果较好。表面活性剂会先流经中间裂缝,然后紧接着驱替部分会贯穿整体多孔介质。对比 $2 \mu\text{L}/\text{min}$ 注入速度,表面活性剂流经的范围要更大,在 0.10 PV 时就已经进入突破阶段,而蒸馏水则需要 0.60 PV 。表面活性剂实验在 0.30 PV 下侧面区域就已经贯通,在 2.80 PV 时多孔介质被全部贯通,其效果非常好(图12)。

裂缝两侧的渗吸波及范围比驱替范围要大得多,并且前期的优势流道并不明显,上、下两部分驱替区域几乎是同时向前驱进。虽然突破后会形成下侧优势流道,但是与蒸馏水不同的是,上侧的非优势流道虽然速度受到限制,但是并没有达到稳定状态,驱进始终向前推进,直到最终整个多孔介质上、下两侧被全部贯通。两种不同的润湿相流体因受粗糙度和优势通道等因素影响而会产生残余油存留。不同的是,在后期稳定驱替阶段中,表面活性剂离子的剥离作用会促进壁面残余油进一步剥离并排出,提高整体的驱油效果。对比不同注入速度下的表面活性剂驱油实验结果, $3 \mu\text{L}/\text{min}$ 时的驱替速度和采收率最好,在 6.00 PV 左右就已经接近驱替完全。 $1 \mu\text{L}/\text{min}$ 时的效果较差,虽然最终时刻采收率很高,会有部分残余油剩余,但效果要比蒸馏水好。该表面活性剂不管是渗吸还是驱替排油效果都很明显,尤其是在较大的注入速度下,保证速度的同时排油效果也好。

图13为表面活性剂在不同注入量下驱油的局部区域放大图。从中可以看出,表面活性剂能够大大提高对残余油的波及效率,出现不连续的小油滴,它们独立于其他的残余油之外,该现象可能与表面活性剂分

子的乳化效果有关。 0.12 PV 时进入稳定驱替阶段,这一阶段主要进行上部非优势通道区域的驱替以及残余油的排出。 2.50 PV 时剩余油减少,随着注入量的增加,部分残余油由最初的大量片状残余油,逐渐转变为部分的岛状残余油。所使用的表面活性剂为浓度3%的甜菜碱+碳化水,具有良好的乳化和分散作用。并且能降低驱替体系的界面张力,能够促进油团乳化分离成部分油滴,流动性增强,采收率大大提高。此外,其改变界面张力和岩石润湿性的作用,使得以表面活性剂为润湿相的实验中,海恩斯跳跃现象出现频率降低,卡断现象减少。

通过图14部分区域的连续时刻微观放大图可以看出,表面活性剂会与大面积的油团相互作用,并将后者分割成小油滴,而这些小油滴会在持续注入的表面活性剂流体的携带下运移。密集的小油滴在孔喉流动过程中,遇到赋存于孔隙壁面的残余油,对后者产生动态吸引剥离效应(图14a₁—a₃),表面活性剂不仅通过基础降阻作用强化驱替前缘推进,更重要的是建立多级次油相重组—输运—再剥离的动态循环,克服了孔喉滞留导致的毛细管数瓶颈现象,能够强化采油效果。小油滴在移动时携带动量冲击静滞留油团,使大面积油团被击打分离成部分小油滴,这些油滴在驱替压差作用下形成高速运移链,沿主流通道产生并行迁移效应(图14b₁—b₃)。这种油团相互吸引与击打分离壁面残余油簇的作用能够有效减少壁面残余油的残留。表面活性剂体系使常规驱替后的残余油饱和度大大降低,微观动用孔隙占比提高。

