

微流控模型在油气田开发中的应用

李俊健^{1,2*}, 苏航^{1,3}, 姜汉桥^{1,2}, 于馥玮^{1,2}, 梁天博^{1,3}, 赵玉云^{1,2}, 高亚军^{1,2}, HOSSEIN Hejazi⁴

1 中国石油大学(北京)油气探测与工程国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

3 中国石油大学(北京)非常规天然气研究院, 北京 102249

4 卡尔加里大学化学与石油工程学院, 卡尔加里 T2N 1N4, 加拿大

* 通信作者, lijunjian@foxmail.com

收稿日期: 2017-05-09

国家科技重大专项致密油藏多尺度介质提高排驱效率数值模拟方法及优化设计研究(2017ZX05009-005)和厚油层层内堵水优化设计决策技术研究(2016ZX05010006-003-002)联合资助

摘要 在过去的30年内, 微流控技术在包括疾病诊断、药物筛选、细胞分析、材料化学、环境监测、食品安全、航空航天等在内的各个领域开展应用, 取得了丰硕的成果。在油气田开发领域, 1952年俄克拉何马州立大学 Alfred Chatenever 和宾夕法尼亚州立大学 John C. Calhoun, JR 最先利用微观模型研究了剩余油的分布规律。本文介绍了1952年至今, 微流控模型在油气田开发领域的发展与应用现状。目前, 针对不同的研究目标, 可制造不同材质的模型。模型中的流体分布情况、流动路径分析可用共聚焦显微镜、PIV(Particle Image Velocimetry, 图像粒子测速系统)、CCD相机(Charge Coupled Device Camera, 电荷耦合摄像机)等设备来观察和实现。微流控技术所带来的精准、定量、快速、安全的可视化研究将在油气田开发领域的油气水在裂缝、微尺度基质、纳尺度基质中的渗流规律和化学驱提高采收率等方面发挥出无可替代的作用。

关键词 微流控模型; 微观剩余油; 可视化模型; 油气田开发

0 引言

随着油气资源开发的不断深入, 油气田开发的热点与难点问题逐渐由常规油气的开发转变为老油田提高采收率和非常规油气高效开发等方面^[1-2]。受孔隙尺度的限制, 常规实验方法难以直观呈现出原油在微纳尺度通道中的流动行为。而依靠常规实验方法建立的油气渗流理论也大多基于连续介质假设, 只适用于常规油气藏的开发初期。对于微尺度效应显著的非常规油气藏和油水界面作用显著的高含水老油藏, 常规实验手段很难为认识油气渗流通道内部流动规律提供参考。在油气藏高效开发日趋困难的背景下, 旨在直观

认识岩心内部渗流机理的核磁共振、CT扫描以及微观可视化等实验手段的持续发展与深化应用将为油气渗流机理的认识提供有效支撑^[3-5]。

通常把在微纳尺度空间里流动的流体称为微纳流体, 把在微纳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称为微流控技术。微流控技术能够在微米尺度空间对流体进行操控, 将生物、化学等实验室的基本功能微缩到一个几平方厘米的模型上, 承载这一功能的微流控模型又可称为芯片实验室(Lab on a chip)^[6-7]。这种技术已在航空航天、生物化学、医学诊断、环境检测等领域中得到了广泛应用。与传统实验室分析方法相比, 微流控技术具有样品消

引用格式: 李俊健, 苏航, 姜汉桥, 于馥玮, 梁天博, 赵玉云, 高亚军, HOSSEIN Hejazi. 微流控模型在油气田开发中的应用. 石油科学通报, 2018, 03: 284-301

LI Junjian, SU Hang, JIANG Hanqiao, YU Fuwei, LIANG Tianbo, ZHAO Yuyun, GAO Yajun, HOSSEIN Hejazi. Application of microfluidic models in the oil and gas field development. Petroleum Science Bulletin, 2018, 03: 284-301. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.03.026

耗量小、分析速度快、自动化程度高、热量质量传递速率高、易于集成、安全性高等优势^[8]。微流控技术展现出的价值已经被学术界和产业界所认同。

国内外剩余油微观物理模拟实验起步较早, 1952年 Chatenever等^[9]使用玻璃材料制作粒状充填微观模型来研究多孔介质驱替过程的可视化研究, 分析了微观剩余油的形态和形成机理。中国科学院渗流所于1960年代就提出了“微观渗流”的思想, 郭尚平院士^[10]利用微观物理模型对渗流机理进行了大量实验研究, 开展了注水指进发育和孔隙级机制研究, 并阐述了油水二相渗流机理。Lenormand^[11]通过玻璃刻蚀模型驱替实验, 研究了孔隙尺度下的油水两相渗流规律, 认为驱替前缘的油水分布情况与黏滞力和毛管力的相互作用有关, 在此基础上讨论了利用相图和统计模型表征非混相驱替的方法。但鉴于模型制作材料、工艺和数据采集处理设备的局限性, 导致模型通道尺度过大且尺寸不能定量控制, 驱替实验过程流量和压力也无法定量描述, 很多微观模型不能称之为微流控模型, 所以之前大部分学者的相关研究都是以描述驱替过程、剩余油位置, 分析润湿性影响等现象观察的定性描述为主, 缺乏对流动状态、流动路径、剩余油状态参数(赋存位置、油水接触关系、形态)等的定量研究。随着微流控模型技术的发展, 微流控模型的制作材料逐渐从硅、玻璃/石英扩展到了PDMS(Polydimethylsiloxane, 聚二甲基硅氧烷)与PMMA(Polymethylmethacrylate, 聚甲基丙烯酸甲酯)等聚合物材料, 模型通道尺寸也逐渐从微米量级做到了亚微米、纳米量级, 这就为利用微流控模型定量研究微纳孔隙流体流动提供了很好的实验手段。基于规则通道或不规则通道的微观模型能够实现对微尺度效应作用效果以及油水界面作用的直观观察, 微观可视化实验对于研究油气水在裂缝、微尺度基质、纳尺度基质中的渗流机理和化学驱提高采收率等方向都有着重要意义。

本文介绍了常见的微流控模型制作工艺、微观模型驱替实验数据采集与处理方法以及微观模型在油气田开发领域的应用进展和存在的问题, 以期对微流控模型在油气田开发的深入应用提供有益参考。

1 微流控模型制作工艺

1.1 微流控模型制作材料

作为微流控模型的基本载体, 材料对模型加工精

度和功能实现等有极其重要的意义。材料的选择决定着模型的不同特征, 如透光性、硬度、润湿性、稳定性以及加工成本高低, 是否能够重复使用等等。

由于良好的化学惰性和热稳定性, 硅片曾作为早期微流控模型的主要材料。但其造价昂贵, 后来玻璃^[12]和石英^[13]在微流控模型制作上被广泛使用, 作为比硅材料价格低的替代品, 玻璃和石英具有良好的透光性、稳定性, 制作过程与硅模型相似, 可以获得成熟的微电子加工工艺的支持。1998年, 哈佛大学 Whitesides^[14]提出了软蚀刻技术的概念, 以PDMS、PMMA为代表的聚合物材料进入了该领域并逐渐成为模型加工的主要材料^[15-16]。聚合物材料模型制作的通道尺寸可比玻璃模型更小, 并且种类繁多, 制作相对简单并且价格便宜。也有学者使用真实岩心切片制作了砂岩模型, 如2015年, 付晓燕等^[17]利用真实砂岩薄片模型和微观可视化技术, 实验模拟了气水两相驱替过程中流体的渗流特征及参与水、气的分布规律。这种真实岩心切片制作的模型优点在于其模型的真实性和保持了原岩心的孔隙结构、岩石表面物理性质及大部分胶结物^[18]。

我们对硅、玻璃或石英、PDMS、PMMA和岩石真实切片进行了性能比较, 如表1。从比较结果来看, PDMS属于油湿聚合物, 稳定性较差, 遇油易发生溶胀, 在石油领域中应用时受限较大, 一般只进行一些气水两相流的研究; 真实岩心模型由于其透光性较差, 很难实现流体形态的观察, 特别是微观残余油的观察干扰因素较多。另外, 岩心的孔喉结构是三维的, 无法保证制作的二维观察模型切片通道在一个平面上, 增加了实验的不确定性, 因此应用也很局限; 硅模型易碎, 材料透光性差只能通过反射光观察, 键合难度较大, 制作成本高昂, 没有独特的优势; 所以其普遍被玻璃、PDMS和PMMA模型所取代, 应用较少。目前在石油领域应用最广泛的模型是玻璃模型, 但同样存在一定弊端, 其制作过程过分依赖标准光刻技术, 成本高, 工序繁杂并且常规工艺(湿刻法)加工的玻璃模型通道最小线宽尺度较大, 所以在一些非常规油气的相关研究中, 也有一些学者使用PDMS、硅以及PMMA等其他材质的模型。

1.2 微流控模型设计与制备

根据微流控模型通道几何形状和空间拓扑结构的不同, 可以将其分为规则通道和不规则通道。规则通道是根据研究需要制作含有规则结构的重复图像或孔喉比、形状因子、配位数、通道尺寸等参数呈规律性

变化的孔隙网络模型, 而不规则模型可以分为人工随机模型、岩石实际模型和真实岩心切片模型。早期制作的微观模型比较简单, 例如: 1952年Chatenever等^[9]制作了粒状充填微观模型完成驱替实验, 模型的原理很简单, 由两块平行的透明玻璃板中间夹一层玻璃或石英珠得到, 流体在玻璃珠或石英珠的构造孔隙中流动, 如图1。2002年, Tsakiroglou等^[19]也制作了孔喉通道规则的模型, 但孔的大小由统计学分布确定, 这些孔的尺寸分布会影响到整个通道的渗透率, 如图2; 早期的模型都与真实的储层结构有一定差距, 特别是模型孔喉大小是油层孔喉大小的几十倍甚至上百倍。经过几十年技术的发展与材料的优选, 流体通道的尺

寸可达到纳米级别。目前规则通道模型主要用于研究多相流渗流机理, 裂缝机理等基础性理论, 而针对特定油藏, 如高含水油藏提高采收率, 低渗透、致密油、页岩气开发等, 主要使用岩石实际模型。

微流控模型微通道的质量是影响微流体流动的重要因素。不同材质的模型对应了很多不同的工艺方法。湿法刻蚀是玻璃微流控模型的典型制作工艺, 其主要包括: 牺牲层(金属层和光刻胶)制备和刻蚀(光刻蚀和湿法刻蚀)两步。由于湿法刻蚀刻蚀通道受到尺度的限制, 也不能精确加工通道形状和深度, 未来能够在玻璃石英模型上加工高深宽比通道的干法刻蚀技术将更受到重视。聚合物材料微通道与玻璃微通道的制

表1 常见微流控模型性能比较

Table 1 Performance comparison of common microfluidic model materials

	硅	真实岩心切片	玻璃	PDMS	PMMA
通道最小线宽	纳米尺度	/	2 μm(湿刻)	纳米尺度	纳米尺度
制作成本	极高	高	高	廉价	廉价
控制润湿性	较难	可控	可控	难	难
极限实验条件	高温低压	高温低压	高温高压	常温低压	常温低压
稳定性	好	好	好	一般	一般
键合强度	一般	较差	强	较差	差
能否重复使用	可清洗 并重复使用	否	可清洗 并重复使用	否	可清洗 并重复使用
观察方式	反射	反射	透射	透射	透射
呈现效果	较好	差	好	好	好
综合评价	易碎且昂贵	不确定性高 观察效果差	制作难度高尺寸受限 使用广泛	稳定性差	可批量化生产 模具决定成本

