



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.05.25.01

文章编号: 1674-5086(2022)05-0061-13

中图分类号: TE357

文献标志码: A

自发渗吸时间标度归一化处理方法

魏兵^{1*}, 李沁芷¹, 刘成钢²

1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室·西南石油大学, 四川 成都 610500

2. 中国石油川庆钻探工程有限公司, 四川 成都 610000

摘要: 全面梳理了近年来国内外自发渗吸过程时间归一化处理方法研究进展, 从渗吸作用原理出发, 分析了各类方法的修正扩展形式; 同时, 基于岩芯尺度经验和理论归一化模型, 深入分析了现场应用中适用性及存在的问题, 详细总结并归纳了具有代表性的无因次模型及其边界约束条件。结果表明: (1) 毛细力和重力是渗吸的主要作用机制, 多数致密油藏渗吸过程受两者混合机制控制; (2) 对于致密孔隙介质, 岩芯时间标度归一化模型结果和实际油藏最终收敛效果存在较大差异、无关性较强, 预测失准; (3) 利用带压渗吸时间标度归一化模型可建立岩芯尺度与油藏尺度焖井渗吸时间之间的关系。因此, 基于不同控制机制的修正标度解析方程, 建立适合致密储层不同介质渗吸时间标度归一化模型, 对致密油藏提高采收率动态预测具有重要意义。

关键词: 自发渗吸; 时间归一化; 致密储层; 控制机制; 无因次模型

Methods of Time Scaling-up for Spontaneous Imbibition

WEI Bing^{1*}, LI Qinzhi¹, LIU Chenggang²

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

2. Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, CNPC, Chengdu, Sichuan 610000, China

Abstract: In this paper, the progress of the time scaling-up methods for spontaneous imbibition (SI) processes in recent years is comprehensively reviewed. Based on the mechanism of SI, the modified and expanded models are analyzed. In addition, based on the core-scale theoretical and empirical models, the applicability and existing problems of these models in field-scale application are discussed. Representative dimensionless models and the corresponding boundary conditions are summarized. Firstly, the dominant contributing mechanisms of SI are capillary pressure and gravity, and the SI process is governed by both of these two mechanism for majority of tight reservoirs. Secondly, there exists wide gap between core-scale and field-scale studies for tight reservoirs, which thus makes the results irrelevant and mis-predicted. Therefore, to establish the time scaling-up models for SI with different media in tight reservoirs based on the modified scale analytical models with different mechanisms, are extremely important for predicting the dynamics of enhanced oil recovery in tight reservoirs.

Keywords: spontaneous imbibition; time normalization; tight reservoirs; control mechanisms; dimensionless model

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20220321.0957.006.html>

魏兵, 李沁芷, 刘成钢. 自发渗吸时间标度归一化处理方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(5): 61-73.

WEI Bing, LI Qinzhi, LIU Chenggang. Methods of Time Scaling-up for Spontaneous Imbibition[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(5): 61-73.

* 收稿日期: 2020-05-25 网络出版时间: 2022-03-22

通信作者: 魏兵, E-mail: bwei@swpu.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金(51974265, 51804264)

引言

随着油气开采的不断深入,非常规油气已成为石油开采的一个新方向。中国致密油资源量丰富,分布范围广,并已在鄂尔多斯、松辽、准噶尔(含三塘湖)和渤海湾 4 个陆相盆地获重大发现。中国致密油地质资源量约为 200×10^8 t, 技术可采资源量可达 $(20 \sim 25) \times 10^8$ t, 是接替常规油气资源支撑中国能源自给的重要力量^[1-2]。水平井多级压裂是当前国内外致密油开发的主体技术,该技术虽然解决了储层初期产量的问题,但地层能量衰竭快、单井产量递减迅速,尤其在中国几个典型的陆相致密油藏,长期处于低产、低效状态,预测采收率普遍偏低,仅为 2%~5%^[3-5],亟待优选开发方式,提高原油采收率,实现资源效益动用。

致密储层压裂改造后形成复杂缝网, Thomas 等^[6]指出在改造区内裂缝是流体流动的主要通道,控制着注入流体的波及范围,而裂缝和基质间的物质交换是提高基质动用程度和原油采收率的关键,这种物质交换可通过流体-流体、流体-岩石之间的相互作用实现^[7]。自发渗吸是油田开发中一种典型的物质交换过程,近年来在致密储层提高采收率中引起广泛关注。大量的室内研究表明,

水、表面活性剂、纳米颗粒等流体在渗吸作用下进入基质内部,将原油从基质中置换出来^[8-9]。但由于室内实验岩芯模型简单、尺度小、时间短等现实问题,导致室内结果无法直接应用于油藏尺度渗吸效果分析、评价和预测。通过将室内实验结果无因次化,建立考虑不同渗吸条件的时间标度无因次模型,可有效解决尺度不一致的问题。为拓宽和深化自发渗吸在致密油藏提高采收率上的应用,笔者详细梳理了近年来国内外有关渗吸过程时间标度。

1 自发渗吸主要原理和规律

自发渗吸是指在多孔介质中,湿相在毛管力作用下置换非湿相的过程^[10]。根据流体流动方向,可以分成同向渗吸(co-current imbibition)与逆向渗吸(counter-current imbibition)。图 1 为同向渗吸和逆向渗吸示意图。同向渗吸是指湿相和非湿相在同一方向上运动,逆向渗吸是指湿相和非湿相在相反方向上运动。两者的主要区别是:(1)相之间的黏性耦合可能意味着同向渗吸过程的相对渗透率将高于逆向渗吸;(2)在逆向渗吸时,非湿相必须从湿相入口离开^[11-13]。