图15为不同注入速度下表面活性剂驱油采收率曲线。同样将驱替区域分为上、下两个部分,渗吸区域

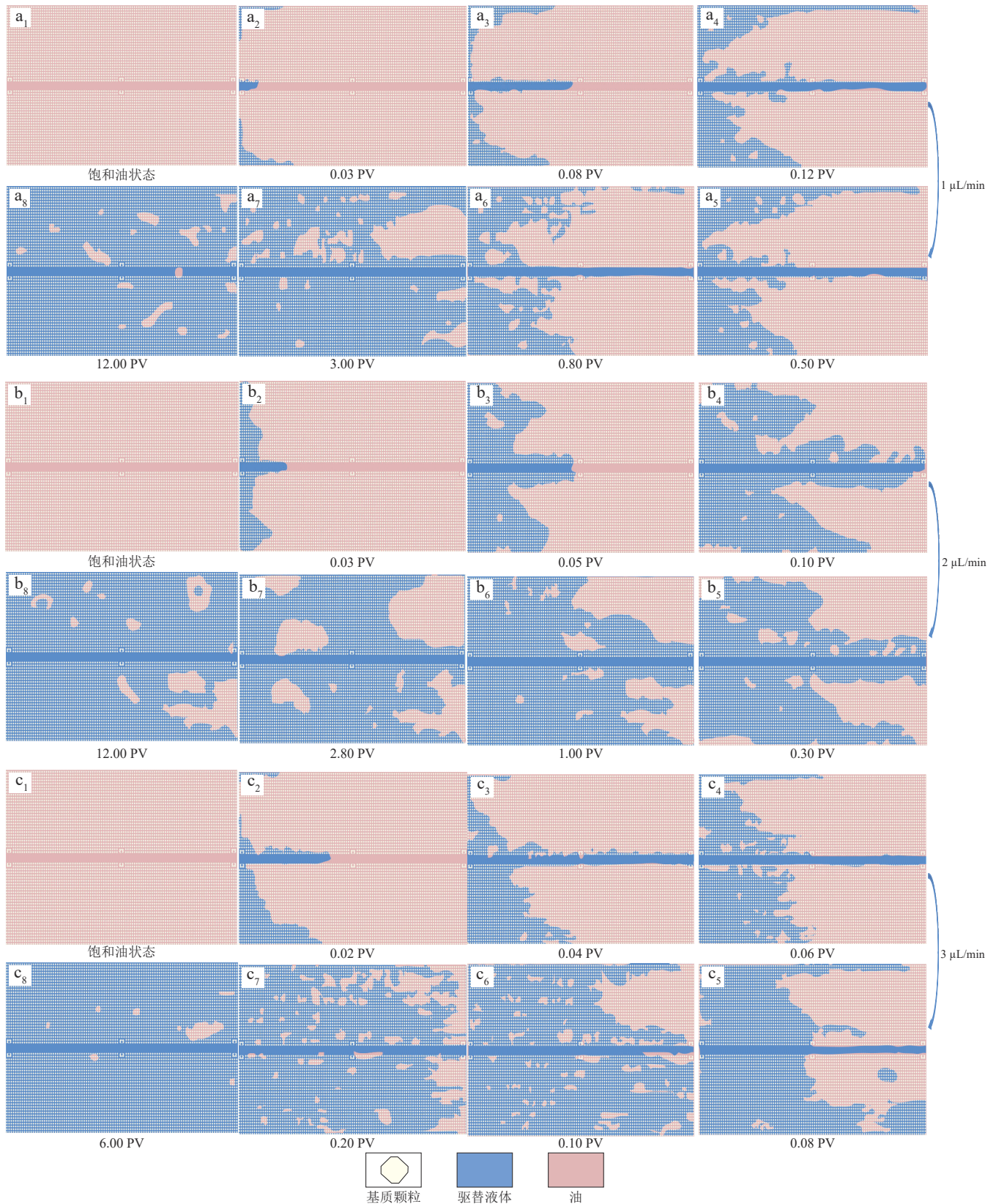


图 12 微流控实验中不同注入速度下表面活性剂驱油实验结果

Fig. 12 Experimental results of surfactant flooding of reservoirs at varying injection rates in microfluidic experiment
 a₁—a₈, b₁—b₈, c₁—c₈, 分别为注入速度 1, 2 和 3 $\mu\text{L}/\text{min}$ 下不同注入量的表面活性剂驱油—水分布
 (PV 为孔隙体积。)