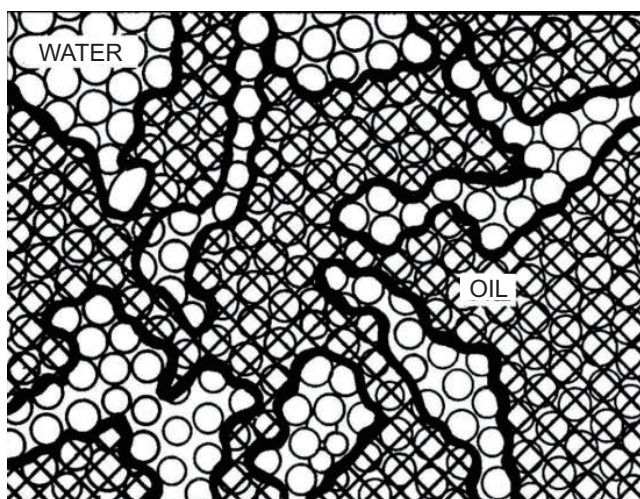


图1 Chatenever和Calhoun粒状充填模型驱替过程图

Fig. 1 Glass-bead model displacement process of Chatenever and Calhoun

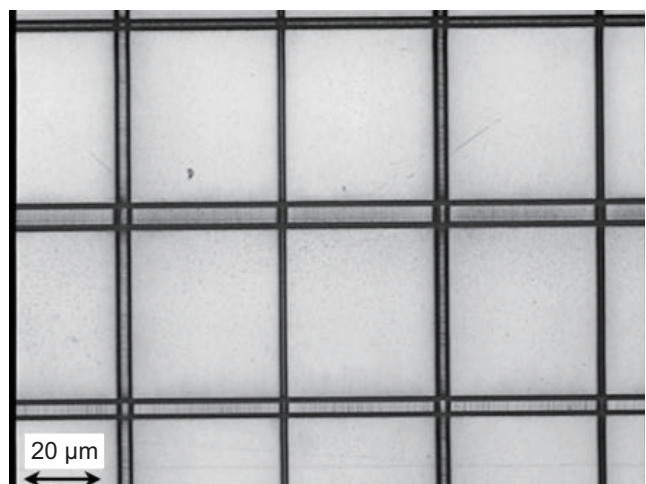


图2 Tsakiroglou和Avraam微观模型局部放大图

Fig. 2 Micromodel partial magnification of Tsakiroglou and Avraam

作工艺有较大的区别,主要包括模塑法、热压法、激光烧灼法、LIGA技术、软刻蚀法等^[6-7]。PDMS^[20]和PMMA^[21]以模塑法最为常见。这些常规方法制作出的模型一般只能达到微米量级。许多学者通过方法改进,制作出了纳米孔道,如:大连理工大学微纳控实验室能够通过先制作微米通道模型,并在键和微米通道模型时中间夹纳米孔膜构成了纳米孔道即三明治形PDMS微纳流控模型(直径15~200 nm)^[6]。

2 微流体数据采集与处理

微流控模型驱替系统的主要部件包括:显微镜、CCD相机、图像粒子测速系统(PIV)、微流体驱动系统、微流体流量监控系统、高压微流体进样系统等设备,如图3。其核心部件是依托显微镜的图像采集系统,模型自身的密封性以及注入设备与模型连接处的密封性对实验成败同样有着关键影响。

2.1 图像采集

微观可视化驱替系统一般通过光学显微镜与CCD相机进行数据采集,再通过Zeiss Axiovert、ImageJ等软件进行图像处理分析,可实现微流通通道中流体流动图像采集功能。通过micro-PIV系统可实现对微流控驱替的量化分析。Perrin等^[23]使用micro-PIV

观察微毛细管中的非牛顿流动,并计算了非牛顿流动参数验证了PIV速度场的测定。Roman^[24]等使用micro-PIV观察单相流流动,并用数值模拟验证了设备测量数据的准确性,观察不稳定非混相两相流实验,发现了流体在侵入界面前,处于高度振动的状态并伴随着速度大小和方向突变,阶跃和水相涡流的现象。但Micro-PIV的应用目前也存在一些问题,主要在于当荧光粒子直径过小时,布朗运动显著,流动跟随特性变差,导致实验误差较大,因此Micro-PIV一般用1~2 μm 的粒子来实现10 μm 以上通道内部速度场监测。目前,最直观的监测界面或液滴运移速率的方法是通过高速摄像机连续采集流体运动图像,通过记录不同时刻下界面位置来实现移动速率的计算。Moebius等^[25]利用高速摄像机揭示了渗流理论,但没有揭示的界面阶跃现象,证实了排驱过程中界面阶跃速率是前缘移动速率的50倍。Armstrong等^[26]根据高速摄像机采集的视场范围内流体拓扑结构及动态变化情况分析了排驱过程的驱替速率及主作用力的影响,并在定性层次上揭示了低毛管数条件下液滴微观动态与宏观尺度流体流动的联系。高速摄像机的采集速度一般在每秒1000~10000帧,但普遍分辨率较低,视野范围较小,只能实现对几十甚至几个孔喉的观察,应用比较局限。微流控模型实现了机理研究既要满足大视野下的流体分布、流线轨迹的描述,又要捕捉到小尺寸下

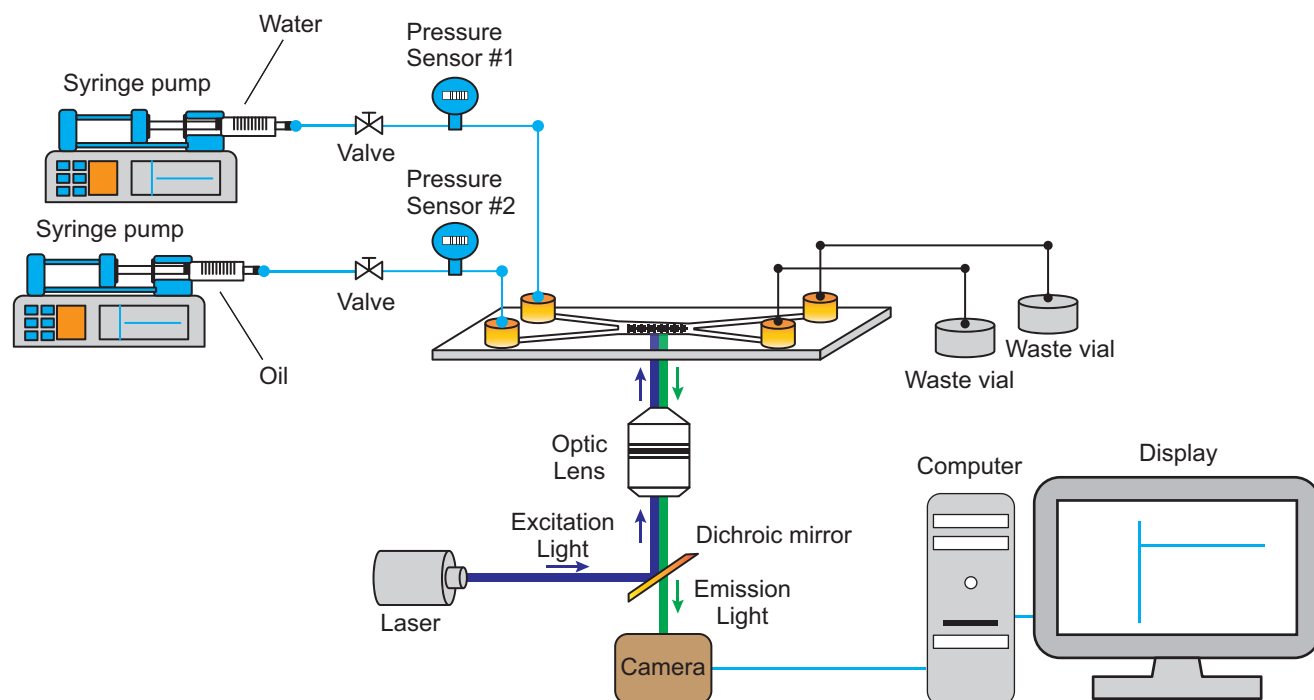


图3 微流控驱替系统示意图^[22]

Fig. 3 Microfluidic displacement system^[22]

的两相界面、流体形态的细微变化。“大视野小尺度”的需求对图像采集系统内的所有组件都提出了更高的要求。

2.2 模型参数测试

为了模拟微纳通道下的界面耦合效应,在研究微纳尺度下两相流流动规律时制作的微流控模型侧重于控制通道尺寸,但在针对某一油田区块的油气田开发物理模拟实验中,孔隙度和渗透率对于认识油藏特征,研究渗流规律是至关重要的。保证微观模型孔隙度和渗透率与油藏孔隙度与渗透率的一致性是利用模型替代岩心的重要前提。2011年,Joseph等^[27]提出了“芯片上的储层”(Reservoir-on-a-Chip, ROC)的概念,通过图像识别法统计了模型的孔喉面积,进行了孔隙度的计算,并利用达西定律对模型有效渗透率进行了计算,首次将真实储层岩心的孔渗特征复制在硅基底的微流控模型上,利用其研究水驱油的过程。Karadimitriou等^[28-29]在2012年也引述了ROC的概念,他将同样的网络刻蚀在了玻璃模型上。这些微流控模型是油藏的微型版本,可以有效地理解孔隙度与渗透率之间的关系。

PVT参数的测量是认识、评价储油层性质,选择油田开采方式必不可少的参数,为以压力和温度为函数的储层流体体积性质提供了关键信息^[30]。一些学者尝试利用微流控技术来测量PVT参数,微通道系统所需要的样品体积仅几微升,为快速混合流体提供了很

好的控制环境,并且与流体接触的微通道表面积较大,可以快速改变流体温度,相比常规的PVT测量方法如原油的等组成膨胀(CCE)实验,可以更快得到结果。Molla等^[31]制作的模型通道是弯曲狭窄的单毛细管,总长度可达1 m,总容量只有5 μL ,如图4,可以完成86 MPa和150 $^{\circ}\text{C}$ 内大范围油藏流体PVT测试工作。

微流控模型可以实现很多常规实验室无法实现的功能,比如量化测量两相间的界面面积,早在1951年就有学者认识到了两相流中流体之间的界面性质的重要性。Rapoport等^[32]指出了相界面有推动两相流体同时运动的作用。Hassanizadeh等^[33-35]提出完整的多孔介质两相流描述应该考虑相界面变化和界面动力学。Cheng等^[36-37]观察了准静态排驱和渗吸过程中的两相流分布,通过图像处理得到相饱和度和相界面面积,并且研究了相饱和度、毛管压力和界面面积3个参数之间的关系,发现界面面积与毛管压力和饱和度数据点是一一对应的关系。如图5。