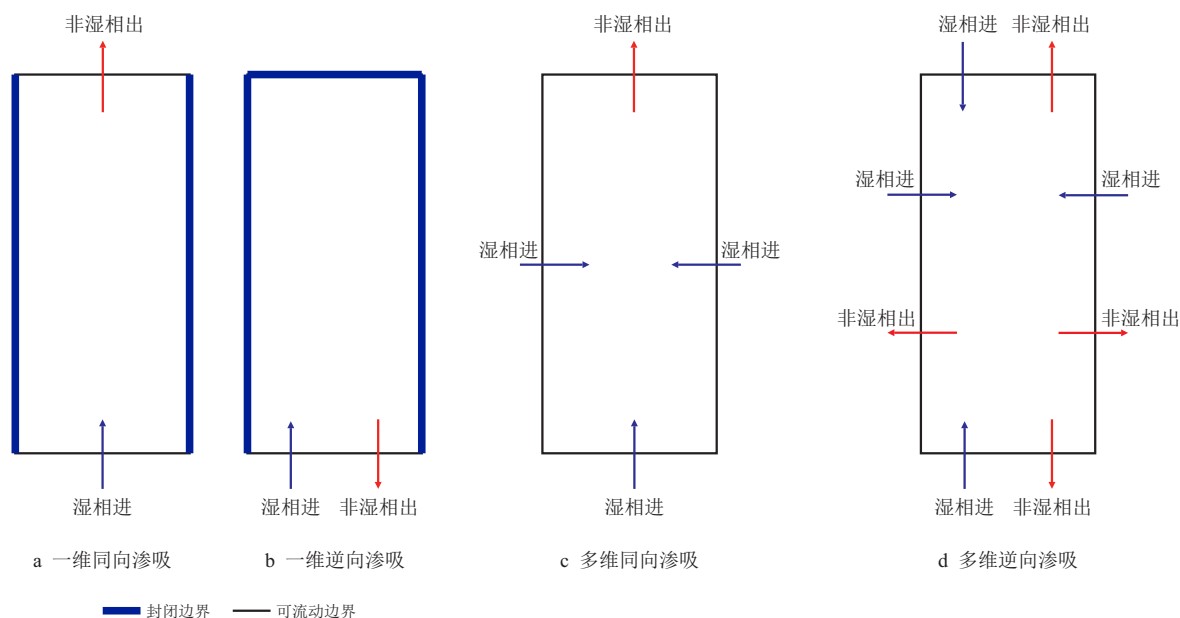


图 1 同向渗吸和逆向渗吸示意图

Fig. 1 Schematic representation of co-current and counter-current imbibition

在裂缝性油藏中,逆向渗吸往往与同向渗吸同时发生。对于多维情况,自发渗吸的研究更加复杂。

大量国内外实验证实,同向自发渗吸的最终采收率远高于逆向自发渗吸^[14]。

Washburn^[15]用一根毛细管首次进行了自发渗吸(水置换空气)的概念验证实验,在忽略空气黏度的前提下,提出了一个空气和水之间弯液面运动的计算模型,证明了湿相移动的距离与时间的平方根成比例。随后,该模型被 Morrow 等^[16]扩展到当毛细管内部流体具有黏度,而侵入流体的黏度忽略不计(即气体)的情况下,流体流动的主要驱动力为毛管力,此时毛管力与湿相黏滞阻力(viscous resistance)均与气体侵入长度成正比。进一步推广到侵入流体具有黏度的情况下,当非湿相流动受到侵入的湿相流动的限制时,湿相移动的距离与时间的平方根相关。这为推导自发渗吸的无因次方程和建立渗吸数值模型提供参考。

自发渗吸的理论基础为毛管力方程。假定半径为 r 的理想毛细管,湿相与非湿相的界面张力为 σ ,则毛管力为

$$p_c = \frac{2\sigma}{r} \quad (1)$$

假定流动为层流,用 Poiseuille 方程描述毛细管内的层流,则平均速度为

$$v = \frac{\Delta p}{x} \frac{r^2}{8\mu} \quad (2)$$

假定主要驱动力为毛管力,速度为 $v = dx/dt$,对方程进行积分

$$x^2 = \frac{\sigma r t}{2\mu} \quad (3)$$

流度比 $M = \mu_d/\mu$,即湿相(侵入流体)黏度与非湿相黏度之比,则有^[17]

$$(1 - M)x^2 + 2MLx = \frac{\sigma r t}{2\mu} \quad (4)$$

许多学者为模拟多孔介质中的自发渗吸作用,分析了相互连接的毛细管中的渗吸,确认了在较小半径的孔隙中湿相有较大的毛管力驱动,界面运移速度更快^[18-20]。Unsal 等^[21]利用实验手段及理论分析研究了具有非对称几何结构介质中的渗吸作用,指出只有当非湿相背压超过阈值时,逆向渗吸才可能发生。由于毛细管形状的不规则性以及渗吸入口端同向与逆向渗吸同时发生的复杂性,目前,并无解析方法描述此过程。多孔介质中基质-裂缝的传质扩散规律十分复杂,目前,裂缝性油藏中自发渗吸的流体交换机制及作用规律并不明确,找到能适应天然多孔介质复杂结构的数学模型和解析方法十分重要。

原始地层条件下油水界面张力较高,自发渗吸主要由毛管力控制。但在化学剂介入条件下,例如向储层中注入表面活性剂等物质,油水界面张力降低,逆向渗吸转变为同向渗吸,重力的贡献逐渐升高。Schechter 等^[22]指出,重力和毛管力影响湿相自发渗吸的程度可以通过邦德数 N_B 的倒数进行解释和估算

$$N_B^{-1} = C_1 \frac{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{K}}}{\Delta \rho g h} \quad (5)$$

当研究对象为毛细管模型时, C_1 为 0.4。当 $N_B^{-1} > 5.0$ 时,湿相的自发渗吸主要由毛管力决定,当 $0.2 \leq N_B^{-1} \leq 5.0$ 时,湿相的自发渗吸由毛管力和重力共同决定,当 $N_B^{-1} < 0.2$ 时,湿相的自发渗吸主要由重力决定。随着岩石表面亲水性增加,毛管力会增加, N_B^{-1} 会增大。同时,这也说明界面张力越低,重力作用越明显^[23]。

许多学者证实,润湿性对渗吸过程的影响不可忽略^[24-25]。对于多孔介质,润湿性将控制毛管力的大小与方向,则有

$$N_B^{-1} = C_1 \frac{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{K}} \cos \theta}{\Delta \rho g h} \quad (6)$$

式(6)可用于定性评估润湿性改变过程中毛管力与重力的相对影响。毛管力和重力控制机制将直接影响自发渗吸过程的渗吸速度和最终采收率,探究不同作用机制下的无因次时间与采出程度的关系,有助于建立相关的分析模型进行标度扩展,以此分析、评价实验室模型是否能够应用于实际油藏。

国内外学者就此开展了渗吸时间标度研究,建立和修正标度评价模型,研究不同渗吸介质作用下的控制机制、修正后时间标度的限制性及归一化能力,提出了适用于致密储层渗吸过程中的无因次时间修正模型,并结合实际油藏情况,进行校正和进一步研究。

2 渗吸时间标度归一化处理

许多学者研究了自发渗吸的无因次处理方法,比较界面张力、流体黏度、岩石孔隙度与渗透率、岩芯几何形状以及边界条件等对渗吸效率的影响,并在此基础上对渗吸采收率与时间进行归一化

处理,将不同的实验结果放在同一标度下进行比较。Mattax 等^[26]基于 Rapoport^[27]的数值解,提出了毛管力渗吸驱油关系式及无因次时间方程(MK 模型)

$$\left(t \frac{\sigma}{\mu_w L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}}\right)_{\text{res}} = \left(t \frac{\sigma}{\mu_w L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}}\right)_{\text{lab}} \quad (7)$$

$$t_{D,\text{MK}} = t \frac{\sigma}{\mu_w L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (8)$$

式(8)是 Mattax^[26]提出的无因次时间,但该式只在满足以下条件才能使用:(1)重力的影响可忽略;(2)油水相黏度具有可替换的相关性;(3)岩样在边界条件和形状上相同;(4)相对渗透率曲线相同;(5)毛管力函数必须正比于界面张力;(6)基质中初始流体分布相同。条件(4)~(6)表明了该模型要求岩样需满足润湿性一致且孔隙结构相似。模型的限制性过强,适用范围窄,对于非常规油藏适用性差。

Cuiec 等^[28]提出了对 Mattax^[26]无因次时间方程的修正,得到了更好的拟合效果,将原油黏度代替水的黏度。另外,Zhang 等^[29]重新定义了黏度相,将油水两相黏度的几何平均值取代了单一黏度相,在 Cuiec 等^[28]的基础上对 Mattax^[26]无因次时间方程进行修正

$$t_{D,\text{Cuiec}} = t \frac{\sigma}{\mu_o L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (9)$$

$$t_{D,\text{Zhang}} = t \frac{\sigma}{\mu_{gm} L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} = t \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o} L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (10)$$

研究发现,不同几何形状的岩芯采用同一标度方程未能体现良好的一致性,最初进行的实验室岩芯自发渗吸研究并未考虑岩芯形状和边界条件的影响。为了将这一影响因素纳入考虑,Kazemi 等^[30]引入了一个形状因子 F_s ,同时定义无因次时间方程中的特征长度

$$F_s = \frac{1}{V_b} \sum_{i=1}^n \frac{A_i}{s_{A_i}} \quad (11)$$

$$L_s = \frac{1}{\sqrt{F_s}} = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{s_{A_i}}}} \quad (12)$$

Ma 等^[31]指出上述特征长度不能应用到只有一面开启的逆向自发渗吸,并提出了一种修正方法,为衡量不同油、地层水及基质条件下的渗吸情况,用于修正渗吸前缘到无流动边界的移动距离 l_{A_i} ,只

有逆向渗吸情况下, l_{A_i} 与 s_{A_i} 才有所不同。对于逆向渗吸情况下特征长度表示为

$$L_c = \frac{1}{\sqrt{F_s}} = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{l_{A_i}}}} \quad (13)$$

