

DOI: 10.12358/j.issn.1001-5620.2023.01.000

适用压裂液性能评价的储层原位润湿性表征新方法

孙晨皓^{1, 2}, 黄莎³, 董赛亮^{1, 2}, 邹嘉玲^{1, 2}

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;
3. 中国石油集团海洋工程有限公司工程设计院, 北京 100028)

孙晨皓, 黄莎, 董赛亮, 等. 适用压裂液性能评价的储层原位润湿性表征新方法 [J]. 钻井液与完井液, 2023, 40 (2): 1-8.

SUN Chenhao, HUANG Sha, DONG Saliang, et al. A new reservoir wettability characterization method for fracturing fluid performance[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2023, 40 (2): 1-8.

摘要 非常规油气储层具有孔隙结构复杂、非均质性强以及渗透率低等特点, 压裂液在裂隙中的渗流侵入机制由毛细管压力与储层润湿性主导。因此, 精确的原位润湿性表征对评价压裂液性能、构建完善的焖井渗吸驱油工艺以及优化压裂液配方等方面具有重要意义与工程应用价值。本文基于拓扑几何学 Gauss-Bonnet 定理和三维微观 CT 成像试验, 建立了储层原位润湿性评价新方法。利用数字岩心重构模型和格子玻尔兹曼方法, 模拟了压裂液在真实地层内的渗吸驱油过程, 研究了储集岩不同的润湿分布对压裂液性能的影响机制。研究结果表明, 基于拓扑几何学的润湿性表征方法的精度高达 95% 以上, 同时可实现表征储集岩不同润湿特征的目的。同时, 均匀强水湿状态下致密油的采出程度比混合中性润湿状态高 33.8%, 其渗吸驱油的效果更佳。储层的原始润湿状态通常具有混合润湿的特征, 因此需要优化压裂液配方使储层岩石达到润湿改性和增加致密油采出程度的目的。

关键词 润湿性; 驱油; 接触角; 压裂液; 渗吸

中图分类号: TE357.12

文献标识码: A

文章编号: 1001-5620 (2023) 02-0001-08

A New Reservoir Wettability Characterization Method for Fracturing Fluid Performance

SUN Chenhao^{1,2}, HUANG Sha³, DONG Saliang^{1,2}, ZOU Jialing^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing, 102249;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing, 102249; 3. Engineering & Design Institute, CNPC Offshore Engineering Company Limited, Beijing, 100028)

Abstract Unconventional reservoirs have characteristics of complex pore geometry, high heterogeneity and low permeability. The wetting behavior between the fluid and solid is the dominant factor that controlling the static and dynamic fluid displacements, which is of great crucial for evaluating the fracturing fluid performance, enhancing the oil recovery during the fracturing fluid imbibition, and optimizing the fracturing fluid formulation. In this paper, we propose a new in-situ wettability characterization method based on the Gauss-Bonnet theorem and 3D micro-computed tomography experiments. In addition, we systematically analyze the effect of complex wetting condition on fracturing fluid performance during the imbibition process of fracturing fluids by applying digital rock technology and lattice-Boltzmann method simulations. It is elucidated that the wettability characterization method by the topological principles is more accurate than in-situ microscopic contact angles, of which accuracy is higher than 95%. It is also capable of characterizing the wettability that is influenced by different wetting characteristics. Simultaneously, the tight oil recovery in the

基金项目: 国家自然科学基金“基于拓扑几何学的致密油藏跨尺度润湿机理研究”(42102149), 北京市自然科学基金“面向碳封存的深部咸水层多尺度润湿机理研究”(3222038), 中央高校基本科研业务费专项基金“致密储层跨尺度润湿机理研究”(2462021BJRC004)联合资助。

第一作者简介: 孙晨皓, 讲师, 博士, 1992 年生, 毕业于澳大利亚新南威尔士大学石油工程专业, 现在从事油气田开发地质研究。电话: 18554677377; E-mail: chenhao.sun@cup.edu.cn

homogeneous water-wet reservoir is 33.8% higher than that of mixed-wet reservoirs, which leads to a better performance of fracturing fluid. The initial condition of reservoir is commonly mixed-wet. Therefore, the formulation of fracturing fluid needs to be optimized to reduce the rock wettability and enhance tight oil recovery.