2.3 实验结果定量表征

微流控技术最初依托其可视化的优势而在油气田开发领域受到了国内外许多学者的重视。在微观可视化实验中,剩余油流动动态及其赋存位置始终是两相驱替的重要研究对象。但在过去的研究中,大部分学者的相关研究都是以现象观察的定性描述为主,缺乏对剩余油状态参数(赋存位置、油水接触关系、形态)的定量研究^[38]。Chatize等^[39]研究了岩石颗粒尺寸及其

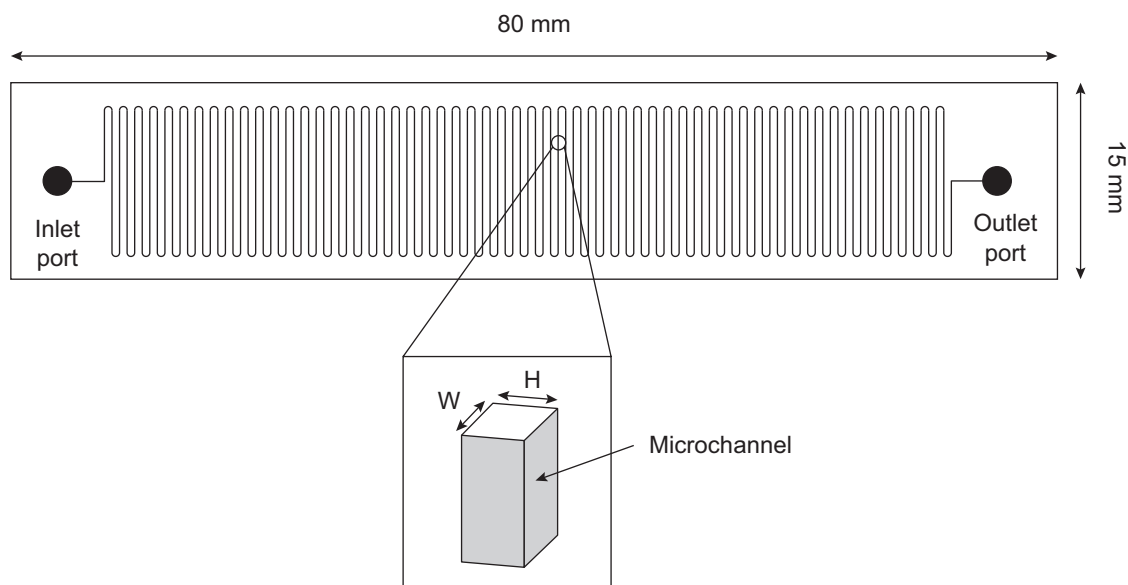


图4 Molla等单毛细管微流控模型

Fig. 4 Single capillary microfluidic model of Molla

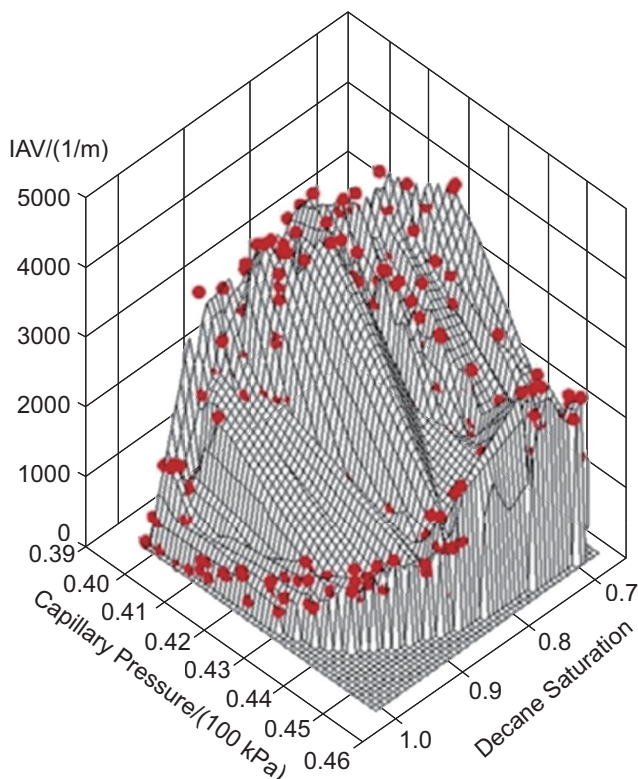


图5 Cheng等排驱实验过程得到的相饱和度、毛管压力和界面面积三维图

Fig. 5 Three-dimensional diagram of phase saturation, capillary pressure and interface area during displacement by Chang's method

分布情况、宏观及微观非均质性以及孔喉尺寸对微观剩余油的影响,并认为剩余油的数量、形态及分布情况与孔喉结构有关而与孔喉尺寸无关,在此基础上将水驱后的剩余油分为单液滴、双液滴及枝状液滴等3种类型,并分别讨论了它们对应的形成机理。Jamaloei等^[40]在二维模型上研究了表面活性剂对剩余油分布和形态的影响,并建立了微观剩余油形态与孔隙尺度原油捕集和运移的联系。近年来,随着微流控技术不断进步,通过对微流控模型实验结果图像采集,对于得到的图像,分类的主要标准:形状因子、长宽比、圆弧度等,导入计算机通过图像处理软件对剩余油分块编号进行像素计算,统计像素点和面积之间的关系实现分类识别。Mi L等^[5]通过微流控模型模拟了特高含水后期油藏,考虑油-气-水接触关系,引入形状因子、接触比、欧拉数等特征参数将剩余油分为膜状流、滴状流、柱状流、多孔流、簇状流5类。水或化学剂驱油实验过程中,通过记录各种类型剩余油形态变化,即可得到驱替剂对各种形态剩余油的作用效果。随着图像处理技术的发展,剩余油形态与特征参数的表征也逐渐

向量化、自动化发展。

3 微流控模型在油气田开发中的应用

近年来,随着微流控技术的迅速发展,国内外学者将其引入石油工程领域,围绕油气田开发方向的基础理论开展了深入的研究,在油气水在裂缝、微尺度基质、纳尺度基质中的渗流规律研究以及化学驱提高采收率等方面取得了一系列基础理论成果,为微流控技术在油气田开发领域的应用提供了理论指导。

3.1 油气水在裂缝中渗流规律研究

裂缝作为地下油藏中重要的渗流通道,也是油气田开发领域的热门研究对象。目前针对裂缝方面的实验研究主要基于岩心驱替实验,但裂缝的生成往往缺乏一定的科学依据,也很难对裂缝中流体流动规律进行定量研究。微观可视化模型能够很好地将随机生成或岩心切片观察到的裂缝在二维模型上进行表征,对于研究裂缝中流体流动规律有着重要意义。陈莹莹等^[41]利用真实岩心切片研究了微观网络裂缝模型水驱油过程中岩石表面润湿性和裂缝连通性对油水分布特征的影响。此外,利用裂缝网络微观模型也能进行缝网中示踪剂流动机理的相关研究,为利用示踪剂压裂返排液缝网反演提供参考。Boschan^[42]等用平行玻璃板模拟单条裂缝,研究示踪剂在牛顿流体和非牛顿流体中的弥散行为。结果发现弥散系数随着聚合物浓度的增大而减小,这与在多孔介质中观察到的结论相反,可能与该模型下速度分布有关。Bauget^[43]用上部表面粗糙,下部相对均质的两块树脂板来模拟裂缝表面粗糙度对示踪剂在牛顿流体中传质的影响,分别用对流扩散方程(ADE),连续时间随机行走模型(CTRW)和分层模型对实验数据进行了拟合。Stockman等^[44-45]通过微流控模型实验(如图6)和数值模拟,研究了通道几何结构、边界条件以及雷诺数和佩克莱数对裂缝相交处溶液混合过程的影响。微流控实验手段不仅能够微观模型上实现不同尺度裂缝-基质的刻画,也能够通过Micro-PIV系统对通道内部速度场、浓度场进行监测,这能够为复杂缝网中流体流动方程构建和数值模拟结果的验证提供实验依据。

3.2 油气水多相在微尺度基质中渗流规律研究

微流控模型油气水微尺度基质多相流动集中于非混相驱油水、油气两相流、油-气-水三相渗流3种类型,国内外学者对黏性与毛管指进、两相界面、二

氧化碳埋存等基础理论与现象进行了研究并取得了一定的成果。Lenormand等^[11,46-50]最早进行了关于两相流的研究,他们使用了带有毛细管网络的微观模型,观察到了不同条件下两相驱替产生的弯液面,其与活塞式驱替和阶跃现象的弯液面相似。他们还发现充满非湿相的通道数量和空间不同会表现出两种不同类型的渗吸现象。之后,Chang等^[51]进行了与lenormand相同假设的驱替实验,并用实验验证了lenormand驱替公式。Meheust等^[52]研究了黏性指进现象对动态饱和度压力曲线的影响并得到了压力、饱和度、毛管数和模型尺寸之间的比例关系。Alizadeh等^[53]观察了饱和有二氧化碳的水驱过程中油气水三相的形态变化,如图7,发现随着饱和二氧化碳水驱过程的进行,岩心中的压力不断降低,压力降逐渐增高,导致二氧化碳从水相洗出,气相增多利于残余油移动和采出。Lin等^[54]

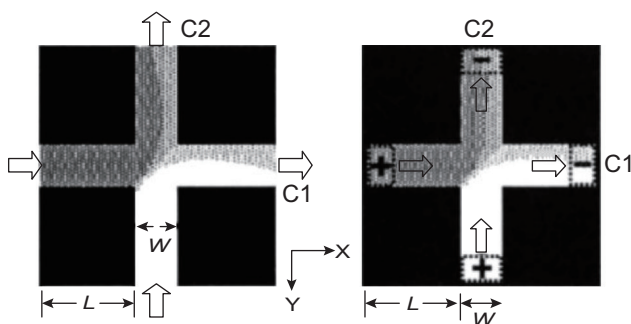


图6 Stockman等裂缝交点平面模型模拟实验
Fig. 6 Fracture intersection models of Stockman. The left shows a planar intersection with wrap condition; The right shows planar intersection, mass-flow condition

发现饱和二氧化碳水驱过程中,在充满水相的孔隙中,二氧化碳的析出会导致水相流动堵塞,使局部的水流入充满油的孔隙中,使残余油发生移动。气相扮演了一个流动控制开关的角色,它驱使水相进入到充满油相的孔隙中与油相置换。Chevrier等^[55]研究了排驱过程中毛管数对毛管指进和黏性指进的控制作用,实验揭示了低毛管数下,排驱前缘在毛管力的作用下沿着单一通道向各个方向流动,甚至向注入面延伸,排驱前缘在延伸过程中相互连接阻碍侵入流体流动。当毛管数较大时,黏滞力的作用增加,使得排驱向出口方向进行。

油气田开发渗流理论基本都是以达西方程为基础。在达西尺度下,多相流体流动通常用平均参数来描述。然而,多相流体之间界面效应的存在,使得简单的达西公式备受质疑。储层的许多宏观性质,如相对渗透率、毛管数,均取决于它的微观结构和组成它的固体及其孔隙空间中流体的物理性质,即微观形态是根本,宏观现象是表现。因此,从微观角度来看,相对渗透率就不仅仅是饱和度函数那么简单了,它还同样取决于润湿性、孔隙几何形态、毛管数、黏度比、流动过程(渗吸与驱替状态下,相渗表现不同)等微观参数。类似相对渗透率这种表征多相流的参数,是建立在流体微观渗流状态与宏观现象之间的桥梁^[56-58]。通过这些参数,才能使宏微观研究相辅相成,真正的将微流控技术成果带入油气田开发实践当中。国内外学者针对相对渗透率做了很多微观机理方面的研究,Tsakiroglou^[59]等研究了毛管数、润湿性等参数对非混相两相流相对渗透率的影响,发现相对渗透率不