基于先前的无因次时间方程, Ma 等^[31]同时提出引入特征长度后的标度方程。式(14)同时考虑水、油黏度,可用于不同的边界条件设计,作为典型的致密油藏自发渗吸经验标度方程

$$t_{D,\text{Ma}} = t \frac{\sigma}{L_c^2 \sqrt{\mu_w \mu_o}} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (14)$$

Ma 等^[31]提出的方程主要应用于黏度在 1~172 mPa·s 的矿物油和黏度为 1 mPa·s 的水相,通过关联以往的现场数据和 Berea 砂岩的渗吸结果,考虑了岩芯大小、形状以及边界条件和黏度比的影响,证实了曲线良好的归一性。Li 等^[32]采用玻璃珠填充圆管的多孔介质模型模拟了气水两相的渗吸实验,引入了含水饱和度参数,并验证了该标度模型的准确性。Fischer 等^[33]提出放大黏度研究范围,发现 Ma 等^[31]的无因次时间方程不适用于油水黏度比增大的情况。Ma 等^[31]提出的模型仅适用于流体黏度比会影响油水相有效渗透率的情况,而一些自发渗吸模型中两相有效渗透率并不依赖于流体黏度比,因此, Mason 等^[34]引入一个新的黏度标度因子,并提出了一个新的经验相关无因次时间方程

$$t_{D,\text{Mason}} = \frac{2}{L_c^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \frac{\sigma}{\mu_w (1 + \sqrt{\mu_{nw}/\mu_w})} t \quad (15)$$

Mason 等^[34]提出的方程与 Ma 等^[31]的方程均同时考虑了多孔介质的界面张力、流体黏度、岩芯形状、孔渗结构以及边界条件,其主要区别在于分母的黏度项有所不同。该模型拓宽了渗吸过程中油水两相黏度比的适用范围。研究发现,当水相黏度高时,无因次时间主要由水相决定。

因此,前者能更多地应用于超强水湿和强水湿环境,但对于混合润湿和中性润湿的岩石而言, Ma 等^[31]的无因次方程,原油采收率与无因次时间的关系曲线表明其具有较好归一性。无因次时间模型也可以推导出归一化采收率模型,对于精准地预测最终采收率起到关键作用。

表 1 中列举了不同学者提出的渗吸无因次时间方法,对于近些年不同作用机制的渗吸时间标度方法会在后面部分详细说明。

表 1 无因次时间方法归纳
Tab. 1 Summary of dimensionless time methods

方法	无因次时间	贡献
Mattax 和 Kytel ^[26]	$t_{D,MK} = t \frac{\sigma}{\mu_w L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}}$	提出 t_D
Cuiee 等 ^[28]	$t_{D,Cuiee} = t \frac{\sigma}{\mu_o L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}}$	用 μ_o 代替 μ_w
Zhang 等 ^[29]	$t_{D,Zhang} = t \frac{\sigma}{\mu_{gm} L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} = t \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o} L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}}$	重新定义黏度相 μ_{gm}
Ma 等 ^[31]	$t_{D, Ma} = t \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o} L_c^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}}$	将特征长度 L_c 引入方程
Li 等 ^[32]	$t_{D,Likewen} = c^2 \frac{K_w}{\phi} \frac{p_c}{\mu_w} \frac{S_{wf} - S_{wi}}{L} t$	引入含水饱和度变化
Zhou 等 ^[35]	$t_{D,Zhou} = \sqrt{\frac{K}{2\phi} \frac{\mu_w}{K_{rw}^* + K_{ro}^*} \frac{\sigma}{\mu_o}} \frac{1}{L_c^2} t$	不考虑重力的逆向渗吸
Li 和 Horne ^[36]	$t_{D,Zhou} = p_c^* \frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w} \frac{1}{K_{rw}^* + K_{ro}^*} \frac{1}{L_c^2} t$	水-气同向渗吸标度方法
Standnes ^[37]	$t_{D, Standnes} = \sqrt{\frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w^{V_e} \mu_{nw}^{1-V_e}}}} \frac{1}{L_c^2} t$	提出黏度指数
Mason 等 ^[34]	$t_{D,Mason} = \frac{2}{L_c^2} \sqrt{\frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w (1 + \sqrt{\mu_{nw}/\mu_w})}} t$	适用于强水湿条件

3 不同作用机制渗吸时间标度归一化处理方法

自发渗吸主要由毛细力、重力和黏滞力 3 种机制决定。黏滞力影响较小, 在标度处理过程中往往是作为无因次时间模型中黏度相进行考虑和修正。致密储层渗吸由于孔隙半径小、结构复杂,

毛细力作用非常显著, 在无外部作用的情况下重力的影响比较小。但是当具有表面活性的物质介入时, 油水界面张力下降, 根据毛细数 N_C 和邦德数 N_B , 此时重力的影响不可忽略。笔者根据渗吸时间标度归一化处理方法, 将渗吸作用机制分为毛细力主导、重力主导以及二者共同控制 3 种情况(图 2)。

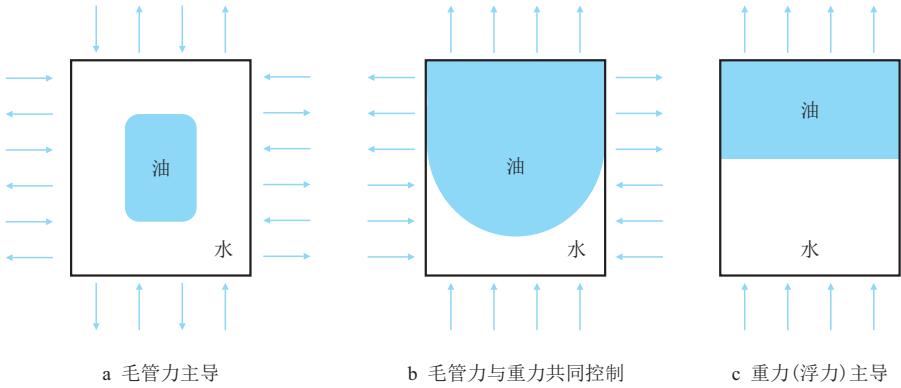


图 2 自发渗吸时油水两相分布图
Fig. 2 Distribution of oil and water inside cores

3.1 毛细力主导自发渗吸

裂缝性油藏基质原油启动取决于基质-裂缝间传质扩散作用。如果岩石表面是水湿(亲水油藏), 且裂缝中含水量高, 自发渗吸主要靠毛细力作用。基质渗透率、大小和形状、润湿性、非均质性以及

边界条件等共同决定了渗吸效果^[38-40], 同时湿相的性质、黏度以及界面张力等对毛细力渗吸提高采收率也有较大影响。在渗吸早期, 湿相流体开始进入基质, 毛细力为渗吸的主要驱动力。前文提到, Mattax^[26] 在 Rapoport^[27] 的数值解基础上首先提出

了渗吸时间标度方程并随后进行了修正。然而, Babadagli^[41] 指出在时间标度设计中, 润湿性的影响往往被忽略, 基于 Handy^[42] 实验, 渗吸的流量 Q 和渗吸时间 t 之间存在以下关系

$$Q^2 = \frac{2p_{c,eff}K_w\phi A^2 S_w}{\mu_w} t \quad (16)$$

国外学者已证实, 湿相的运动距离与时间的平方根正相关。基于此结论, Ma 等^[43] 针对式(16)提出将渗吸采收率与时间平方根进行相关, 则会得到一条直线

$$R(t) = c^* \sqrt{t} \quad (17)$$

c^* 即为描述采收率和时间平方根的简化参数, 由式(16)变形得到, c^* 包括界面张力、润湿性和孔径, 因此, 斜率 c^* 就可以用来表征特定岩石流体系统的渗吸能力。毛管力渗吸速率也受原油黏度的控制, 因此, 直线斜率不仅是毛管性质的函数, 也是原油黏度的函数。Babadagli^[41] 针对同向渗吸将斜率进行标准化处理, 修正了 Ma 等^[31] 提出的无因次时间方程

$$t_{D,Babadagli} = t \frac{\sigma f(\theta)}{\sqrt{\mu_w \mu_o} L_c^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (18)$$