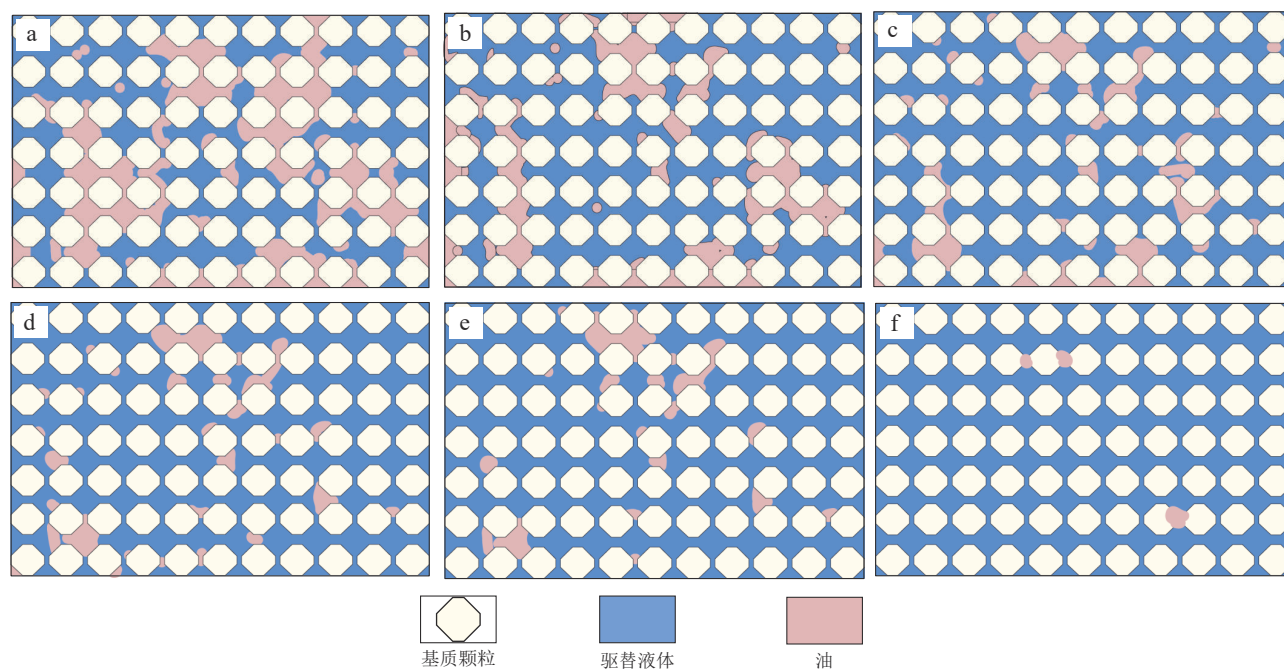


图13 微流控实验中表面活性剂驱替部分在不同注入量下的区域油-水分布放大图

Fig. 13 Zoomed-out images showing surfactant flooding at varying injection volumes in microfluidic experiment

a. 0.03 PV; b. 0.08 PV; c. 0.12 PV; d. 1.00 PV; e. 2.50 PV; f. 6.00 PV

(PV为孔隙体积。)

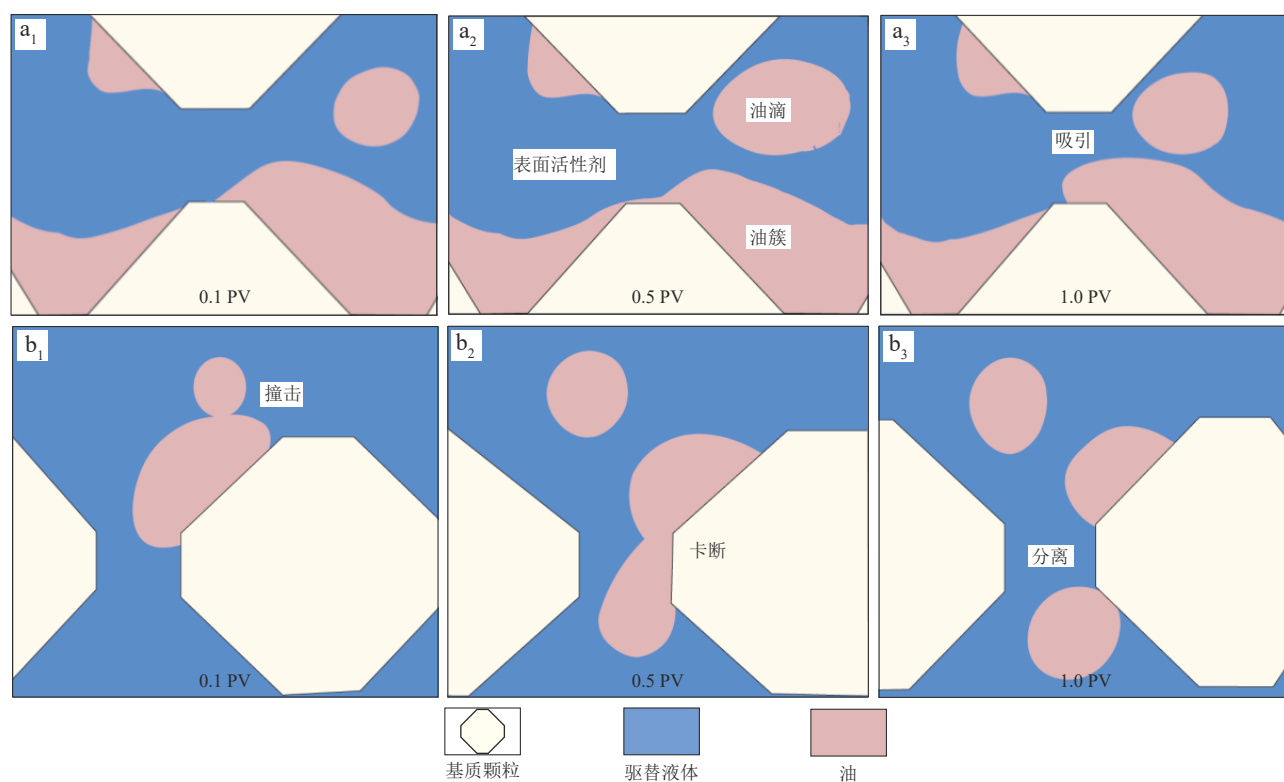


图14 微流控实验中部分区域的连续时刻状态微观放大图

Fig. 14 Microscopic zoomed-out images of some regions at successive moments in microfluidic experiment

a_1 — a_3 . 分别为连续时刻油滴对壁面残余油的动态吸引剥离效应; b_1 — b_3 . 分别为连续时刻油滴的迁移效应

单独分为一个部分。整体的驱替以及渗吸部分可以分为3个阶段,快速上升期、缓慢上升期以及稳定期。表

面活性剂有较好的乳化油团的作用,但当注入速度较快时,乳化作用并未得到充分的发挥,因此在低速时渗吸

效果显示出增强的趋势。注入速度为 $1\ \mu\text{L}/\text{min}$ 时,整体的渗吸均匀增加,同时在表面活性剂协同作用下,渗吸波及范围大大增加,较水驱增加 36.3%;注入速度为 $2\ \mu\text{L}/\text{min}$ 时,最初阶段渗吸效果较好,但是由于驱替前缘的快速推进,使得整体的采收率降低,多通道的形成降低了最终的渗吸效果;而注入速度为 $3\ \mu\text{L}/\text{min}$ 时,由于驱替前缘推进速度太快,渗吸作用较弱,可见驱替的前缘速度会明显影响渗吸强度。