Key words Wettability; Oil displacement; Contact angle; Fracturing fluid; Imbibition

0 引言

自21世纪以来，我国非常规油气勘探开发等一系列技术取得跨越式发展，打开了我国页岩、陆相致密砂岩、海相碳酸盐岩以及深层-超深层油气层等领域，支撑了国内油气储量的快速增长。非常规致密油储层普遍具有孔隙结构复杂、物性差以及渗透率低的特点，水平井水力压裂中的焖井渗吸驱油工艺已被验证具有一定的增产效果^[1-4]。值得注意的是，由润湿性主导的毛管压力是渗吸驱油的主要动力。针对裂隙-孔隙结构复杂且非均质强的储层岩石，其内部毛细管效应显著，且微观尺度的润湿特征极为复杂，由此导致的润湿性变化必然会对压裂液侵入渗吸及驱油效果产生显著影响。因此，储层岩石润湿性是制约压裂液渗吸驱油性能的首要因素^[5-8]。开展微观尺度原位润湿机理与润湿性定量评价的新方法研究，对压裂液性能评价与非常规油气资源高效勘探开发等众多重点前沿方向具有重要意义和工程应用价值^[9-12]。

为此，笔者通过建立储层岩石不同的润湿分布模型，定量表征了不同润湿状态的储层润湿性并进行验证。在此基础上，利用数字岩心重构以及格子玻尔兹曼方法模拟了压裂液焖井自发渗吸驱油的动态过程，进而揭示了不同润湿性对压裂液置换驱油效果的影响机制，以期为非常规油气储层的焖井渗吸驱油工艺和压裂液配方优化提供理论依据与科学指导。

1 储层润湿机理

1.1 储层润湿经典理论及其评价方法

国内外已有不少学者进行了润湿性表征的相关研究。Young^[13]首先基于热力学能量最小化原理，建立了光滑平面上液滴的本征接触角(θ_{in})与界面张力之间的关系(图1(a))。针对固体粗糙表面(图1(b))，Wenzel^[14]随后提出液滴会浸入粗糙表面内，并通过改进杨氏方程得到了表观接触

角与本征接触角间的关系。但是，Cassie和Baxter^[15]在之后的研究中认为液滴不会侵入粗糙表面，且依据三相交线周围内部的液滴表面状态得到了表观接触角与本征接触角的关系(图1(c))。针对油气藏储层，通常采用单平板座滴法利用接触角测量仪直接在岩石表面测量液滴表观接触角以表征其润湿程度^[16-19]。然而，受非常规储层孔隙结构内多种物理化学机制和复杂润湿特征的制约，其微观裂隙结构中的表观接触角通常与在固体表面上的直接测量结果相差甚远，故需要先进的理论和技术手段来表征储集岩的原位润湿特征。

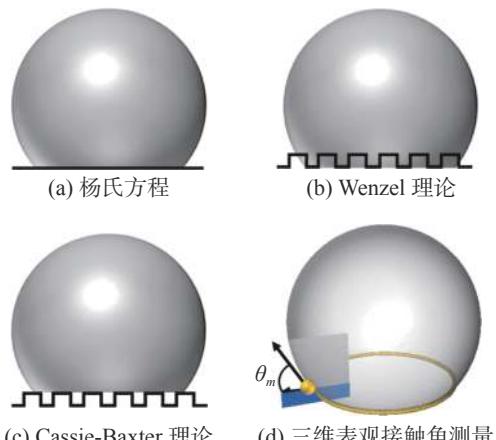


图1 储层润湿经典理论及常用的润湿性定量表征方法示意图

近年来，基于微尺度CT扫描图像的表观接触角表征方法已成为储层润湿性最直接的评价手段。如图1(d)所示，Scanziani等^[18]和AlRatrou等^[17]相继利用CT图像分割技术开发了二维CT图像切片和三维储集岩孔隙空间内沿三相交线的微观接触角(θ_m)自动测量法。但是，储集岩显著的非均质性特征使孔隙内部的接触角分布呈现明显的差异，导致润湿滞后现象。因此，该方法无法准确、定量且有效地评价储层宏观尺度的润湿性^[20, 21]。目前宏观的评价方法主要依据岩石物理实验参数，通过分析毛管力曲线从而间接得到其润湿指数，如渗吸测量法(Amott-Harvey指数法^[22, 23])与毛管压力曲线