Babadagli^[41] 提出的修正无因次时间方程能够很好地消除采收实验数据的分散性。然而, 对于逆向渗吸情况, 式(18)不能得到归一化曲线。如果只考虑毛管力的影响, 忽略重力影响, 往往需要考虑特殊的边界条件。Mirzaei 等^[44] 提出了一维同向自发渗吸的无因次时间标度方程, 同时简化得到了不含毛管力和相对渗透率参数的一维同向渗吸无因次时间方程

$$t_{D,simplified} = \sqrt{\frac{2\sigma \sqrt{\frac{K}{\phi}}}{(\mu_{nw} + \sqrt{\mu_w \mu_{nw}}) L_c^2} t} \quad (19)$$

通过拟合采出程度与无因次时间关系, 可以观察到数据的分散性明显降低, 曲线将所有数据归一化到一个狭窄的区域。对于多维同向自发渗吸, Mirzaei 等^[44] 设计了不同的边界条件, 基于先前国内外学者提出的不同边界条件渗吸的数值模型, 引入了一个多维同向自发渗吸形状因子, 修正后同样得到了一个简单的标度模型

$$F_{s_COCSI} = \frac{1}{L_{c_COCSI}^2} = \frac{\sum_{i=1}^m \frac{S_{ma,i}}{X_{ma,i}}}{V_{ma}} \quad (20)$$

$$t_{D,simplified}^* = \sqrt{\frac{2\sigma \sqrt{\frac{K}{\phi}}}{(\mu_{nw} + \sqrt{\mu_w \mu_{nw}}) L_c^2} t} \quad (21)$$

对于毛管力主导的逆向自发渗吸也进行了非常多的研究, 许多学者指出, 逆流渗吸在天然裂缝发育的油藏中极大促进了基质与裂缝间流体的交换过程。文献[45–47]指出, 若毛管力是渗吸的主要动力, 孔隙中的湿相与非湿相流体沿相反方向运动, 此时逆向自发渗吸为主; 若重力是渗吸的主要动力, 湿相与非湿相则沿相同的方向运动, 此时同向自发渗吸为主。渗吸作用的研究方法主要有解析法、数值法和物理模拟实验法^[48]。对于致密储层自发渗吸规律的数值研究, 是在无因次 J 函数^[49] 以及水–油流动模型“相似准则”^[27] 理论上进行。Mcwhorter 等^[50] 首次提出了自发渗吸的半解析解, 但由于忽略了入口端边界条件, 解析解的应用性较差。Kashchiev 等^[51] 以及 Schmid 等^[52] 前后提出相关修正的解析解。前者为毛细管力和相对渗透率的限制性函数形式, 后者指出 McWhorter 等^[50] 的方程只适用于逆向渗吸条件, 并求解得到了一个隐式非线性二阶常微分方程, 但求解难度大, 需要迭代求解一个常数 C 。Alyafei 等^[53] 发现, 通过反向差分法以及迭代过程可以得到最终解。此外, 还可以通过将解析解简单的变量操作, 得到 Schmid 和 Geiger^[54] 公式的扩展形式, 通过求解湿相的前缘端运动, 进一步得到无因次时间与特征长度的方程。此时修正的无因次时间定义为^[55]

$$t_{D,Abd} = \frac{q_{w(t)}}{\phi L_c} = \frac{2C_2 \sqrt{t}}{\phi L_c} \quad (22)$$

半解析解的研究同时拓展到了数值模型方面, Khan 等^[56] 使用全隐式黑油模型模拟了自发渗吸过程。网格基于角点法, 采用经典的有限差分格式, 同时设置强水湿、弱水湿和混合润湿 3 种润湿情况模拟逆向自发渗吸。结果表明, 数值解和半解析解匹配性好。因此, 式(22)在毛管力主导的逆向自发渗吸得以广泛应用。对于仅考虑毛管力的情况, 渗吸的控制机制较单一, 已有较完善的时间标度归一化处理方法和模型。但对于孔隙结构复杂的致密储层, 毛管力主导的时间标度公式并不能实现实际油藏渗吸数据归一化, 在自发渗吸过程中, 重力的影响不能忽略, 弄清重力对渗吸的影响非常关键。

3.2 重力主导自发渗吸

对于高渗透储层,重力的影响通常比较大甚至可能忽略毛管力影响。但对致密储层,重力引起的自发渗吸需要在湿相中加入表面活性物质,通过降低界面张力或改变润湿性改变 N_B ^[57],特别是表面活性剂、微乳液等高活性物质,会形成超低油水界面张力,所以毛管力忽略不计。采用 N_B 进行判断,当 $N_B^{-1} < 0.2$ 后,重力主导渗吸,基质原油通过浮力渗出。

重力是否能成为致密储层自发渗吸的主要驱动力取决于油水界面张力。Ravari 等^[58]研究了表面活性剂增强重力排水及改变润湿性对原油采收率的影响。在高渗储层中观察到3种作用,即润湿性变化提高的采收率、毛管力和重力联合作用提高的采收率、重力作用提高的采收率。重力在自发渗吸提高采收率中的作用随界面张力的降低而显著增加。

Parson 等^[38]首次提出了低界面张力下重力作用渗吸无因次时间

$$t_{D,gravity} = t \frac{K\Delta\rho}{L\phi\mu_w} \quad (23)$$

Cuiec 等^[28]对式(23)修正并类比毛管力渗吸无因次模型,发现用 μ_o 取代 μ_w 能更好地拟合曲线,修正后的模型可以用于不同类型油藏重力主导渗吸过程。

$$t'_{D,gravity} = t \frac{K\Delta\rho}{L\phi\mu_o} \quad (24)$$

Babadagli^[41]将修正后的方程应用在采出程度与无因次时间的关系中,证实对于表面活性剂溶液-油体系的同向渗吸能够较好地消除数据的分散性,对于致密储层表面活性剂渗吸,还需考虑表面活性剂溶液-油体系存在额外边界层效应,特别是在微纳米尺度孔喉中,边界层现象非常明显。边界层是多孔介质孔壁上形成的一层不可动的润湿性流体,流体在渗吸时真实的流动半径小于储层的喉道半径^[59-60]。表面活性剂溶液-油体系与盐水-油体系不同,引入特征长度并不能消除边界层效应。为了减小误差,Babadagli^[41]在 Cuiec 等^[28]的研究基础上,提出引入一个边界条件因子(B_{CF})

$$t''_{D,gravity} = t \frac{K\Delta\rho}{L\phi\mu_o} B_{CF} \quad (25)$$

把修正后的无因次模型用于不同边界条件同向渗吸并与 Cuiec 等^[28]提出的重力无因次时间模型对比,优化了拟合效果,消除了渗吸数据的分散性。

边界条件的影响导致了渗吸作用机理及重力和毛管力对原油采收率相对贡献的变化。另外,Jaquin 等^[61]提出另一种方法,以黏滞力和重力比计算参考时间,重力主导渗吸的无因次时间表达式为

$$t_{D_g} = \frac{t}{t_g} = \frac{\Delta\rho g H K}{\mu_m L_g^2} t \quad (26)$$

$$t_g = \frac{\mu_m L_g^2}{\Delta\rho g H K} \quad (27)$$

对于垂直和横向水平放置的岩芯, L_g 等于 L , H 等于岩芯直径。致密储层渗吸过程中,随着时间的增加,渗吸逐渐过渡到中期阶段,渗吸过程可能是由毛管力和重力共同控制^[41, 62-64]。