不同注入速度下的驱替效率相近,最终采收率均能达到较高水平,驱替曲线上的拐点对应局部区域优势通道的形成,而多个拐点的存在是由于多条通道的协同演化。随着注入速度的增加,拐点的位置向右移动。 $1\ \mu\text{L}/\text{min}$ 注入速度的拐点在 2.00 PV 左右出现,前期上、下区域的驱替前缘推进速度差不多,但上部区域的优势通道先形成,导致下部区域的速度开始慢于上部区域。 $2\ \mu\text{L}/\text{min}$ 注入速度的拐点也在 2.00 PV 左右出现,其与 $1\ \mu\text{L}/\text{min}$ 时相近,主要是由于 $2\ \mu\text{L}/\text{min}$ 时的渗吸区域要比 $1\ \mu\text{L}/\text{min}$ 的大,表面活性剂作用下的驱替前缘推进较快,使得驱替通道与渗吸通道相融合连通,减

缓了驱替前缘的推进速度。而 $3\ \mu\text{L}/\text{min}$ 注入速度的拐点提前到 0.20 PV 时出现,驱替前缘快速向前推进。值得注意的是,驱替区域的采收率持续在缓慢增加,就是因为表面活性剂剥离油的效果,使得大部分的残余油排出,整体的采收率甚至达到 96.73%。通过对比不同注入速度下的整体采收率,其规律明显,随着注入速度的增加,整体的采收率和速度都是在增加的。

然而,实际地层温度高于室温,温度对表面活性剂胶束化行为、界面张力响应特征以及流体流变学性质等会造成显著影响,可能直接导致表面活性剂的驱油效果发生改变。在表面活性剂技术应用过程中,会涉及复杂的物理和化学反应,应综合化学-渗流-温度场综合评价其作用效果,目前研究工作尚未考虑温度对表面活性剂性能的影响,主要是开展了表面活性剂驱与水驱的对比实验,突出表面活性剂的应用效果。