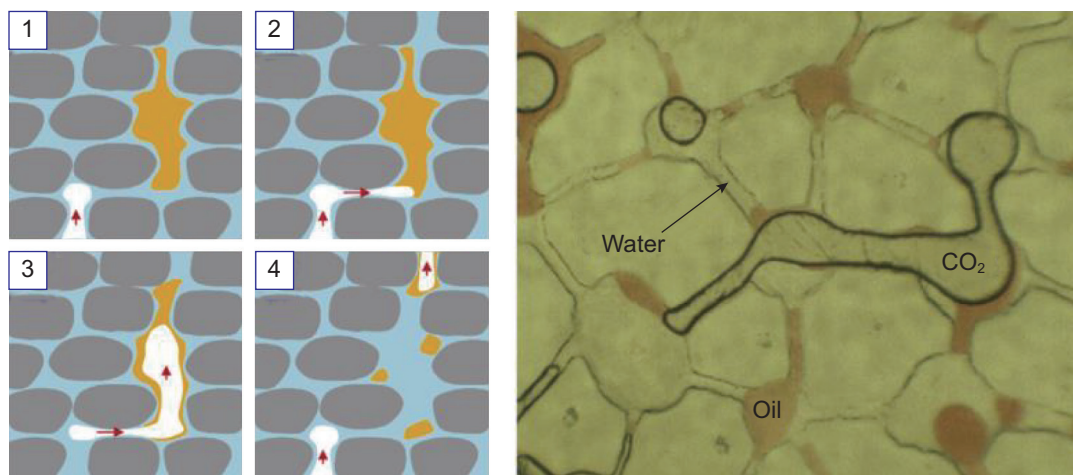


图7 Alizadeh等饱和二氧化碳水驱提采原理示意图和微流控模型实验快照,孔隙尺度下油相采收率与气相的动态变化强度相关
Fig. 7 Alizadeh EOR principle of saturated carbon dioxide waterflooding and microfluidic model experimental snapshot, the oil phase recovery at the pore scale is related to the dynamic change intensity of the gas phase

仅仅是饱和度的函数它还取决于毛细数。Chang^[57]等研究了孔隙连通性和润湿性对相对渗透率的影响。由于两相流的达西拓展公式是基于实验现象得到的，因此之前学者的大部分研究都集中在研究相对渗透率的影响因素上，并没有推导出表征相对渗透率的数学方程^[60]。从物理本质上来讲，相对渗透率是反映两相流间相互作用的参数，可以通过流体形态及其动态变化体现出来。近年来相对渗透率的研究重点逐渐转移到了非润湿相微观结构上来，许多学者尝试着用表征流体形态的参数来表征相对渗透率^[61-62]。Armstrong等^[63]研究了不同毛细数条件下反映流体结构的欧拉特征值以及界面面积等参数的变化规律，结果表明相对渗透率的变化与欧拉特征值及界面面积的变化规律是一致的，可以用这些表征流体微观动态的参数来对达西定律进行修正。这也意味着，不同微观形态的非润湿相对应着不同的流动能力，而相对渗透率是对系统中不同形态流体非润湿相流动能力的综合体现。Mi L等^[5]将特高含水期油藏岩心实际模型驱替后微观剩余油划分为5类，研究发现随着含水饱和度的增加，非连续流动形态(滴状流、膜状流、柱状流、多孔流)比例持续增加，连续流动形态(簇状流)比例逐渐减小，图8和图9中相渗曲线拐点出现的时机恰为相对渗透率较小的非连续相开始发育的时间。因此，通过微流控技术根据流体的微观形态对剩余油进行分类，研究驱替过程中，不同类型剩余油的动态变化对于建立剩余油微观动态与相对渗透率的联系有很大意义，这也是连

通微观现象与宏观表现的桥梁。

3.3 油气水多相在纳尺度基质中渗流规律研究

随着北美页岩气的成功开发，全球非常规油气资源已经成为全球油气生产的重要组成部分。非常规油气储层致密，多发于纳米-微米多尺度的复杂孔喉系统中^[64]，这是导致其在储层特点、源储配置、渗流机理等方面有别于常规油气藏的重要原因。因此，开展微纳米尺度下的非常规油气储层孔喉结构、渗流特征研究，对于非常规油气资源的开发有重要意义。最基本的岩心实验，实验成本高，周期长，对非常规储层的岩心来说，孔隙度、渗透率实验测定计量难度较高，不具备代表性，甚至束缚水难造，驱替实验困难，无法完成实验，由于无法直接观察到孔隙中流体的流动，也就无法得知非达西渗流条件下对非常规储层渗流的影响。

由于微流控模型的改进，聚合物材料的引入，缩小了模型的孔喉尺寸，这种新型油藏物理模拟手段使得认识纳米尺度下孔隙分布、流体分布、驱替状况、驱替潜力的想法变成现实。2013年，Carpenter C等^[65]制作了规则通道模型进行了纳米通道油气两相流研究，模型包含100个纳流通道和2个微流通道，微流通道主要向纳流通道中注入流体。通过水驱气实验发现，残余气体主要以气泡和气体段塞的形式附着在管道边界。分析后他们认为，在纳流通道中，在表面能的影响下，不同驱替压差会造成驱替前缘形态以及气相在

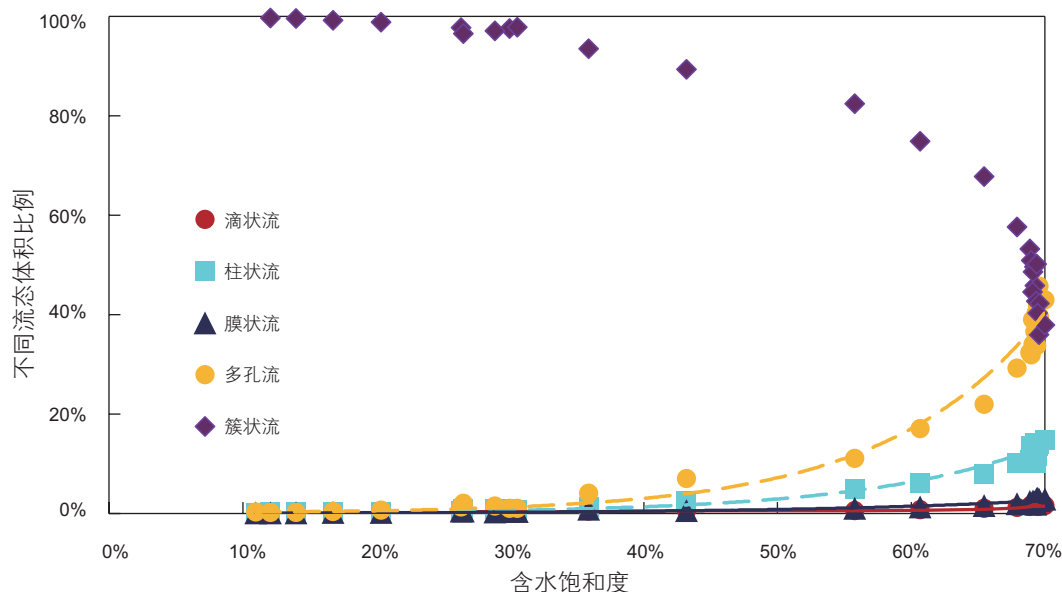


图8 Mi L等不同流动形态剩余油变化特征

Fig. 8 Transformation characteristics of remaining oil in different flow patterns by Mi L's method

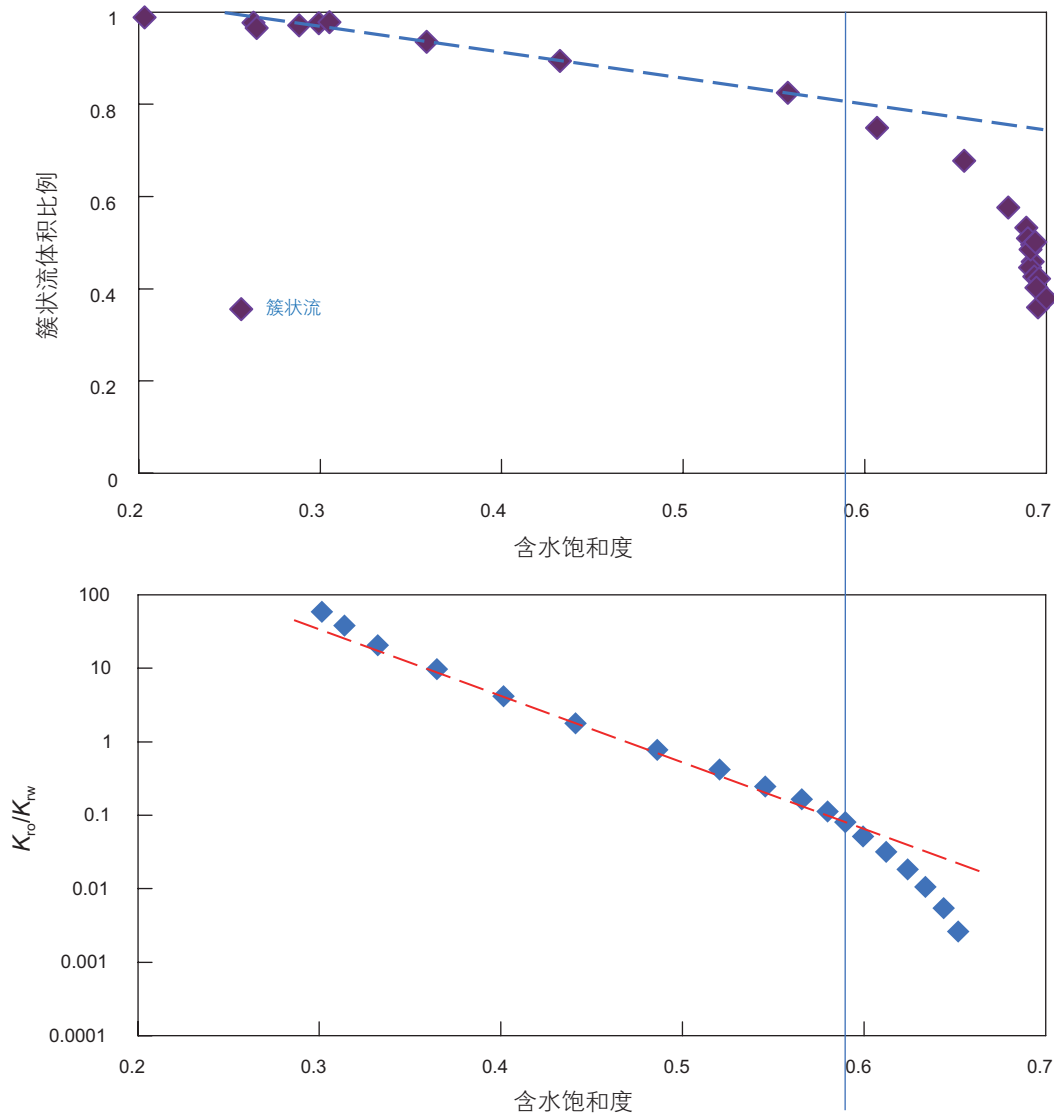


图9 Mi L等簇状流剩余油与相对渗透率下降拐点

Fig. 9 The knee points of clustered stream and relative permeability by MiL's method