3.3 毛管力和重力共同控制自发渗吸

如上所述,根据邦德数 N_B 定义,当 $0.2 \leq N_B^{-1} \leq 5.0$ 时,湿相自发渗吸由毛管力和重力共同决定。对于致密储层,原始状态下毛管力是自发渗吸的主要动力。随着界面张力降低,毛管力的影响逐渐降低,重力作用愈发显著。也有学者指出,渗吸的方向也会决定重力的效果。对于垂直岩芯,重力作用的提高采收率效果远大于水平岩芯。Alsherhri 等^[65]采用 CT 对比了水平和垂直放置岩芯的渗吸排油效率,研究发现不论是水还是表面活性剂垂直渗吸的采收率高于水平渗吸。

通过降低油水界面张力,能够提高基质原油的流动能力。毛管数综合了黏滞力和毛管力能很好解释原油采收率和油水固性质的关系。对于低界面张力环境重力和毛管力共同控制的渗吸,黏性驱动也会造成一定影响,裂缝中的压力梯度会提高黏性驱油效率。黏性驱动的时间标度归一化方法中,Standnes^[37]提出了含有黏度指数 V_o 的黏度标度项(取值为 0~1),引入无因次时间模型中并验证了该模型的准确性。

对于毛管力和重力共同控制的自发渗吸时间标度,通常是将两者的无因次时间模型结合起来,分析采出程度与无因次时间相关曲线与实验数据的拟合程度。Babadagli^[41]结合修正模型式(18)和式(25)研究了表面活性剂-油体系实验的归一化情况。实验证明,引入一个边界因子后数据的分散性降低,同向渗吸过程无因次时间归一化程度高。Akin 等^[66]研究发现,自发渗吸过程中,油水前缘的运动为活塞式推进。周林波等^[62]在 Akin 等^[66]基础上建立渗吸速度表征模型,同时考虑含水饱和度的变化,

提出了同时含重力和毛管力的时间标度模型

$$t_{D,Zhou} = -\lambda^2 \sqrt{\frac{K_{wf}}{\phi}} \frac{\sigma(S_{wf} - S_{wi})}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \frac{1}{L_c^2} t \quad (28)$$

Bourbiaux 等^[63] 将 Ma 等^[36] 建立的毛管力渗吸的无因次时间模型[式(14)]和 Jacquin 等^[61] 建立的重力渗吸的无因次时间模型[式(26)]结合,研究了添加润湿改进剂后油湿碳酸盐岩油藏渗吸提高采收率效果。Li 等^[64] 研究了在低界面张力环境中表面活性剂渗吸的时间标度模型,此时浮力的驱动作用增强,提出了毛管力和重力耦合无因次模型

$$t_{D,Liyuxiang} = \frac{2KK_{rw}\Delta\rho g H t}{\phi\mu_w(r^2 + MH^2)} \quad (29)$$

Li 等^[64] 在无因次模型的基础上建立了圆柱形和长方体岩芯的解析模型。

4 带压渗吸时间标度归一化处理

对于致密储层,焖井是提高自发渗吸效率的关键阶段^[67],在此阶段渗吸一般是在带压条件下实现。国内外已有类似实验研究和相关报道,朱维耀等^[68] 采用 NMR 研究了重水驱替下的渗吸过程,驱替作用主要发生在注水早期,即使后期渗吸逐渐占据主导地位,但驱替作用对原油采收率的影响不可忽略。

Jiang 等^[69] 结合 Mason 无因次时间模型^[34] 与 Leverett 毛管力函数^[49] 开展了带压条件下渗吸时间标度归一化研究。根据 NMR 测得 T_2 谱图,加权计

$$t_{D,SIUCP} = \frac{\sqrt{2}\sigma}{2\mu_w(1 + \sqrt{\mu_o/\mu_w})} \left(0.834e^{-\frac{p}{393.212}} + 0.0792\right) \frac{1}{L_c^2} t \quad (38)$$

$$t'_{D,SIUCP} = Cr^*(p) \frac{1}{L_c^2} t \quad (39)$$

$$C = \frac{\sqrt{2}\sigma}{2\mu_w(1 + \sqrt{\mu_o/\mu_w})} \quad (40)$$

Xu 等^[70] 将带压渗吸无因次模型应用于采出程度与无因次时间的曲线中,与修正前的 Mason 模型^[34] 比较,修正模型缩小了无因次时间范围,归一化效果较好。

为优化焖井时间,使用修正的无因次时间模型将实验室与现场数试验数据联系

$$t'_D = \left[Cr^*(p) \frac{1}{L_c^2} t \right]_{lab} = \left[Cr^*(p) \frac{1}{L_c^2} t \right]_{field} \quad (41)$$

油藏焖井时间为

算求解得到平均孔隙半径,将孔隙半径作为围压的函数进行拟合

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} = \rho \frac{C_3}{r} \quad (30)$$

$$\rho = \frac{T_{2LM} r_p}{C_3} \quad (31)$$

$$T_{2LM} = e^{\frac{\sum_{i=1}^{200} \ln T_{2i} A_i}{\sum_{i=1}^{200} A_i}} \quad (32)$$

$$r^*(p) = ae^{bp} + c \quad (33)$$

将 Leverett 毛管力函数^[49] 引入 Mason 模型^[34]

$$r = \sqrt{\frac{8K_a}{\phi}} \quad (34)$$

$$t_D = t \sqrt{\frac{K_a}{\phi}} \frac{2\sigma}{\mu_w(1 + \sqrt{\mu_o/\mu_w})} \frac{1}{L_c^2} \quad (35)$$

对于全开放型岩芯,其特征长度 L_c 为

$$L_c = \frac{Ld}{2\sqrt{d^2 + 2L^2}} \quad (36)$$

由 $1/\bar{p}$ (入口处压力与出口处压力平均的倒数)与气测渗透率线性正相关,可以求得滑移因子。有效孔隙半径是净围压的函数,随着净围压增大,有效孔隙半径先快速下降后速度变缓

$$r^*(p) = 0.834e^{-\frac{p}{393.212}} + 0.0792 \quad (37)$$

将式(37)代入式(35)中,得到带压渗吸的无因次时间模型,简化可得

$$(t_{shut-in})_{field} = \frac{C_{lab}}{C_{field}} \frac{r^*_{lab}}{r^*_{field}} \frac{(L_c^2)_{field}}{(L_c^2)_{lab}} (t_{shut-in})_{lab} \quad (42)$$

Xu 等^[70] 也指出,由于是在带压条件下进行的渗吸实验,采出程度不仅与自发渗吸作用相关,也和压力相关。对于带压渗吸的时间标度归一化方法研究,压实的作用还未得到相应的证实。