测量法(USBM 指数法^[24])。Blunt 等^[25]基于局部平衡态热力学的能量守恒方法, 提出了储层的宏观润湿机理, 得到热力学接触角(θ_t)用以评价储层润湿性, 并借助水湿和混合湿的砂岩样品开展流体两相渗流实验, 建立了 θ_t 与孔隙度(φ)、流体界面曲率(κ)、界面面积变化(∂A)以及饱和度变化(∂S)间的关系:

$$\cos^{-1}\theta_t \partial A_{ls} = \kappa \varphi \partial S_l + \partial A_{lv} \quad (1)$$

然而, 该方法忽略了动态流动过程中流体界面变化所产生的能量耗散, 势必会导致储层润湿性被低估^[9]。为解决这一问题, Mascini 等^[26]通过两相渗流实验和同步辐射 X 射线 CT 成像技术获取了流动过程中动态的流体分布图像, 并利用 Young-Laplace 方程得到了基于力学平衡的接触角(θ_f):

$$\theta_f = \cos^{-1}(\kappa_{thr} r) \quad (2)$$

1.2 基于拓扑几何学的润湿机理

多相流体在储层孔喉空间中的几何形状特征受孔隙结构、固体基质-流体物理化学效应、固体表面粗糙度和化学成分非均质性等因素协同影响, 是储集岩润湿行为的综合表现。针对孔隙结构复杂和非均质性强的岩石, 笔者基于拓扑几何学 Gauss-Bonnet 定理和前期的研究积累^[9, 27], 介绍了储层原位润湿性评价新方法。拓扑几何学中, Gauss-Bonnet 定理可将拓扑不变量的欧拉示性数(χ)和三维液滴几何结构的高斯曲率(κ_G)、界面面积(A)、三相交线测地曲率(κ_g)建立关系^[28]:

$$\int_M \kappa_G dA + \int_{dM} \kappa_g dL = 4\pi\chi(C) \quad (3)$$

式中, M 为液滴界面; dA 为液滴界面的黎曼曲面的表面积单元; dL 为沿三相交线的线段长度。欧拉示性数代表了液滴几何形态的拓扑不变量^[29]。简单地说, 假设一个液滴仅悬浮在不混溶液体中且不与固体接触, 其几何形状是完美的球形。但是, 假若液滴受任何外力作用与固体接触, 其几何形状因润湿行为而发生相应程度的改变, 使之亏缺一部分表面曲率。因此, 亏缺曲率的大小是综合多因素影响储层润湿状态的动态响应^[30]。如式(3)所示, 这部分亏缺的曲率(以 $\int_{dM} \kappa_g dL$ 表示)将沿三相交线重新分布使公式守恒, 代表了液滴沿三相交线测地曲率(κ_g)的总和。因此, 亏缺曲率(k_d)可表

示为:

$$\kappa_d = \int_{dM} \kappa_g dL = \int_{dM} (\kappa_{g,ff} + \kappa_{g,fs}) dL \quad (4)$$

式中, ff 表示润湿相与非润湿相流体构成的界面; fs 表示非润湿相液滴与固体基质构成的表面。针对储层复杂孔隙结构内的多相流动, 非润湿相液滴与润湿相、固体相接触的部位均会形成三相交线, 且单个液滴通常会形成多条三相交线。因此, 有必要将测得的亏缺曲率标准化为常规接触角的范围, 以便更直观地将其表示润湿程度, 即 $\theta_c = \lambda k_d \in [0^\circ, 180^\circ]$ 。将式(3)代入上述方程, 可建立适用于任意流体形状的液滴润湿角(θ_c)与亏缺曲率、三相交线数量(N_c)间的关系:

$$\begin{aligned} \theta_c(k_d, N_c) &= \lambda k_d \\ &= \lambda \left[4\pi\chi(C) - \int_M \kappa_G dA \right] \end{aligned} \quad (5)$$