管道边界附着量不同,影响最终驱替效率。2014年,Wu等^[66]使用了结构类似的模型研究纳米通道油水两相流,模型增加了纳流通道的长、宽、深,如图10和图11。进行了油驱水、自发渗吸和水驱油实验,发现在渗吸过程中,水相前缘会突然出现油相中,部分油被圈闭在前缘。据此,他们认为,渗吸的过程是润湿相先沿着管壁形成一个薄膜,再突破前缘。因此,在形成水层后,油层逐渐变薄,即信号越来越弱,直到全部淡出。2013年,Kelly^[67]仍然使用了这种相同的模型结构,改变了尺寸,进行了不同流体的自发渗吸实验、研究、纳米通道中分子表面接触对渗吸的影响。通过对流体参数(润湿角、黏度、界面张力、分离压力等相关参数)的对比,他们认为固液间相互作用的

分离压力也会对渗吸过程造成影响,并且分离压力也会对油水界面形状造成影响。微流控技术将纳米尺度的实验可视化,并大大节约了室内实验时间,对于认识、掌握致密油气和页岩油气渗流规律,指导现场生产有着重要意义。

3.4 化学驱提高采收率研究

20世纪50年代起,国内外就开始了油田开发后期或者水驱后的化学驱方法研究,逐渐成为我国注水开发、油田提高采收率的重要方法,已经从配方优选进入到先导性矿场试验阶段^[68]。化学驱油机理十分复杂,宏观上可描述为两个方向,一是提高驱油波及系数,一般是通过注入聚合物减小驱替液流度;二

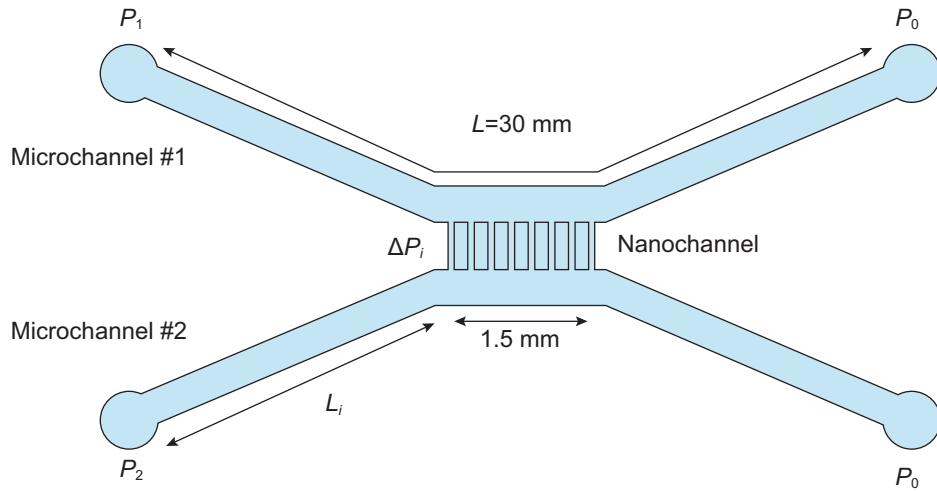


图 10 Wu Q 等纳米流体模型和压力控制示意简图

Fig. 10 Top view of nanofluidic model and pressure control by Wu Q's method

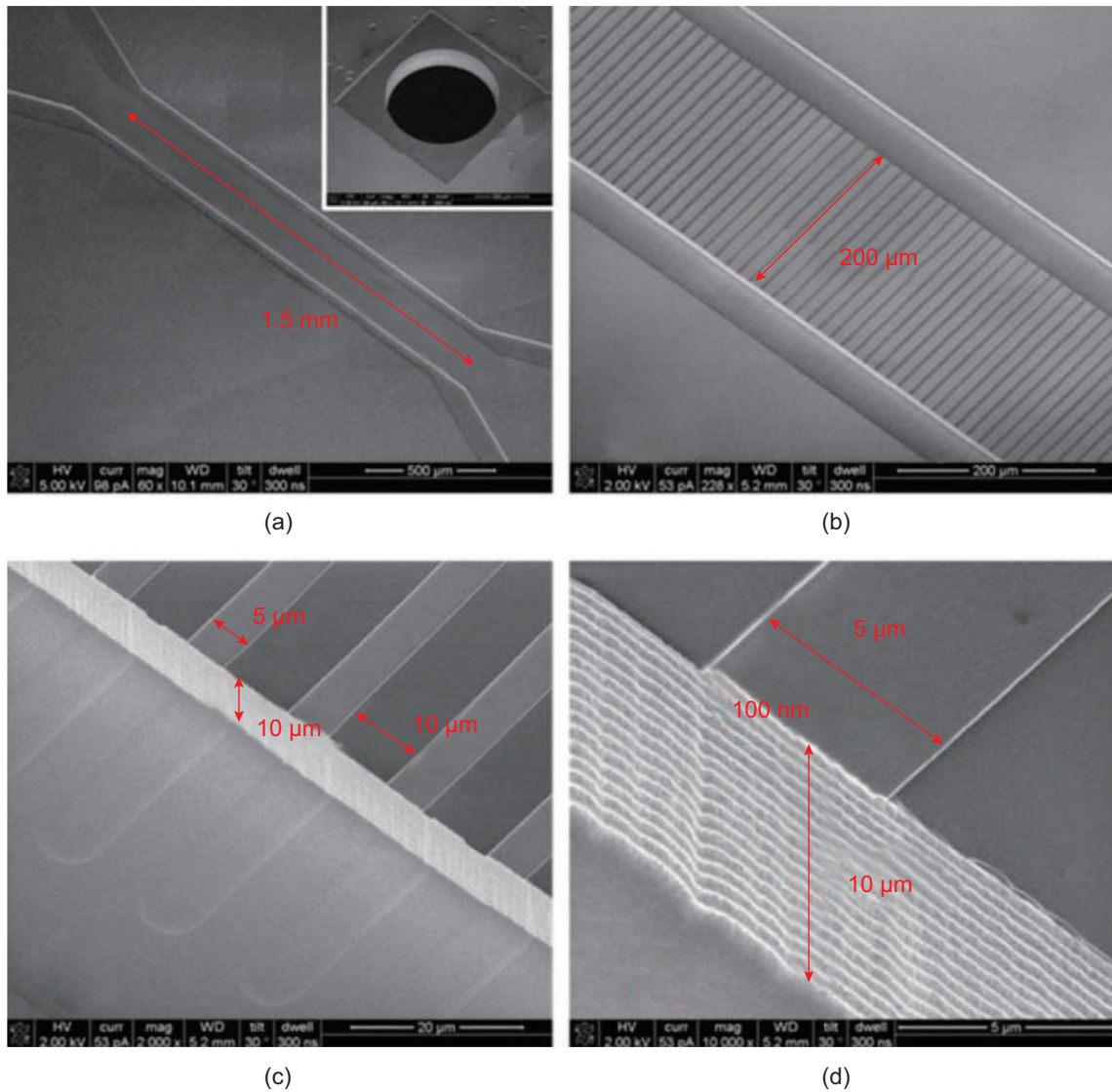


图 11 Wu Q 等纳米流体模型电镜扫描(SEM)图

Fig. 11 Nanochannel characterizations through SEM images of fabricated micro-and nanochannels

是提高洗油效率,主要是改变油水混相状态和岩石表面润湿性,减小毛细力不利影响,一般使用表面活性剂^[69]。但是在微观上对化学剂的驱油机理、接触方式、流动特征仍缺乏足够的认识。很多学者对化学剂在孔隙介质中的流动特性及剩余油分布特点进行了研究。Wegner等^[70]基于CT扫描图形制作玻璃刻蚀模型,研究了水驱后恒压恒速条件下聚合物驱对残余油滴的驱替效果,他们将水驱后的残余油尺寸进行了分类,一类是受尺寸限制被困住的原油,另一类是驱替不动的原油,并得到聚合物主要驱替了水驱条件下驱替不动的原油来提高采收率。Xu等^[71]设计了包含“乳化反应器”的纳米粒子+表面活性剂复合驱替的微流控模型,如图12。通过微观形态对比了表面活性剂驱和表面活性剂+纳米粒子驱的驱替效果,分析了纳米粒子对改变乳化液液滴之间接触形式的作用。Kharrat等^[72-74]研究了模型润湿性对聚合物驱和表面活性剂驱驱替效果的影响,发现水湿模型提高采收率效果更好。Jamaloei^[75]等研究了微流控模型中孔喉形状对低界面张力聚合物驱的影响,认为孔喉几何形状会影响驱替前缘稳定性、黏性指进效应、润湿性和分布范围,最终影响了采收率。Maghzi^[76]等利用微流控模型研究了

稠油聚合物驱的驱油机理,聚合物不会引起岩石表面润湿角的变化,但是加入纳米硅颗粒后,润湿角迅速减小提高了聚合物驱的采收率。He等^[77]利用微流控模型采收率可视化的优势,得到了弱乳化表面活性剂比非乳化表面活性剂在驱替小孔喉原油表现更好的结论。姜振海^[78]针对大庆油区研制的新型表面活性剂+聚合物二元复合体系,开展了微观仿真模型驱油实验和岩心驱油实验,研究了二元复合体系界面张力和乳状液的含水率对其驱油效果的影响规律。陈挺^[79]利用两种微流控模型来研究聚/表复合体系对胜利普通水驱稠油的驱油机理,研究了驱油类型、不同配方和化学剂浓度等因素对驱替效果的影响。夏惠芬等^[80]通过理论分析和微观模型驱油实验,观察了不同黏弹性驱替液的驱油效果,分析了由速度和流线变化引起的微观力的变化及其对残余油的作用,结果表明:微观力引起了残余油突出部分的形状变化和运移。

针对高含水油藏,泡沫驱可进入渗透率高但含油饱和度低的部位封堵储层,又可以被诱导进渗透率低但含油饱和度高的部位来驱替原油,因此有望成为改善高含水储层开发效果的有效技术^[81-82]。Ma等^[83]在一块微流控模型上设置了高渗和低渗区域,高渗区域