5 结 论

(1) 渗吸作用是致密储层注水、表面活性剂等提高采收率重要机理之一,归一化处理能在一定程度上将实验室无因次模型拓展至实际油藏应用,分析和预测渗吸提高采收率效果。

(2) Ma 等与 Mason 等提出的归一化经验模型

适用性较强。对于致密储层,表面活性物质介入后重力对渗吸的影响十分关键。

(3) 利用 N_B 值可定性评价渗吸主要动力,修正后的 N_B 值考虑了润湿性的影响。对于低界面张力环境,大部分是将重力与毛管力无因次时间标度融合归一化处理。

(4) 带压渗吸可准确模拟实际油藏渗吸过程。修正的带压无因次时间模型消除了数据的分散性。利用此模式可预测和优化焖井时间,提高自发渗吸效率。

(5) 时间标度归一化模型可推广至采收率归一化模型,从而更精确描述复杂多孔介质的渗吸过程,对评估和预测真实油藏原油采收率具有指导意义。

符号说明

p_c —毛管力, Pa;
 σ —界面张力, N/m;
 r —半径, m;
 v —平均流动速度, m/s;
 Δp — x 方向上的压降, Pa;
 x —岩芯内移动距离, m;
 μ —原始流体(被驱替相)黏度, Pa·s;
 t —渗吸时间, s;
 M —流度比, 无因次;
 L —毛细管或岩样长度(以实际实验条件为准), m;
 N_B —邦德数, 无因次, 描述重力和毛管力的相对关系;
 C_1 —常数, 在毛细管模型中取值为 0.4;
 ϕ —岩石孔隙度, %;
 K —岩石渗透率, mD;
 $\Delta\rho$ —油水密度差, kg/m³;
 g —重力加速度, $g=9.8$ m/s²;
 h —液柱高度, m;
 θ —接触角, (°);
 μ_w —湿相黏度, Pa·s;
 $t_{D,Babadagli}$ —Babadagli 修正的适用于同向渗吸的无因次时间;
 $t_{D,MK}$ —Mattax 和 KYTE 修正的无因次时间;
 $t_{D,Cuiec}$ —Cuiec 修正的毛管力主导的无因次时间;
 μ_o —油相黏度, Pa·s;
 $t_{D,Zhang}$ —Zhang 修正的无因次时间;
 μ_{gm} —油水相黏度乘积的平方根, mPa·s;
 F_s —形状因子;
 V_b —基质岩芯外表面积, m³;
 A_i —第 i 个方向上可渗透的区域面积, m²;
 s_{A_i} —入口截面到基质岩芯中心的距离, m;
 L_s —Kazemi 考虑的特征长度, m;
 L_c —特征长度, m;
 l_{A_i} —渗吸前缘到无流动边界的距离, m;

$t_{D, Ma}$ —Ma 修正的无因次时间;
 $t_{D, Mason}$ —Mason 修正的无因次时间;
 μ_{nw} —非湿相黏度, Pa·s;
 $t_{D, Likewen}$ —Likewen 修正的无因次时间;
 c —同向渗吸时, 修正的重力和毛管力比值;
 K_w —水相渗透率, D;
 S_{wf} —前缘含水饱和度, 无因次;
 S_{wi} —原始含水饱和度, 无因次;
 K_{rw}^* —考虑前缘含水饱和度下无因次时间方程修正的水相相对渗透率, mD;
 K_{ro}^* —考虑前缘含水饱和度下无因次时间方程修正的油相相对渗透率, mD;
 p_c^* —考虑前缘含水饱和度下无因次时间方程修正的毛管力, Pa;
 $t_{D, Standnes}$ —Standnes 修正的无因次时间;
 V_e —黏度指数, 0~1;
 Q —渗吸过程中的流量, cm³/s;
 $p_{c, eff}$ —有效毛管压力, Pa;
 A —渗吸过程中流体通过的截面积, m²;
 S_w —含水饱和度, 无因次;
 $R(t)$ —Ma 提出的渗吸过程的采收率函数;
 $c^* = \frac{2p_{c, eff} K_w \phi A^2 S_w}{\mu_w}$
 $f(\theta)$ —采出程度与时间平方根关系曲线的直线斜率的标准值;
 $t_{D, simplified}$ —Miraei-Paiaman 和 Masihi 修正的未引入形状因子的无因次时间;
 $F_{s, COCSI}$ —Miraei-Paiaman 和 Masihi 修正的多维同向自发渗吸形状因子;
 $L_{c, COCSI}$ —Miraei-Paiaman 和 Masihi 修正的多维同向自发渗吸特征长度, m;
 $S_{ma, i}$ —入口截面开始湿相移动的距离, m;
 $X_{ma, i}$ —水相入口到无流动边界的距离, m;
 V_{ma} —特征长度限定下基质体积, m³;
 $t_{D, simplified}^*$ —Miraei-Paiaman 和 Masihi 修正的引入形状因子的无因次时间;
 $t_{D, Abd}$ —Abd 修正的无因次时间;
 $q_{w(t)}$ —水相达西渗吸速度, m/s;
 C_2 —逆向渗吸时迭代的常数;
 $t_{D, gravity}$ —Parson 和 Chaney 提出的重力无因次时间;
 $t'_{D, gravity}$ —Cuiec 修正的重力主导的无因次时间;
 $t''_{D, gravity}$ —Babadagli 修正的重力主导的无因次时间;
 B_{CF} —边界条件因子;
 t_{D_g} —Jacquin 提出的重力无因次时间;
 t_g —重力条件下的参考时间, s;
 H —垂直方向上样品的高度, m;
 μ_m —流体平均黏度, mPa·s;
 L_g —沿主要流动方向上样品的长度, m;
 λ —重力和毛管力之比;
 K_{wf} —渗吸前缘水相渗透率, mD;
 $t_{D, Liyuxiang}$ —Liyuxiang 修正的无因次时间;
 K_{rw} —水相相对渗透率, mD;

T_2 —横向弛豫时间, s;
 ρ —表面弛豫率, 无因次;
 S —比面, m^{-1} ;
 V —岩芯总体积, m^3 ;
 C_3 —常数, 当模型为平面, 圆柱, 球形时, 取值 1, 2, 3;
 T_{2LM} — T_2 的对数平均值, s;
 r_p —平均孔隙半径, m;
 r^* —有效孔隙半径, m;
 p —岩石净围压, Pa;
 K_a —脉冲衰减渗透率, mD;
 t_D —无因次时间;
 d —岩芯直径, m;
 $t_{D,SIUCP}$ —Jiang 等提出的带压渗吸的无因次时间;
 $t'_{D,SIUCP}$ —与岩石有效孔隙半径相关的带压渗吸的无因次时间;
 $t'_{D,Xu}$ —Xu 等修正的带压渗吸无因次时间;
 $t_{shut-in}$ —焖井时间, s;
 K_{ro} —油相相对渗透率, 无因次。
 下标:
 res—油藏条件下;
 field—现场条件下;
 lab—室内实验条件下。

参考文献

- [1] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385–399, 454. doi: 10.11698/PED.2013.04.01
- [2] 黄东, 杨光, 杨智, 等. 四川盆地致密油勘探开发新认识与发展潜力[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(8): 1212–1221. doi: 10.11764/j.issn.1672-1926.2019.07.005
- [3] HUANG Dong, YANG Guang, YANG Zhi, et al. New understanding and development potential of tight oil exploration and development in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(8): 1212–1221. doi: 10.11764/j.issn.1672-1926.2019.07.005
- [4] HOLDITCH S A, TSCHIRHART N R. Optimal stimulation treatments in tight gas sands[C]. SPE 96104-MS, 2005. doi: 10.2118/96104-MS
- [5] LI Ning, ZHANG Shicheng, ZOU Yushi, et al. Experimental analysis of hydraulic fracture growth and acoustic emission response in a layered formation[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2018, 51(4): 1047–1062. doi: 10.1007/s00603-017-1383-z
- [6] WANG Leizheng, YU Wei. Gas huff and puff process in eagle ford shale: Recovery mechanism study and optimization[C]. SPE 195185, 2019. doi: 10.2118/195185-MS
- [7] THOMAS L K, DIXON T N, PIERSON R G. Fractured reservoir simulation[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1983, 23(1): 42–54. doi: 10.2118/9305-PA
- [8] GILMAN J, KAZEMI H. Improvements in simulation of naturally fractured reservoirs[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1983, 23(4): 695–707. doi: 10.2118/10511-PA
- [9] KATHEL P, MOHANTY K. Wettability alteration in a tight oil reservoir[J]. Energy & Fuels, 2013, 27: 6460–6468. doi: 10.1021/ef4012752
- [10] HABIBI A, BINAZADEH M, DEHGHANPOUR H, et al. Advances in understanding wettability of tight oil formation[C]. SPE 175157, 2015. doi: 10.2118/175157-MS
- [11] AL HADHRAMI H S, BLUNT M J. Thermally induced wettability alteration to improve oil recovery in fractured reservoirs[J]. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2001, 4(3): 179–186. doi: 10.2118/59289-MS
- [12] UNSAL E, MASON G, MORROW N R, et al. Co-current and counter-current imbibition in independent tubes of non-axisymmetric geometry[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2007, 306(1): 105–117. doi: 10.1016/j.jcis.2006.10.042
- [13] BOURBIAUX B, KALAYDJIAN F. Experimental study of cocurrent and countercurrent flows in natural porous media[J]. SPE Reservoir Engineering, 1990, 5(3): 361–368. doi: 10.2118/18283-PA
- [14] MENG Qingbang, LIU Huiqing, WANG Jing. A critical review on fundamental mechanisms of spontaneous imbibition and the impact of boundary condition, fluid viscosity and wettability[J]. Advances in Geo-energy Research, 2017, 1(1): 1–17. doi: 10.26804/ager.2017.01.01
- [15] ZHANG Shaojie, PU Hui, ZHAO Xiaojun. Experimental and numerical study of spontaneous imbibition with different boundary conditions: Cases study of middle bakken and berea cores[J]. Energy & Fuels, 2019, 33(6): 5135–5146. doi: 10.1021/acs.energyfuels.9b00909
- [16] WASHBURN E W. The dynamics of capillary flow[J]. Physical Review, 1921, 17(3): 273–283. doi: 10.1103/PhysRev.17.273
- [17] MORROW N R, MASON G. Recovery of oil by spontaneous imbibition[J]. Current Opinion in Colloid and Interface Science, 2001, 6(4): 321–337. doi: 10.1016/S1359-0294(01)00100-5
- [18] BENJAMIN J R. Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective[J]. Groundwater, 2018, 56(5): 688–689. doi: 10.1111/gwat.12812
- [19] BARTLEY J T, RUTH D W. Relative permeability ana-