θ_c 与亏缺曲率、 N_c 间的定量关系可被归纳为:

$$\theta_c = \frac{k_d}{4N_c} \quad (6)$$

由此, 液滴接触角可被定义在 0° 至 180° 的区间范围, 可更直观地将其表示润湿程度。具体的推导过程及方法验证可见笔者前期的研究^[9]。

2 实验部分

为验证拓扑几何学润湿性评价方法以及深入探讨不同润湿状态对压裂液渗吸驱油效果的影响, 笔者结合三维 μ CT 扫描成像实验重构出真实岩石样品的孔隙结构, 并利用格子玻尔兹曼方法对该岩样开展压裂液侵入渗吸模拟, 从而获取不同润湿分布模型的流体分布趋势, 以验证基于拓扑几何学润湿性评价方法对表征非常规储层复杂孔隙空间不同润湿状态的可靠性, 进而准确评价压裂液渗吸驱油的效果。

三维成像实验方面, 本研究选取具有裂缝且连通性较好的天然 North Sea Bentheimer 砂岩样品来代表压裂改造后的储层岩石, 用以模拟非常规储层焖井工艺中压裂液渗吸驱油的过程。该岩样的整体孔隙度约为 24%, 渗透率为 4.25 D。如图 2 所示, 利用 X 射线三维 μ CT 层析扫描装置, 通过调整电压、电流、曝光时间等参数, 从而获取岩石内部的

基质-孔隙构成图像。其中，X射线源的工作电流和电压分别为65 Amp和100 MeV，图像分辨率为 $2.3\text{ }\mu\text{m}$ 。随后，利用Avizo软件对原始CT灰度图像进行图像处理操作，包括去噪、阈值分割及三

维重构等过程，从而重构出分割后的三维数字岩心模型。最后，选取三维数字岩心模型的表征单元体进行润湿性评价研究，尺寸为 $250\times 250\times 333$ voxel。

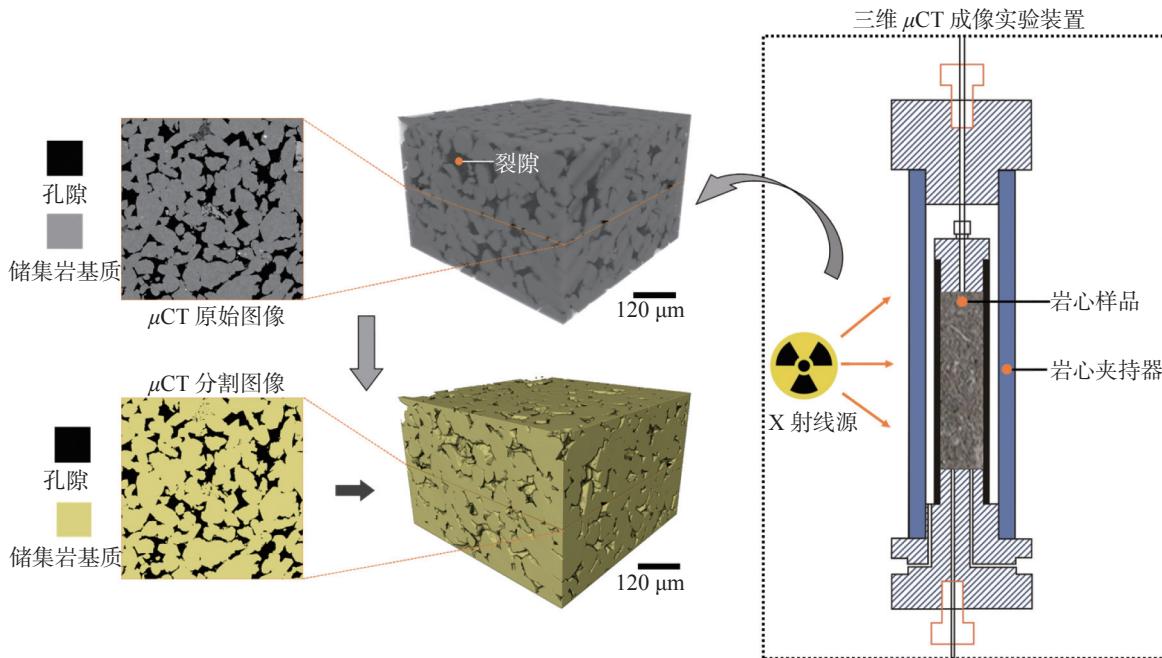


图2 三维 μ CT扫描成像实验与图像处理技术的流程示意图

3 模型构建

数值模拟方面，本研究采用基于格子玻尔兹曼方法的颜色梯度模型在重构的数字岩心模型中模拟了压裂液在储集岩不同润湿状态下的侵入和渗吸驱油过程。该方法利用离散空间网格格点上具有不同速度方向的流体粒子的碰撞和迁移来表征流体流动，并且具有界面张力可自主调节的特性以及较小界面厚度的特点。具体来说，一个格点某一离散速度方向的流体粒子占有量即为分布函数(f_q)，在固定格子上的运动方程如下：