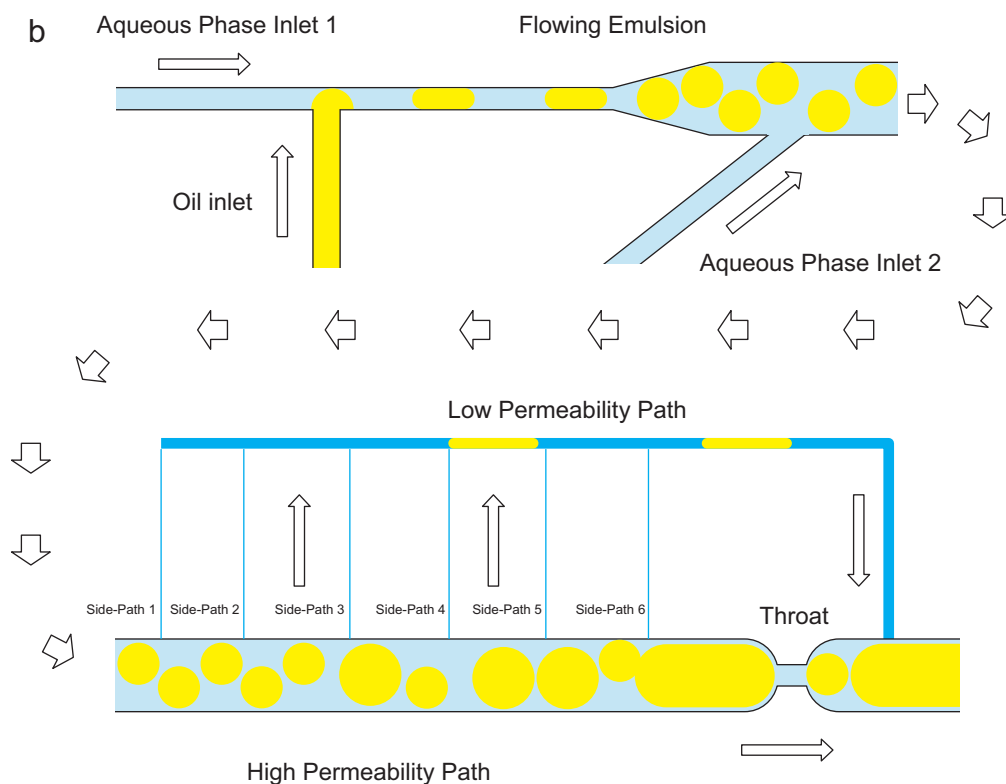


图12 Ke Xu等设计的“乳化反应器”微流控模型示意图

Fig. 12 The schematic of the microfluidic design by Ke Xu

由直径 300 μm ，间距 60 μm 的圆柱体制成，低渗区域圆柱体直径 50 μm ，间距 20 μm ，如图 13。对比 100% 气驱实验，氮气泡沫驱可以有效驱替高渗和低渗区域的剩余油。Conn 等^[84]使用了类似的微流控模型，如图 14，高渗与低渗区域中间夹着一条“裂缝”。通过实验发现泡沫增加了高渗区域的驱替阻力，可以将驱替液导入低渗区域，而且高渗区域泡沫更丰富，而低渗区域的液体更多一些。

国外学者通过岩心实验、井间示踪剂测试、矿场应用等，发现降低注入水的矿化度并且优化粒子组成可以引发储层润湿性改变，降低残余油饱和度，从而

提高采收率^[85-86]，由于这种提采方式经济、环保、潜力巨大，引起国外广泛重视，在阿拉斯加、怀俄明盆地、北海油田已经得到应用^[87]。有学者使用微流控模型研究低矿化水驱，He 等^[88]进行了页岩储层岩石驱替实验和岩石实际模型实验，如图 15，发现盐分越多界面张力越小，并得到低矿化水配合合适的表面活性剂可以提高油井产能的结论。

化学驱提高采收率技术两个关键的地方在于化学剂注入参数的优选和化学剂与地层的配伍，而微流控技术可模拟不同驱替剂进行驱替，也可以模拟不同类型储层空间驱替后的的剩余油分布规律，这对于化学

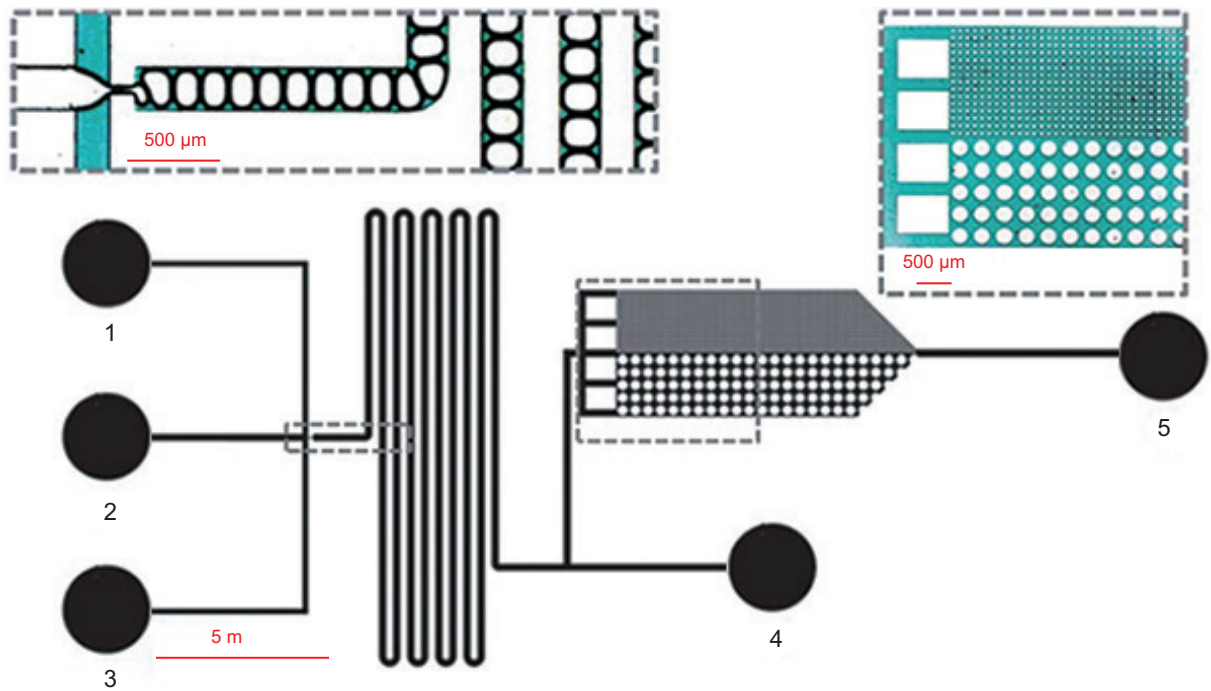


图 13 Ma 等设计的微流控模型示意图；

Fig. 13 The schematic of the microfluidic design by Ma K

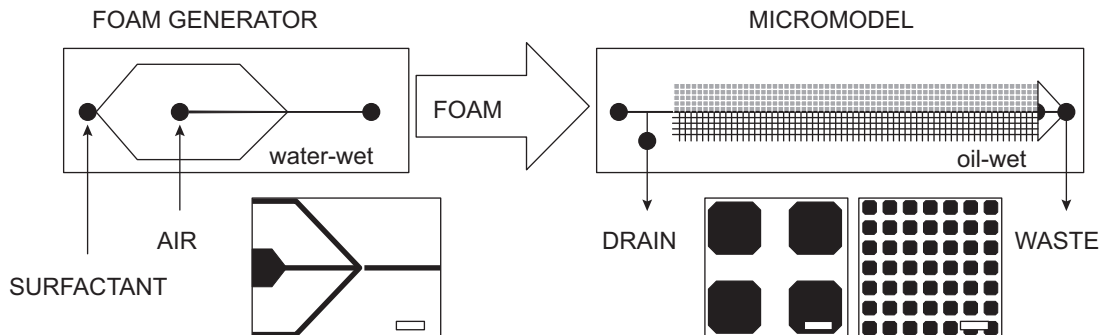


图 14 Conn 等设计的微流控模型示意图；

Fig. 14 The schematic of the microfluidic design by Conn

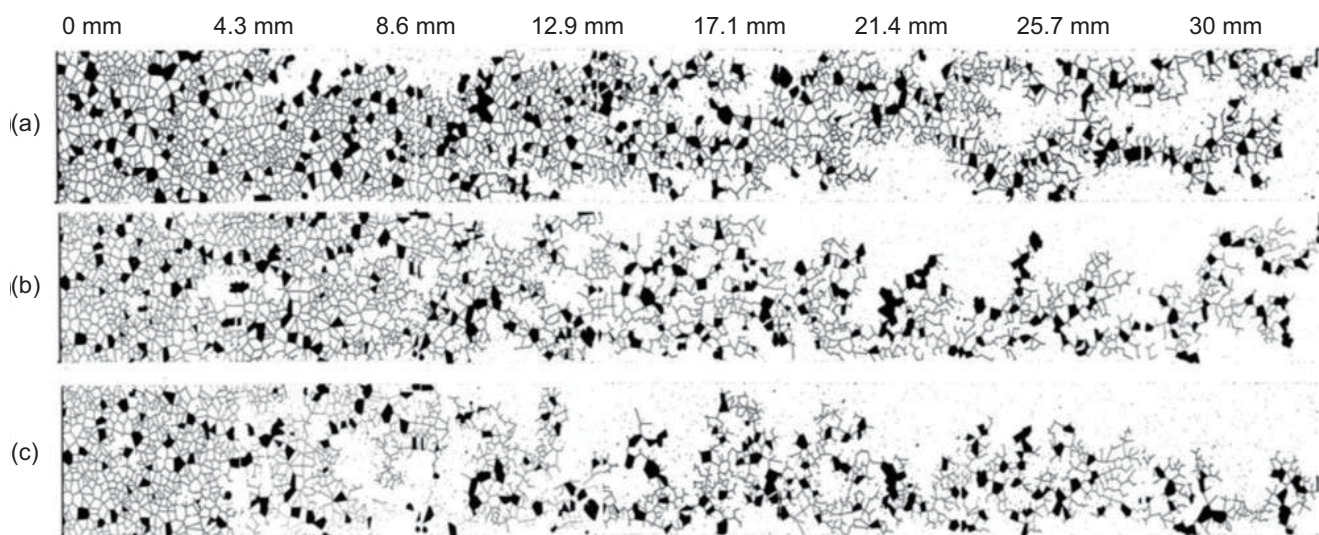


图 15 He 等微流控模型低矿化水驱驱替结果; (a) 表面活性剂+去离子水; (b) 表面活性剂+2%KCl; (c) 去离子水。

Fig. 15 Comparison of the displacement pattern of LSB flooding on ROC; (a) Surfactant in DI water, $R=0.86$; (b) Surfactant in 2% KCl, $R=0.72$; (c) DI water, $R=0.54$

驱来说是意义非凡的。

4 总结与展望

(1) 通过先进的实验设备例如: FIB(聚焦离子束)/SEM(扫描电子显微镜)双束电镜、CT(电子计算机断层)扫描等对样品岩心的孔喉结构进行表征和重建, 并基于实际岩心的孔喉, 设计制作微流控模型是对油藏最精确的表示方法。“芯片上的油藏”(Reservoir-on-a-chip, 简称ROC)实现了将微观实验结果精准、定量、快速、安全地可视化呈现, 应用前景广阔。

(2) 微流控模型对于常规开发实验难以涉足的微观基础理论研究有着重要意义。在微观剩余油研究方面, 通过对多相流的可视化实验, 实现对剩余油形态、分类及赋存位置的定量描述, 并可以在此基础上对注入参数进行优化设计, 指导油田现场实践; 在化学驱作用机理方面, 研究影响油相与药剂溶液两相间相互作用机理, 实现对表活剂、聚合物及纳米排驱体系的优选; 在非常规油气研究方面, 直观呈现流体在微米尺度裂缝与纳米尺度孔喉间渗流现象, 揭示流体跨尺度流动机理, 进而指导探索纳米孔隙中流体的有效驱动方式。随着微流控技术的深入发展和设备的不断更新, 更多的油藏工程问题如SAGD(Steam Assisted Gravity Drainage, 简称SAGD)采油热传质效应、微生物驱油机理、双重介质油藏渗流特征等都可借助微流控技术