2.4 残余油分布形态及动用机理

图 16 为渗吸区域与驱替区域的微观放大图,可以

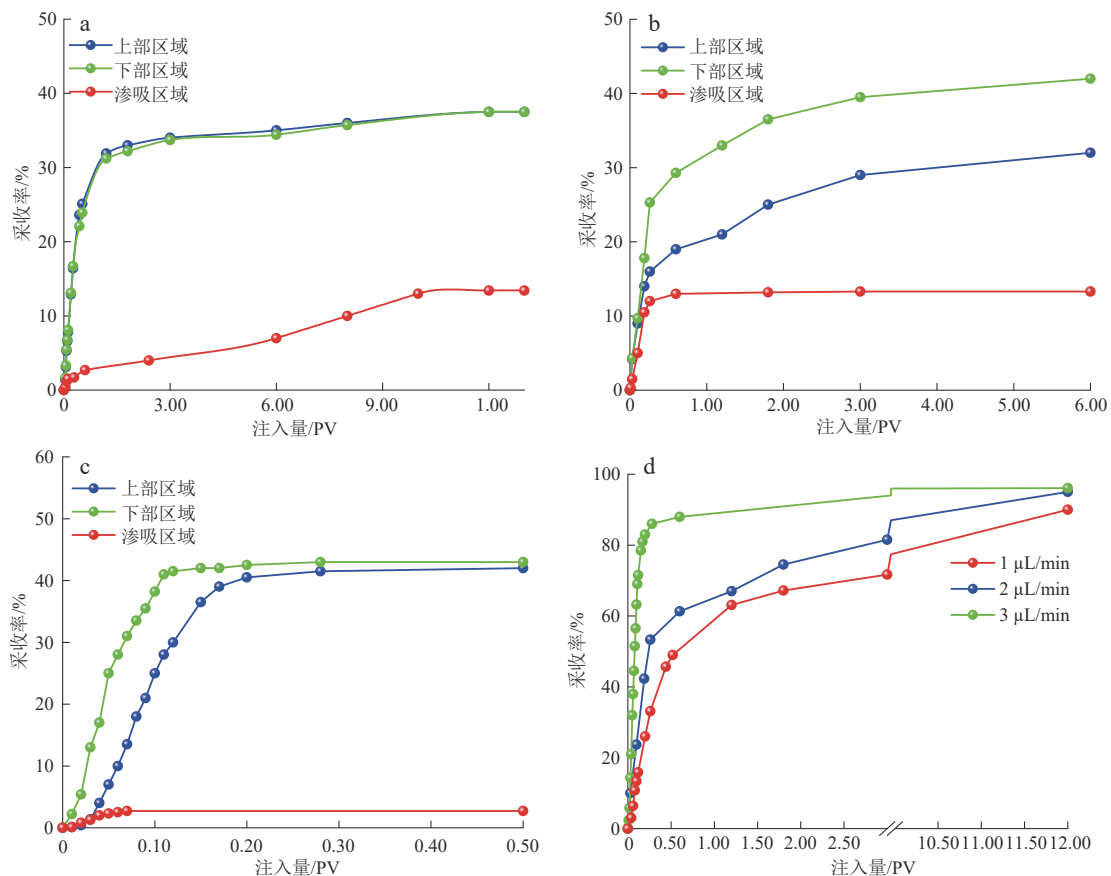


图 15 微流控实验中不同注入速度下表面活性剂驱油采收率曲线

Fig. 15 Oil recovery curves of surfactant flooding at varying injection rates in microfluidic experiment

a, b, c. 分别为注入速度 1, 2 和 $3\ \mu\text{L}/\text{min}$ 下的采收率曲线; d. 不同注入速度下采收率对比

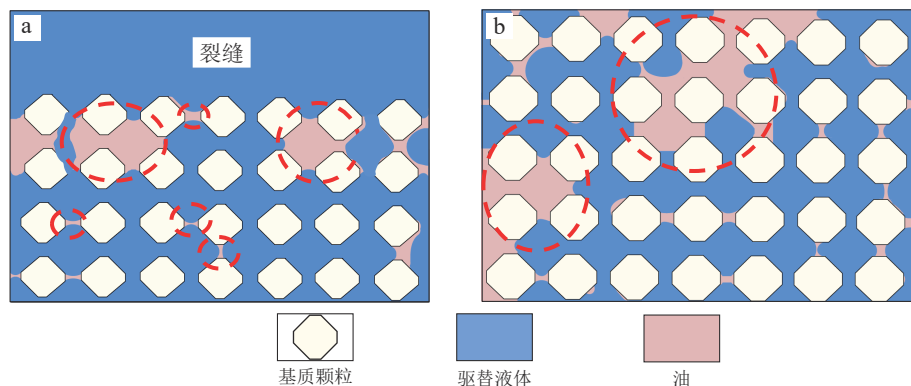


图16 微流控实验中不同区域油-水分布微观放大图

Fig. 16 Microscopic zoomed-out images of oil and water distributions in the imbibition-displacement zone in microfluidic experiment

a. 渗吸区域; b. 驱替区域

观察到两部分区域均有明显残余油赋存现象。实验结束后水相作为润湿相占据多孔介质中的大部分区域,且呈连续性分布。由于孔喉宽度很小,并且相邻的两个孔隙体之间的流速不一致,会导致渗吸和驱替区域容易存在部分未排出的残余油,并且残余油团簇大小不一。渗吸依靠毛细管力,由于刻蚀孔隙的粗糙度不完全一致,导致相邻孔隙体之间不是均匀的发生渗吸。同时,油作为非润湿相会有较大阻力,相邻孔隙体中的油先排出后,该孔隙体中的油会失去毛细管力的驱动,最终被束缚在孔隙中形成渗吸残余油。而驱替过程的残余油主要分布在与水流动垂直方向的孔喉中,这是由于驱替过程会有持续的流体注入,与水流动平行方向上水会持续不断地进入孔隙中,而垂直方向孔喉中的油可能会波及不到,致使其留存在其中。驱替过程中会有较大区域的连续孔隙油簇未排出,该区域包含孔隙和孔喉中的油,而渗吸区域则没有这种较大范围的残余油赋存。主要是由于驱替会形成优势通道,导致大部分水会沿着阻力较小的优势通道流动,阻力较大的通道内水则不会持续推进。

不管是渗吸区域或是驱替区域,都会有残余油的存在,尤其是驱替部分波及范围大,其出现了较大面积的残余油区域,可见渗吸的排油效果要比驱替更好。根据不同的残余油分布区域和形状等特点,我们将残余油分为6类(图17),分别为球状残余油、单壁面膜状残余油、孔喉柱状残余油、双壁面膜状残余油、壁面折柱状残余油和壁间连片状残余油。单壁面膜状残余油是由于部分基质的壁面凹凸不平,粗糙度不一致,导致油滴附着性好,毛细管力以及驱替力无法完全将油滴排出,部分残余油会附着在壁面,但是这种类型的残余油体积较小。壁面折柱状残余油主要分布于孔喉连接处,由于附近的孔隙流速过快,导致驱替或者渗吸流体

没有突破毛细管阻力,流体没有快速填充孔隙体,部分油就会残余在较小孔喉中。球状残余油主要存在于基质与基质间的空隙中,呈现出不规则的液滴形状。壁间连片状残余油主要是由于优势通道形成后,流体大部分流经阻力较小的流道,导致部分较大区域的油残余。渗吸作用发生在小孔隙区域,由于本模型设计的为均质孔隙体,所有的孔隙宽度一致,所以基本上都会发生渗吸作用。裂缝作为主要的流体通道会加大渗吸的波及面积,而小孔隙与裂缝之间会存在较大的毛细管力差,增大了渗吸作用。所以在渗吸区域并没有大范围的片状残余油存在,驱替区域会因为优势通道的形成而导致大片残余油存在。