- lysis of tube bundle models[J]. *Transport in Porous Media*, 1999, 36(2): 161–188. doi: 10.1023/A:1006575231732
- [19] DONG M, DULLIEN F A L. A new model for immiscible displacement in porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 1997, 27(2): 185–204. doi: 10.1023/A:1006580207133
- [20] RUTH D, BARTLEY J. Capillary tube models with interaction between the tubes[J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 86(2): 479–482. doi: 10.1007/s11242-010-9633-5
- [21] UNSAL E, MASON G, MORROW N R, et al. Bubble snap-off and capillary-back pressure during counter-current spontaneous imbibition into model pores[J]. *Langmuir*, 2009, 25(6): 3387–3395. doi: 10.1021/la803568a
- [22] SCHECHTER D S, ZHOU D, ORR F M, et al. Low IFT drainage and imbibition[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1994, 11(4): 283–300. doi: 10.1016/0920-4105(94)90047-7
- [23] SCHECHTER D S, DENQEN Z, ORR F M. Capillary imbibition and gravity drainage in low IFT systems[C]. Dallas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1991. doi: 10.2118/22594-MS
- [24] 姚同玉, 李继山. 阳离子表面活性剂与阻垢剂复配体系的表面活性[J]. *油田化学*, 2011, 28(3): 272–274, 279. YAO Tongyu, LI Jishan. Surface activity of mixed system of CTAB and HEDP in reservoir water[J]. *Oilfield Chemistry*, 2011, 28(3): 272–274, 279.
- [25] 姚同玉, 李继山, 王建, 等. 裂缝性低渗透油藏的渗吸机理及有利条件[J]. *吉林大学学报(工学版)*, 2009, 39(4): 937–940. YAO Tongyu, LI Jishan, WANG Jian, et al. Mechanisms and optimal conditions of imbibition in naturally fractured low-permeability reservoir[J]. *Journal of Jilin University (Engineering and Technology Edition)*, 2009, 39(4): 937–940.
- [26] MATTAX C C, KYTE J R. Imbibition oil recovery from fractured water drive reservoirs[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1962, 2(2): 177–184. doi: 10.2118/187-PA
- [27] RAPOPORT L A. Scaling laws for use in design and operation of water-oil flow models[J]. *Transactions of the AIME*, 1955, 204: 143–150. doi: 10.1016/00134694(55)90094-8
- [28] CUIEC L E, BOURBIAUX B, KALAYDJIAN F. Oil recovery by imbibition in low-permeability chalk[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1994, 9(3): 200–208. doi: 10.2118/20259-PA
- [29] ZHANG Xiaoyun, MORROW N R, MA Shouxiang. Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbibition[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1996, 11(4): 280–285. doi: 10.2118/30762-PA
- [30] KAZEMI H, GILMAN J R, ELSHARKAWY A M. Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfers function[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1992, 7(2): 219–227. doi: 10.2118/19849-PA
- [31] MA Shouxiang, MORROW N R, ZHANG Xiaoyun. Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1997, 18(3–4): 165–178. doi: 10.1016/S0920-4105(97)00020-X
- [32] LI Kewen, ROLAND N H. Characterization of spontaneous water imbibition into gas-saturated rocks[J]. *SPE Journal*, 2001, 6(4): 375–384. doi: 10.2118/74703-PA
- [33] FISCHER H, MORROW N R. Scaling of oil recovery by spontaneous imbibition for wide variation in aqueous phase viscosity with glycerol as the viscosifying agent[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, 52(1–4): 35–53. doi: 10.1016/j.petrol.2006.03.003
- [34] MASON G, FISCHER H, MORROW N R, et al. Correlation for the effect of fluid viscosities on counter-current spontaneous imbibition[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2010, 72(1–2): 195–205. doi: 10.1016/j.petrol.2010.03.017
- [35] ZHOU D, JIA L, KAMATH J, et al. Scaling of counter-current imbibition processes in low-permeability porous media[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2002, 33(1–3): 61–74. doi: 10.1016/S09204105(01)00176-0
- [36] LI Kewen, HORNE R N. Generalized scaling approach for spontaneous imbibition: An analytical model[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006, 9(3): 251–258. doi: 10.2118/77544-PA
- [37] STANDNES D C. Calculation of viscosity scaling groups for spontaneous imbibition of water using average diffusivity coefficients[J]. *Energy & Fuels*, 2009, 23(4): 2149–2156. doi: 10.1021/ef8010405
- [38] PARSON R W, CHANEY P R. Imbibition model studies on water-wet carbonate rocks[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1966, 6(1): 26–34. doi: 10.2118/1091-PA
- [39] ZHOU Xiamin, TORSATER O, XIE Xina, et al. The effect of crude-oil aging time and temperature on the rate of water imbibition and long-term recovery by imbibition[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1995, 10(4): 259–266. doi: 10.2118/26674-PA
- [40] HAMON G, VIDAL J. Scaling up the capillary imbibition process from laboratory experiments on homogeneous and heterogeneous samples[C]. SPE 15852-MS, 1986. doi: 10.2118/15852-MS
- [41] BABADAGLI T. Scaling of co-current and counter-current capillary imbibition for surfactant and polymer in-