直观呈现。

(3) 微流控技术带来了较多的技术优势, 但现阶段很多现存的问题亟待解决: ①目前不能严格模拟流体在地下储集层三维渗流时的润湿性及温压条件, 大部分的微流控模型都是二维模型, 大部分微观驱替实验都是常温、低压条件下进行, 并且由于模型材料和表面改性效果的局限性, 微流控模型润湿性达不到与岩心真实情况保持一致, 这对利用微观驱替实验结果指导油气田现场开发实践产生了一定的阻碍。②随着芯片通道尺度的减小, 尤其是在纳米孔隙中, 受图像处理算法和设备精度的影响, 在孔道边界、两相界面边界的图像可能会存在界限不清的现象, 导致无法判断图像显示结果的准确性(尤其是与现有理论认识不一致的结果)。例如: Liu等^[22]描述的渗吸过程中图像逐渐淡化的现象、残余油紧密贴附在亲水通道边缘现象、以及Kelly等^[67]提出的弯液面不平滑现象。为了得到这些现象的确切解释, 就需要在保证大视野观察驱替现象的前提下能够实现更精细尺度的可视化实验手段, “大视野小尺度”这对可视化设备及图像识别技术提出了不小的挑战。

随着微流控模型制作材料和微加工技术的进一步发展, 相信微流控技术能够在油气田开发领域得到更广泛、更深入的使用, 为油气渗流基础理论提供一种定量研究的工具。

参考文献

- [1] 韩大匡. 深度开发高含水油田提高采收率问题的探讨[J]. 石油勘探与开发,1995,(05):47-55.[HAN D K.An approach to deep development of high water-cut oil fields to improve oil recovery[J]. Petroleum Exploration and Development,1995,22(5):47-55.]
- [2] 邹才能,张国生,杨智,等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发,2013,(04):385-399+454. [ZHOU C N,ZHANG G S,YANG Z, et al.Geological concepts,characteristics,resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon:On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013,(04):385-399+454.]
- [3] 姜汉桥,宋亮,张贤松,等. 基于核磁共振的正韵律厚油层高含水期挖潜室内实验[J]. 中国海上油气, 2014, 26(6):40-43. [JIANG H Q,SONG L,ZHANG X S, et al.Laboratory NMR experiments on tapping the production potential of positive rhythmic and thick oil reservoirs in high water-cut stage[J].China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(6):40-43.]
- [4] LI J J, JIANG H Q, WANG C, et al. Pore-scale investigation of microscopic remaining oil variation characteristics in water-wet sandstone using CT scanning[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2017,48:36-45.
- [5] MI L D, JIANG H Q, PEI Y L, 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, Trinidad and Tobago,Spain,13-15 June, 2016.
- [6] 林炳承,秦建华.微流控芯片实验室[M].北京:科学出版社,2006. [LIN B C,QIN J H.Laboratory on a Microfluidic Chip[M].Beijing: Science Press,2006.]
- [7] 林炳承,秦建华.图解微流控芯片实验室[M].北京:科学出版社,2008. [LIN B C,QIN J H. Graphic laboratory on a microfluidic chip[M].Beijing: Science Press,2008]
- [8] 李战华,吴健康,胡国庆,等.微流控芯片中的流体流动[M].北京:科学出版社,2012. [LI Z H, WU J K, HU G Q, et al. Fluid flow in microfluidic chips[C]. Beijing: Science Press,2012.]
- [9] CHATENEVER A, JR J C. Visual examinations of fluid behavior in porous media-Part I[J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(6):149-156.
- [10] 郭尚平,黄延章,周娟,等.物理化学渗流微观机理[M].北京:科学出版社,1990. [GUO S P, HUANG Y Z, ZHOU J, et al. Microscopic mechanism of physical and chemical seepage[M].Beijing: Science Press,1990.]
- [11] LENOMAND R, TOUBOUL E, ZARCONE C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media[J]. Journal of Fluid Mechanics, 1988, 189(189):165-187.
- [12] CHEN H, FANG Q, YIN X F, et al. Microfluidic chip-based liquid-liquid extraction and preconcentration using a subnanoliter-droplet trapping technique[J]. Lab on A Chip, 2005, 5(7):719.
- [13] OU J J, GLAWDEL T, REN C L, et al. Fabrication of a hybrid PDMS/SU-8/quartz microfluidic chip for enhancing UV absorption whole-channel imaging detection sensitivity and application for isoelectric focusing of proteins[J]. Lab on A Chip, 2009, 9(9):1926-1932.
- [14] XIA Y N, WHITESIDES G M. Soft lithography[J]. Annual Review of Materials Research, 1998, 28:153-184.
- [15] GLAWDEL T, REN C L. Electro-osmotic flow control for living cell analysis in microfluidic PDMS chips[J]. Mechanics Research Communications, 2009, 36(1):75-81.
- [16] HONG T F, JU W J, WU M C, et al. Rapid prototyping of PMMA microfluidic chips utilizing a CO₂ laser[J]. Microfluidics and Nanofluidics, 2010, 9(6):1125-1133.
- [17] 付晓燕,罗静兰,杨勇,等.致密砂岩气藏气水驱替微观渗流特征研究——以苏南上古生界盒8、山1储层为例[J].石油地质与工程, 2015, 29(6):131-134.[FU X Y,LUO J L,YANG Y, et al.Study on micro-seepage characteristics of tight sandstone gas reservoir gas-water flooding—taking the upper paleozoic He 8 and Shan 1 reservoirs in Southern Jiangsu as an example [J].Petroleum Geology and Engineering,2015, 29(6):131-134.]
- [18] 李洪玺,刘全稳,何家雄,等.物理模拟研究剩余油微观分布[J].新疆石油地质, 2006, 27(3):351-353.[LI H X, LIU Q W, HE J X, et al.A study on microdistribution of residual oil by physical simulation process[J]. XINJIANG Petroleum Geology, 2006, 27(3):351-353]
- [19] TSAKIROGLOU C D, AVRAAM D G. Fabrication of a new class of porous media models for visualization studies of multiphase flow processes[J]. Journal of Materials Science, 2002, 37(2):353-363.
- [20] WU D P, LUO Y, ZHOU X M, et al. Multilayer poly (vinyl alcohol)-adsorbed coating on poly (dimethylsiloxane) microfluidic chips for biopolymer separation[J]. Electrophoresis, 2005, 26(1):211-8.
- [21] BROWM L, KOERNER T, HORTON J H, et al. Fabrication and characterization of poly (methylmethacrylate) microfluidic devices bonded using surface modifications and solvents[J]. Lab on A Chip, 2005, 6(1):66-73.
- [22] LIU S Y, WU Q H, BAI B J, et al. Optic imaging of oil/water flow behavior in nano-scale channels[J]. SPE Improved Oil Recovery

- Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 12–16 April, 2014.
- [23] PERRIN C. Micro-PIV: A new technology for pore scale flow characterization in micromodels[J]. SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain, 13–16 June, 2005.
- [24] ROMAN S, SOULAIN C, ALSAUD M A, et al. Particle velocimetry analysis of immiscible two-phase flow in micromodels[J]. *Advances in Water Resources*, 2015, 95:199–211.
- [25] MOEBIUS F, OR D. Interfacial jumps and pressure bursts during fluid displacement in interacting irregular capillaries[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2012, 377(1):406–415.
- [26] ARMSTRONG R T, BERG S. Interfacial velocities and capillary pressure gradients during Haines jumps[J]. *Phys Rev E Stat Nonlin Soft Matter Phys*, 2013, 88(1): 600–614.
- [27] JOSEPH J, GUNDA N S K, MITRA S K. On-chip porous media: Porosity and permeability measurements[J]. *Chemical Engineering Science*, 2013, 99(32):274–283.
- [28] KARADIMITRIOU N K, HASSANIZADEH S M. A review of micromodels and their use in two-phase flow studies[J]. *Vadose Zone Journal*, 2012, 11(3):215–228.
- [29] KARADIMITRIOU N K, JOEKAR-NIASAR V, HASSANIZADEH S M, et al. A novel deep reactive ion etched (DRIE) glass micro-model for two-phase flow experiments[J]. *Lab on A Chip*, 2012, 12(18):3413–3418.
- [30] DANESH A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids[J]. *Developments in Petroleum Science*, 1998, 11(1):1–3.
- [31] MOLLA S, MOSTOWFI F. Microfluidic platform for PVT measurements[J]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 27–29 October, 2014.
- [32] RAPOPORT L A, LEAS W J. Relative permeability to liquid in liquid-gas systems[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1951, 3(3):83–98.
- [33] HASSANIZADEH S M, GRAY W G. Mechanics and thermodynamics of multiphase flow in porous media including interphase boundaries[J]. *Advances in Water Resources*, 1990, 13(4):169–186.
- [34] HASSANIZADEH S M, GRAY W G. Thermodynamic basis of capillary pressure in porous media[J]. *Water Resources Research*, 1993, 29(10):3389–3405.
- [35] HASSANIZADEH S M, GRAY W G. Toward an improved description of the physics of two-phase flow[J]. *Advances in Water Resources*, 1993, 16(1):53–67.
- [36] CHENG J T, GIORDANO N. Fluid flow through nanometer-scale channels[J]. *Physical Review E Statistical Nonlinear & Soft Matter Physics*, 2002, 65(3 Pt 1):031206.
- [37] CHENG J T, PYRAK-NOLTE L J, NOLTE D D, et al. Linking pressure and saturation through interfacial areas in porous media[J]. *Geophysical Research Letters*, 2004, 31(8):125–130.
- [38] 姜汉桥, 谷建伟, 陈月明, 等. 剩余油分布规律的精细数值模拟[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2004, 23(5):30–34. [JIANG H Q, GU J W, CHEN Y M, et al. Fine numerical simulation of remaining oil distribution[J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2004, 23(5):30–34.]
- [39] CHATZIA I, MPRROW N R, LIM H T. Magnitude and detailed structure of residual oil saturation[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, Volume 23(issue 2):311–326.
- [40] JAMALOEI B Y, KHARRAT R, ASGHARI K. Pore-scale events in drainage process through porous media under high- and low-interfacial tension flow conditions[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2010, 75(1): 223–233.
- [41] 陈莹莹, 孙雷, 田同辉, 等. 裂缝性碳酸盐岩油藏可视化模型水驱油实验[J]. *断块油气田*, 2012, 19(1):92–94. [Chen Y Y, Sun L, Tian T H, et al. Experiment on water-oil displacing for visible model of fractured carbonate reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2012, 19(1):92–94.]
- [42] BOSCHAN A, CHARETTE V J, GABBANELLI S, et al. Tracer dispersion of non-newtonian fluids in a Hele-Shaw cell[J]. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2003, 327(1): 49–53.
- [43] BAUGET F, FOURAR M. Non-fickian dispersion in a single fracture[J]. *Journal of Contaminant Hydrology*, 2008, 100(3): 137–148.
- [44] STOCKMAN H W, LI C, WILSON J L. A lattice-gas and lattice Boltzmann study of mixing at continuous fracture Junctions: Importance of boundary conditions[J]. *Geophysical Research Letters*, 1997, 24(12):1515–1518.
- [45] STOCKMAN H W, JOHNSON J, BROWN S R. Mixing at fracture intersections: Influence of channel geometry and the Reynolds and Peclet Numbers[J]. *Geophysical Research Letters*, 2001, 28(28):4299–4302.
- [46] LENORMAND R, ZARCONE C. Invasion percolation in an etched network: Measurement of a fractal dimension[J]. *Physical Review Letters*, 1985, 54(20):2226–2229.
- [47] LENORMAND R, ZARCONE C. Two-phase flow experiments in a two-dimensional permeable medium[J]. *Physicochem. Hydrodyn*, 1985, 6:497–506.
- [48] LENORMAND R. Flow Through Porous Media: Limits of Fractal Patterns[J]. *Proceedings of the Royal Society A*, 1989,