3 结论

1) 整个渗流过程主要分为3个部分:裂隙的突进、裂隙与孔隙的交互(渗吸)波及以及孔隙的推进(驱替)。裂隙的突破速度大约为渗吸波及速度的8倍。开始阶段渗吸的速度快于驱替,呈现先快后慢的特点,但在裂隙突破后速度变慢。驱替过程整体也呈现先快后慢的特点,并且驱替与渗吸速度成倍数增长。

2) 使用的表面活性剂为浓度3%的甜菜碱+碳化水,具有良好的乳化和分散作用,能够使油团间相互吸引,减少孤立残余油分布,并乳化油团,将其分离成部分油滴,促进残余油的排出。

由于基质表面粗糙度的差异,表面活性剂对壁面上残余油滴的剥离能力有所不同,油滴附着性较强时,在毛细管力以及黏滞力的作用下无法将油滴完全剥离,形成体积较小的壁面滴状残余油。因此孔隙壁面的粗糙程度会增强油滴的附着能力,增大其剥离难度,最终影响整体的驱油效果。

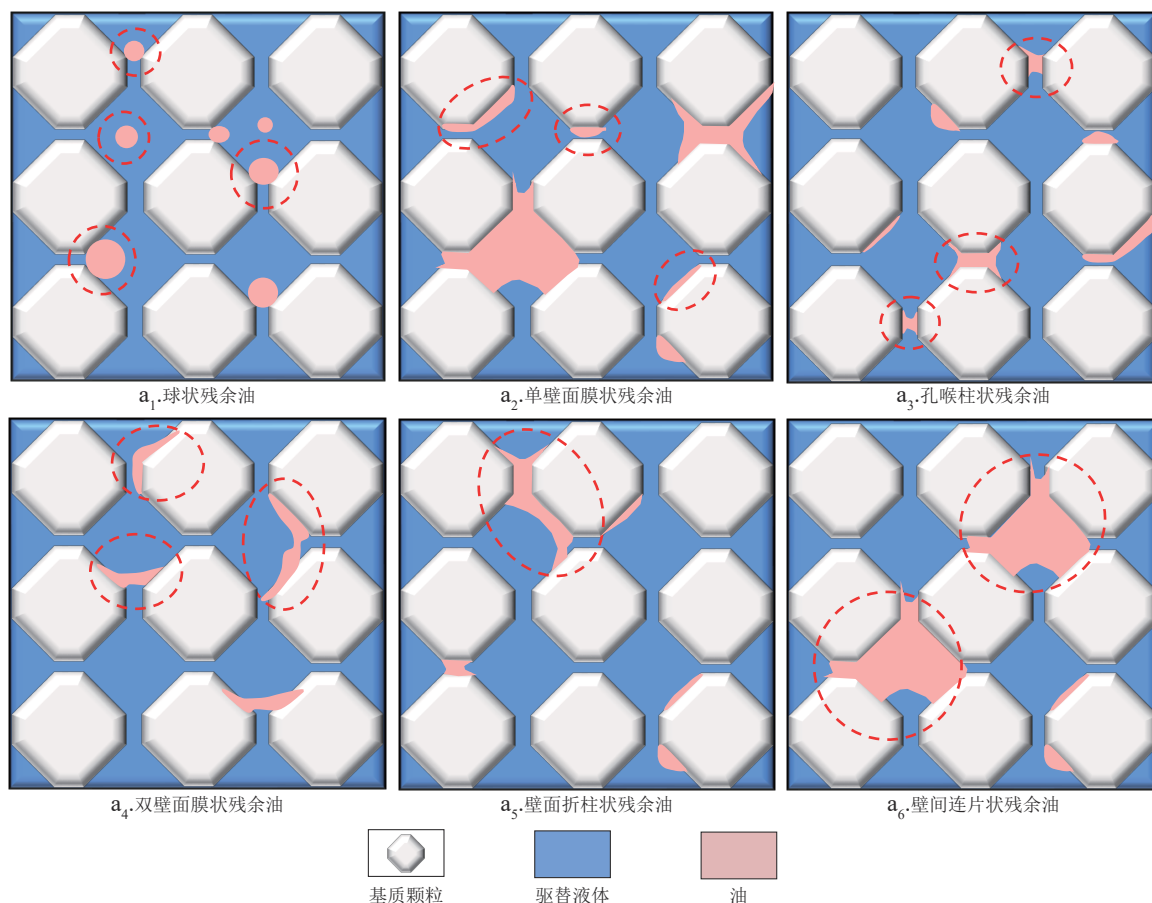


图17 微流控实验中残余油分类

Fig. 17 Classification of residual oil in microfluidic experiment

3) 不同驱替速度下,初始阶段驱油效率最快,效果最明显。注入速度较慢时采油波及范围要比快速时更多,驱油速度较慢时渗吸发挥主要作用。注入速度较快时驱替发挥主导作用,快速形成优势通道,但残余油较多。渗吸和驱替过程中,因为壁面的不同粗糙度以及不同孔隙体间流速和压力的影响,导致残余油的存在。根据形状及其分布主要分为6种类型残余油:球状残余油、单壁面膜状残余油、孔喉柱状残余油、双壁面膜状残余油、壁面折柱状残余油和壁间连片状残余油。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,丁云宏,卢拥军,等. “人工油气藏”理论、技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 144-154.
ZOU Caineng, DING Yunhong, LU Yongjun, et al. Concept, technology and practice of “man-made reservoirs” development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 144-154.
- [2] BAZAZI P, GATES I D, SANATI NEZHAD A, et al. Silica-based nanofluid heavy oil recovery a microfluidic approach [C]// SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, 2017.
- [3] 朱卫红,周代余,冯积累,等. 塔里木油田典型油气藏水平井开发效果评价[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 716-725.
ZHU Weihong, ZHOU Daiyu, FENG Jilei, et al. Development effect evaluation of horizontal wells in typical oil and gas reservoirs of Tarim Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 716-725.
- [4] 杨胜来,陈浩,冯积累,等. 塔里木油田改善注气开发效果的关键问题[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(1): 40-44.
YANG Shenglai, CHEN Hao, FENG Jilei, et al. A brief discussion on some scientific issues to improve oil displacement during gas injection, Tarim Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 40-44.
- [5] 王玉丹,杨玉双,刘可禹,等. 非常规油气储集孔隙多尺度连通性的定量显微CT研究[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 86-92.
WANG Yudan, YANG Yushuang, LIU Keyu, et al. Quantitative and multi-scale characterization of pore connections in tight reservoirs with micro-CT and DCM [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 86-92.

- [6] 徐中一, 方思冬. 边界层对致密油藏逆向渗吸的数值模拟[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 638-646.
XU Zhongyi, FANG Sidong. Numerical simulation on tight oil reservoir reverse imbibition with boundary layers[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 638-646.
- [7] 李兆敏, 徐正晓, 李宾飞, 等. 泡沫驱技术研究与应用进展[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(5): 118-127.
LI Zhaomin, XU Zhengxiao, LI Binfei, et al. Advances in research and application of foam flooding technology[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(5): 118-127.
- [8] 侯健, 邱茂鑫, 陆努, 等. 采用CT技术研究岩心剩余油微观赋存状态[J]. 石油学报, 2014, 35(2): 319-325.
HOU Jian, QIU Maoxin, LU Nu, et al. Characterization of residual oil microdistribution at pore scale using computerized tomography[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2): 319-325.
- [9] 刘柯, 范洪富, 闫飏, 等. 低渗透油藏渗吸采油机理及技术进展[J]. 油田化学, 2023, 40(1): 182-190.
LIU Ke, FAN Hongfu, YAN Biao, et al. Progress in mechanism and technology of imbibition recovery in low permeability reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(1): 182-190.
- [10] SHEN Yinghao, GE Hongkui, LI Caixiong, et al. Water imbibition of shale and its potential influence on shale gas recovery—a comparative study of marine and continental shale formations[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 35 (Part A): 1121-1128.