- jection in naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 2001, 6(4): 465–478. doi: 10.2118/74702-PA
- [42] HANDY L L. Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data[J]. Transactions of the AIME, 1960, 219(1): 75–80. doi: 10.2118/1361-G
- [43] MA S M, ZHANG X, MORROW N R, et al. Characterization of wettability from spontaneous imbibition measurements[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, 38(13): 1–8. doi: 10.2118/99-13-49
- [44] MIRZAEI P A, MASIHI M, STANDNES D C. An analytic solution for the frontal flow period in 1-D counter-current spontaneous imbibition into fractured porous media including gravity and wettability effects[J]. Transport in Porous Media, 2011, 89(1): 49–62. doi: 10.1007/s11242-011-9751-8
- [45] 李士奎, 刘卫东, 张海琴, 等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 109–112. doi: 10.3321/j.issn:0253-2697.2007.02.022
- LI Shikui, LIU Weidong, ZHANG Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 109–112. doi: 10.3321/j.issn:0253-2697.2007.02.022
- [46] GAUTAM P S, MOHANTY K K. Matrix-fractured transfer through counter-current imbibition in presence of fracture fluid flow[J]. Transport in Porous Media, 2004, 55(3): 309–337. doi: 10.1023/B:TIPM.0000013326.95597.10
- [47] CAI Jianchao, HU Xiangyun, STANDNES D C, et al. An analytical model for spontaneous imbibition in fractal porous media including gravity[J]. Colloids & Surfaces A: Physicochemical & Engineering Aspects, 2012, 414(46): 228–233. doi: 10.1016/j.colsurfa.2012.08.047
- [48] MIRZAEI P A, KORD S, HAMIDPOUR E, et al. Scaling one and multi-dimensional co-current spontaneous imbibition processes in fractured reservoirs[J]. Fuel, 2017, 196: 458–472. doi: 10.1016/j.fuel.2017.01.120
- [49] LEVERETT M C. Capillary behavior in porous solids[J]. Transactions of the AIME, 1941, 142(1): 152–169. doi: 10.2118/941152-G
- [50] MCWHORTER D B, SUNADA D K. Exact integral solutions for two-phase flow[J]. Water Resources Research, 1990, 26(3): 399–413. doi: 10.1029/WR026i003p00399
- [51] KASHCHIEV D, FIROOZABADI A. Induction time in crystallization of gas hydrates[J]. Journal of Crystal Growth, 2003, 250(3–4): 499–515. doi: 10.1016/S0022-0248(02)02461-2
- [52] SCHMID K S, GEIGER S, SORBIE K. Semianalytical solutions for co-current and countercurrent imbibition and dispersion of solutes in immiscible two-phase flow[J]. Water Resources Research, 2011, 47(2): W2550. doi: 10.1029/2010WR009686
- [53] ALYAFEIN, MENHALI A A, BLUNT M J. Experimental and analytical investigation of spontaneous imbibition in water-wet carbonates[J]. Transport in Porous Media, 2016, 115(1): 189–207. doi: 10.1007/s11242-016-0761-4
- [54] SCHMID K S, GEIGER S. Universal scaling of spontaneous imbibition for arbitrary petrophysical properties: Water-wet and mixed-wet states and Handy's conjecture[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 101: 44–61. doi: 10.1016/j.petrol.2012.11.015
- [55] ABDUL S A, ELSIDDIG E, ABDUL R S, et al. A review of the phenomenon of counter-current spontaneous imbibition: Analysis and data interpretation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 180: 456–470. doi: 10.1016/j.petrol.2019.05.066
- [56] KHAN A S, SIDDIQUI A R, ABD A S, et al. Guidelines for numerically modeling co-and counter-current spontaneous imbibition[J]. Transport in Porous Media, 2018, 124(3): 743–766. doi: 10.1007/s11242-018-1093-3
- [57] 王敬, 刘慧卿, 夏静, 等. 裂缝性油藏渗吸采油机理数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 761–770. doi: 10.11698/PED.2017.05.11
- WANG Jing, LIU Huiqing, XIA Jing, et al. Mechanism simulation of oil displacement by imbibition in fractured reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 761–770. doi: 10.11698/PED.2017.05.11
- [58] RAVARI R R, STRAND S, AUSTAD T. Combined surfactant-enhanced gravity drainage (SEG D) of oil and the wettability alteration in carbonates: The effect of rock permeability and interfacial tension (IFT)[J]. Energy & Fuels, 2011, 25(5): 2083–2088. doi: 10.1021/ef200085t
- [59] LI Yang, LEI Qun, LIU Xianggui. Characteristics of micro scale nonlinear filtration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(3): 336–340. doi: 10.1016/S1876-3804(11)60036-0
- [60] 田斌丰, 程林松, 曹仁义, 等. 致密油藏微纳米喉道中的边界层特征[J]. 计算物理, 2016, 33(6): 717–725. doi: 10.3969/j.issn.1001-246X.2016.06.012
- TIAN Xiaofeng, CHENG Linsong, CAO Renyi, et al. Characteristics of boundary layer in micro and nano throats of tight sandstone oil reservoirs[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2016, 33(6): 717–725. doi: 10.3969/j.issn.1001-246X.2016.06.012
- [61] JACQUIN C, LEGAIT B, MARTIN J M, et al. Gravity drainage in a fissured reservoir with fluids not in equilibrium[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1989, 2(2–3): 217–224. doi: 10.1016/09204105(89)90067-3

- [62] 周林波,程林松,曾保全. 裂缝性特低渗透储层渗吸表征模型[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 83–86. doi: 10.3969/j.issn.1001-0890.2010.03.019
ZHOU Linsong, CHENG Linsong, ZENG Baoquan. Scaling model of imbibition in fractured ultra-low permeability reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(3): 83–86. doi: 10.3969/j.issn.1001-0890.2010.03.019
- [63] BOURBIAUX B, FOURNO A, NGUYEN Q L, et al. Experimental and numerical assessment of chemical enhanced oil recovery in oil-wet naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 2016, 21(3): 706–719. doi: 10.2118/169140-PA
- [64] LI Yuxiang, GARY A P, LU Jun, et al. Scaling of low-interfacial-tension imbibition in oil-wet carbonates[J]. SPE Journal, 2017, 22(5): 1349–1361. doi: 10.2118/179684-PA
- [65] ALSHEHRI A J, KOVSCEK A R. In-situ visualization of multidimensional imbibition in dual-porosity carbonates[J]. SPE Journal, 2016, 21(5): 1631–1642. doi: 10.2118/170811-PA
- [66] AKIN S, KOVSCEK A R. Imbibition studies of low-permeability porous media[C]. SPE 54590-MS, 1999. doi: 10.2118/54590-MS
- [67] 李帅,丁云宏,孟迪,等. 考虑渗吸和驱替的致密油藏体积改造实验及多尺度模拟[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(5): 678–683. doi: 10.13639/j.odpt.2016.05.025
LI Shuai, DING Yunhong, MENG Di, et al. Volumetric reconstruction experiments and multi-scale simulation of tight oil reservoir with considerations of imbibition and displacement[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(5): 678–683. doi: 10.13639/j.odpt.2016.05.025
- [68] 朱维耀,鞠岩,赵明,等. 低渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究[J]. 石油学报, 2002, 23(6): 56–59. doi: 10.3321/j.issn:0253-2697.2002.06.012
ZHU Weiyao, JU Yan, ZHAO Ming, et al. Spontaneous imbibition mechanism of flow through porous media and waterflooding in low-permeability fractured sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(6): 56–59. doi: 10.3321/j.issn:0253-2697.2002.06.012
- [69] JIANG Yun, SHI Yang, XU Guoqing, et al. Experimental study on spontaneous imbibition under confining pressure in tight sandstone cores based on low-field nuclear magnetic resonance measurements[J]. Energy & Fuels, 2018, 32(3): 3152–3162. doi: 10.1021/acs.energyfuels.7b03776
- [70] XU Guoqing, SHI Yang, JIANG Yun, et al. Characteristic and influencing factors for forced imbibition in tight sandstone based on low-field nuclear magnetic resonance measurements[J]. Energy & Fuels, 2018, 32(8): 8230–8240. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b01608

作者简介



魏兵, 1983年生, 男, 汉族, 山东济宁人, 教授, 博士生导师, 主要从事非常规油藏提高采收率方法和理论的研究。E-mail: bwei@swpu.edu.cn



李沁芷, 1998年生, 女, 汉族, 四川南充人, 博士研究生, 主要从事致密油藏渗吸提高采收率方面的研究工作。E-mail: qinzhiswpu@163.com



刘成钢, 1986年生, 男, 汉族, 陕西西安人, 硕士, 主要从事油气田开发油藏数值模拟及提高采收率的研究工作。E-mail: liu_cg_ccde@cnpc.com.cn

编辑: 牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>