- 423(1864):159–168.
- [49] LENORMAND R. Applications of fractal concepts in petroleum engineering[J]. *Physica D Nonlinear Phenomena*, 1989, 38(1):230–234.
- [50] LENORMAND R, ZARCONI C, SARR A. Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts[J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 1983, 135(135):337–353.
- [51] CHANG L C, JUIPIN T, SHAN H Y, et al. Experimental study on imbibition displacement mechanisms of two-phase fluid using micro model[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2009, 59(4):901.
- [52] Méheust Y, Løvoll G, Måløy K J, et al. Interface scaling in a two-dimensional porous medium under combined viscous, gravity, and capillary effects[J]. *Physical Review E Statistical Nonlinear & Soft Matter Physics*, 2002, 66(5 Pt 1):051603.
- [53] ALIZADEH A H, KHISHVAND M, IOANNIDIS M A, et al. Multi-scale experimental study of carbonated water injection: An effective process for mobilization and recovery of trapped oil[J]. *Fuel*, 2014, 132(4):219–235.
- [54] LIN Z, KREVIOR S, FALTA R W, et al. An experimental study of CO₂ exsolution and relative permeability measurements during CO₂ saturated water depressurization[J]. *Transport in Porous Media*, 2012, 91(2):459–478.
- [55] CHEVRIER C, PERRET C, BAHUAU M, et al. Drainage in two-dimensional porous media: from capillary fingering to viscous flow[J]. *Physical Review E Statistical Nonlinear & Soft Matter Physics*, 2010, 82(4 Pt 2):046315.
- [56] AND D G A, PAYATAKES A C. Flow Mechanisms, Relative permeabilities, and coupling effects in steady-state two-phase flow through porous media. The case of strong wettability[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2016, 38(38):778–786.
- [57] CHANG L C, CHEN H H, SHAN H Y, et al. Effect of connectivity and wettability on the relative permeability of NAPLs[J]. *Environmental Geology*, 2009, 56(7):1437–1447.
- [58] TSAKIROGLOU C D, AVRAAM D G, PAYATAKES A C. Transient and steady-state relative permeabilities from two-phase flow experiments in planar pore networks[J]. *Advances in Water Resources*, 2007, 30(9):1981–1992.
- [59] TSAKIROGLOU C D, THEODOROPOULOU M A, KAROUTSOS V. Nonequilibrium capillary pressure and relative permeability curves of porous media[J]. *Aiche Journal*, 2003, 49(10):2472–2486.
- [60] VALAVANIDES M S, TOTAJ E, TSOKOPOULOS M. Energy efficiency characteristics in steady-state relative permeability diagrams of two-phase flow in porous media[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2016, 147: 181–201.
- [61] HERRING A L, ANDERSSON L, Schlüter S, et al. Efficiently engineering pore-scale processes: The role of force dominance and topology during nonwetting phase trapping in porous media[J]. *Advances in Water Resources*, 2015, 79, 91–102.
- [62] ZHANG D, PAPADIKIS K, GU S. A lattice boltzmann study on the impact of the geometrical properties of porous media on the steady state relative permeabilities on two-phase immiscible flows[J]. *Advances in Water Resources*, 2015, 95(4): 61–79.
- [63] ARMSTRONG R T, MCCLURE J E, BERRILL M A, et al. Beyond darcy's law: the role of phase topology and ganglion dynamics for two-fluid flow[J]. *Physical Review E*, 2016, 94(4): 043113.
- [64] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. *地质学报*, 2015, 89(6):979–1007. [ZHOU C N, YANG Z, ZHU R K, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(6):979–1007.]
- [65] CARPENTER C. Optic Imaging of Two-phase-flow behavior in nanoscale fractures[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2013, 65(10):140–143.
- [66] WU Q H, BAI B J, MA Y F, et al. Optic imaging of two-phase-flow behavior in 1D nanoscale channels[J]. *SPE Journal*, 2014, 19(5):793.
- [67] KELLY S. Experimental investigation of the influence of molecular surface interactions on imbibition in shale nano-pore proxies[J]. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October, 2013.
- [68] 杨承志. 化学驱提高石油采收率[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007. [YANG C Z. *Chemical flooding increases oil recovery* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.]
- [69] 沈平平, 袁士义, 邓宝荣, 等. 化学驱波及效率和驱替效率的影响因素研究[J]. *石油勘探与开发*, 2004, (S1):1–4. [SHEN P P, YUAN S Y, Deng B R, et al. Influence factors of oil displacement efficiency and sweep efficiency in chemical flooding [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, (S1):1–4.]
- [70] WEGNER J, HINCAPIE R E, Födisch H, et al. Novel visualisation of chemical EOR flooding using a lab-on-a-chip setup supported by an extensive rheological characterisation[J]. *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August, 2015.
- [71] XU K. A microfluidic investigation of the synergistic effect of nanoparticles and surfactants in macro-emulsion based enhanced oil recovery[J]. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April, 2016.
- [72] MAGHZI A, MOHEBBI A, KHARRAT R, et al. Pore-scale monitoring of wettability alteration by Silica nanoparticles during polymer flooding to heavy oil in a five-spot glass micromodel[J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 87(3):653–664.

- [73] MEYBODI H E, KHARRAT R, WANG X. Study of microscopic and macroscopic displacement behaviors of polymer solution in water-wet and oil-wet media[J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 89(1):97–120.
- [74] JAMALOEI B Y, KHARRAT R. Analysis of microscopic displacement mechanisms of dilute surfactant flooding in oil-wet and water-wet porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 2010, 81(1):1–19.
- [75] JAMALOEI B Y, KHARRAT R. Fundamental study of pore morphology effect in low tension polymer flooding or polymer-assisted dilute surfactant flooding[J]. *Transport in Porous Media*, 2009, 76(2):199–218.
- [76] MAGHZI A, MOHEBBI A, KHARRAT R, et al. Pore-Scale monitoring of wettability alteration by silica nanoparticles during polymer flooding to heavy oil in a five-spot glass micromodel[J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 87(3): 653–664.
- [77] HE K, XU L, GAO Y F, et al. Evaluation of surfactant performance in fracturing fluids for enhanced well productivity in unconventional reservoirs using Rock-on-a-Chip approach[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2015, 135: 531–541.
- [78] 姜振海. 表面活性剂/聚合物二元复合体系驱油效果研究[J]. *石油钻采工艺*, 2011, 33(1):73–75.[JIANG Z H.Effect study on surfactant/polymer binary compound displacement system [J].*Oil Drilling & Production Technology*, 2011, 33(1):73–75.]
- [79] 陈挺. 稠油聚/表复合驱波及系数和驱油效率影响因素及调控方法研究[D]. 中国石油大学(华东), 2014.[CHEN T. Research on influence factors and regulatory methods of sweep coefficient and displacement efficiency of SP combination flooding for heavy oil [D]. China University of Petroleum (East China), 2014.]
- [80] 夏惠芬, 王德民, 王刚, 等. 化学驱中黏弹性驱替液的微观力对残余油的作用[J]. *中国石油大学学报自然科学版*, 2009, 33(4):150–155.[Xia H F,Wang D M,Wang G,et al.Effect of micro forces caused by driving fluid with viscoelasticity on residual oil in chemical flooding [J].*Journal of China University of Petroleum*, 2009, 33(4):150–155.]
- [81] 刘合, 叶鹏, 刘岩, 等. 注氮气泡沫控制水窜技术在油田高含水期的应用[J]. *石油学报*, 2010, 31(01):91–95. [LIU H, YE P, LIU Y, et al. Nitrogen foam injection technique and its application in reservoirs with high water cut[J].*Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(01):91–95.]
- [82] TSAU J S, YAGHOUBI H, GRIGG R. Smart foam to improve oil recovery in heterogeneous porous media[J]. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, 19–22 April, 1998.
- [83] MA K, LIONTAS R, CONN C A, et al. Visualization of improved sweep with foam in heterogeneous porous media using microfluidics[J]. *Soft Matter*, 2012, 8(41):10669–10675.
- [84] CONN C A, MA K, HIRASAKI G J, et al. Visualizing oil displacement with foam in a microfluidic device with permeability contrast.[J]. *Lab on A Chip*, 2014, 14(20):3968.
- [85] ZHANG Y S, XIE X N, MORROW N R. Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores[J]. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Anaheim, California, USA, 11–14 November, 2007.
- [86] LIGTHELM D, GRONSVELD J, HPPFMAN J, et al. Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition[J]. *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands, 8–11 June, 2009.
- [87] IDOWU J, SOMERVILLE J, ADEBARI D, et al. Effect of salinity changes of the injected water on water flooding performance in carbonate reservoirs[J]. *Nigeria Annuak International Conference and Exhibition*, Abuja, Nigeria, 30 July–3 August, 2011.
- [88] HE K, NGUYEN C, KOTHAMASU R, et al. Insights into whether low salinity brine enhances oil production in liquids-rich shale formations[J]. *EUROPEC*, Madrid, Spain, 1–4 June, 2015.

Application of microfluidic models in oil and gas field development

LI Junjian^{1,2}, SU Hang^{1,3}, JIANG Hanqiao^{1,2}, YU Fuwei^{1,2}, LIANG Tianbo^{1,3}, ZHAO Yuyun^{1,2}, GAO Yajun^{1,2}, HOSSEIN Hejazi⁴

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Unconventional Natural Gas Research Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

4 School of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary T2N 1N4, Canada

Abstract During the past 30 to 35 years, microfluidic technology has been increasingly used in various research areas and has achieved fruitful results including disease surveillance, drug screening, cell analysis, materials chemistry, environmental monitoring, food safety and in aerospace. In the field of oil and gas development, one of the earliest microfluidic models was developed and used by Chatenever of Oklahoma State University (1952) for investigating microscale mechanisms of residual oil fluid behavior in porous media. In this review, we focus on the application of microfluidic models in oil and gas field development

since 1952. Models of different materials can be made for different research purposes. The distribution and flow path of phases in microfluidic models can be visualized using microscopes, charge coupled device cameras, or particle image velocimetry, etc. Precise, quantitative, fast and safe microfluidic technology will play an irreplaceable role in studies of multi-phase flow and transport in fractured media, in microscale matrices, in nanoscale matrices, enhanced oil recovery by chemical-flooding, etc.

Keywords microfluidic model; micro remaining oil; micro model; oil field development

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.03.026

(编辑 马桂霞)