- [11] 孙焕泉, 杨勇, 方吉超, 等. 提高油气田采收率技术协同方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 600-608.
SUN Huanquan, YANG Yong, FANG Jichao, et al. Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 600-608.
- [12] 康万利, 赵晗, 邵硕, 等. 表面活性剂复配提高超低渗油藏渗吸采收率[J]. 油田化学, 2019, 36(4): 667-671.
KANG Wanli, ZHAO Han, SHAO Shuo, et al. Surfactant combination for improving the imbibition recovery of ultra-low permeability reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(4): 667-671.
- [13] SOHN Y K. Rapid development of gravelly high-density turbidity currents in marine Gilbert-type fan deltas, Loreto Basin, Baja California Sur, Mexico[J]. Sedimentology, 1999, 46(4): 757-761.
- [14] 石立华, 魏登峰, 常毓文, 等. 基于微流控模型的致密油藏微观渗吸机制试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(2): 99-108.
SHI Lihua, WEI Dengfeng, CHANG Yuwen, et al. Experiment on micro imbibition mechanisms of tight reservoirs based on a microfluidic model[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(2): 99-108.
- [15] MI L, JIANG H, PEI Y, et al. Microscopic oil and water percolation characteristic investigation of water flood reservoir in ultrahigh water cut period[C]//SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, 2016. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-180864-MS.
- [16] 林炳承, 秦建华. 微流控芯片分析化学实验室[J]. 高等学校化学学报, 2009, 30(3): 433-445.
LIN Bingcheng, QIN Jianhua. Analysis laboratory based on a microfluidic chip[J]. Chemical Journal of Chinese Universities, 2009, 30(3): 433-445.
- [17] 王鸣川, 王燃, 岳慧, 等. 页岩油微观渗流机理研究进展[J]. 石油实验地质, 2024, 46(1): 98-110.
WANG Mingchuan, WANG Ran, YUE Hui, et al. Research progress of microscopic percolation mechanism of shale oil[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(1): 98-110.
- [18] 曹同锋, 高东华, 李占东, 等. 柳赞油田多层砂岩优势渗流通道特征及喉道体积[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(1): 53-57.
CAO Tongfeng, GAO Donghua, LI Zhandong, et al. Characteristics of dominant flowing channels and throat volume of multi-layer sandstone reservoirs in Liuzan Oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(1): 53-57.
- [19] 谷丽冰, 李治平, 侯秀林. 二氧化碳驱引起储层物性改变的实验室研究[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(3): 258-260.
GU Libing, LI Zhiping, HOU Xiulin. Experimental research of reservoir physical changes induced by CO₂ flooding[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(3): 258-260.
- [20] KIM Y, WAN Jiamin, KNEAFSEY T J, et al. Dewetting of silica surfaces upon reactions with supercritical CO₂ and brine: Pore-scale studies in micromodels[J]. Environmental Science & Technology, 2012, 46(7): 4228-4235.
- [21] XU Ting, PU Jun, QIN Xuejie, et al. Experimental analysis of matrix moveable oil saturation in tight sandstone reservoirs of the South Ordos Basin, China[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(1): 100097.
- [22] CHANG Chun, ZHOU Quanlin, OOSTROM M, et al. Pore-scale supercritical CO₂ dissolution and mass transfer under drainage conditions[J]. Advances in Water Resources, 2017, 100: 14-25.
- [23] BAO Bo, RIORDON J, MOSTOWFI F, et al. Microfluidic and nanofluidic phase behaviour characterization for industrial CO₂, oil and gas[J]. Lab on a Chip, 2017, 17(16): 2740-2759.
- [24] GAVOILLE T, PANNACCI N, BERGEOT G, et al. Microfluidic approaches for accessing thermophysical properties of fluid systems[J]. Reaction Chemistry & Engineering, 2019, 4(10): 1721-1739.
- [25] 王勇, 姜汉桥, 郭晨, 等. 基于微流控技术的裂缝性碳酸盐岩油藏脱气后水窜治理实验研究[J]. 中国海上油气, 2023, 35(1): 78-88.
WANG Yong, JIANG Hanqiao, GUO Chen, et al. Microfluidics

- experimental investigation of water channeling control strategy after degassing in fractured carbonate reservoirs [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(1): 78–88.
- [26] 耿向飞, 丁彬, 张玉亮, 等. 致密储层纳米流度改性剂的微流控模拟评价[J]. *油田化学*, 2019, 36(2): 267–270, 276.
- GENG Xiangfei, DING Bin, ZHANG Yuliang, et al. Microfluidics simulation investigation of nano fluidity modifier for tight reservoir [J]. *Oilfield Chemistry*, 2019, 36(2): 267–270, 276.
- [27] 王永诗, 巩建强, 陈冬霞, 等. 渤海湾盆地东营凹陷盐家地区深层砂砾岩油气藏相态演化及成藏过程[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1159–1172.
- WANG Yongshi, GONG Jianqiang, CHEN Dongxia, et al. Phase evolution and accumulation mode of hydrocarbons in deep coarse-grained clastic reservoirs in the Yanjia area, Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1159–1172.
- [28] 李俊键, 刘洋, 高亚军, 等. 微观孔喉结构非均质性对剩余油分布形态的影响[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 1043–1052.
- LI Junjian, LIU Yang, GAO Yajun, et al. Effects of microscopic pore structure heterogeneity on the distribution and morphology of remaining oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 1043–1052.
- [29] 徐飞, 姜汉桥, 刘铭, 等. 基于2.5D微流控技术的黏土矿物运移对喉道封堵和原油运移的影响[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(4): 64–73.
- XU Fei, JIANG Hanqiao, LIU Ming, et al. Effect of clay minerals migration on pore throats plugging and oil migration based on 2.5D microfluidics technology [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(4): 64–73.
- [30] MOLLA S, MOSTOWFI F. Microfluidic platform for PVT measurements [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, 2014. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014: SPE-170910-MS.
- [31] CABODI M, TURNER S W P, CRAIGHEAD H G. Entropic recoil separation of long DNA molecules [J]. *Analytical Chemistry*, 2002, 74(20): 5169–5174.
- [32] MOIRÉ M, PEYSSON Y, PANNACCI N, et al. A new microfluidic tensiometer for optimizing EOR formulations[C]//SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, 2016. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-179557-MS.
- [33] HE Kai, XU Liang, KENZHEKHANOV S, et al. A rock-on-a-chip approach to study fluid invasion and flowback in liquids-rich shale formations [C]//SPE Oklahoma Oil and Gas Symposium, Oklahoma City, 2017. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2017: SPE-185088-MS.
- [34] DU Yujing, XU Ke, MEJIA L, et al. Surface-active compounds induce time-dependent and non-monotonic fluid-fluid displacement during low-salinity water flooding [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2023, 631(Part A): 245–259.
- [35] LEI Wenhai, LU Xukang, WANG Moran. Multiphase displacement manipulated by micro/nanoparticle suspensions in porous media via microfluidic experiments: From interface science to multiphase flow patterns[J]. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2023, 311: 102826.
- (编辑 刘格云)