$$\Omega_q = f_q(x_i + \xi_q \delta t, t + \delta t) - f_q(x_i, t) \quad (7)$$

式中 Ω_q ，代表碰撞算子，决定了演化方程刻画流动的物理意义^[31, 32]。格子玻尔兹曼方法通过流体间的作用参数控制润湿相与非润湿相间的界面张力，基质-流体间的作用参数控制储层润湿性，该方法可有效避免实验中界面张力和润湿性相互耦合的现象，从而更加准确地反映储层条件下岩石真实的润湿特征。模拟过程中选取了储层改造施工中常用的水基压裂液，同时其与油相液体的界面张力设置

为 25 mN/m 。详细的格子玻尔兹曼方法及其验证可见相关参考文献^[31, 33, 34]。此外，本研究中所应用的格子玻尔兹曼方法数值模拟能够在三维数字岩心模型固体基质的每个像素点*i*中设置特定的润湿程度($\phi_i \in [-1, 1]$)，从而建立并调控整个储层的润湿分布模型。其中，每个固体基质像素点本征接触角(θ_{in})的计算公式为：

$$\theta_{in} = -\cos^{-1} \phi_i \quad (8)$$

最后，通过综合加权平均各基质像素点的润湿性即可得到储层宏观润湿系数(W)。由此可得，整个储层岩石预设的润湿性(即本征接触角， θ_{in})为：

$$\theta_{in} = -\cos^{-1} W = \sum -\cos^{-1} \phi_i \quad (9)$$

本研究建立了两种润湿分布模型，其中包括：

- (1) 润湿性 $W = 0.7$ homogeneous wet：强水湿、均匀润湿状态，整体润湿系数为0.7。(2) 宏观润湿性 $W = 0.1$ corner wet：混合中性润湿状态，孔隙角落为水湿，其余位置为油湿，但整体润湿系数控制为0.1。

4 结果与讨论

基于上述两种不同的润湿分布模型利用格子玻尔兹曼方法进行压裂液侵入及自发渗吸驱油过程的数值模拟, 待含水饱和度不再变化时结束模拟。本研究建立了均匀强水湿 ($W=0.7$ homogeneous wet) 和混合中性润湿 ($W=0.1$ corner wet) 的两种润湿分布模型, 一是有利于验证本文所介绍的润湿性表征方法的可靠性, 二是有助于揭示不同润湿分布特征对压裂液自发渗吸驱油的影响机制。

4.1 不同模型的润湿性表征及验证

针对储层润湿性的表征及验证, 笔者选取了上述两种润湿状态压裂液渗吸驱油过程的模拟结果, 获取了渗吸驱油完成后的油水两相的流体分布状态和形态特征。通过本文介绍的拓扑几何学的润湿性表征方法, 对各油相液滴进行液滴润湿角的定量表征和润湿性评价。考虑均匀强水湿和混合中性润湿两种润湿状态的情况, 该数字岩心模型可分别识别出 108 和 41 个油滴。首先, 利用沿三相交线的原位微观接触角 (θ_m) 测量方法, 可分别获得不同润湿状态下储层孔隙结构内的 θ_m 分布图。如图 3 所示, 微观接触角很难区分和表征储层复杂孔隙结构和不同润湿分布状态的润湿特征。此外, 笔者利用本文介绍的拓扑几何学润湿性定量表征方法对各油滴进行液滴润湿角 (θ_c) 的测量。表 1 汇总了各润湿分布模型的储层预设润湿性 (即本征接触角)、平均 θ_c 以及平均 θ_m 的结果。对于均匀强水湿体系, 其本征接触角 (θ_{in}) 可通过式 (7) 计算得

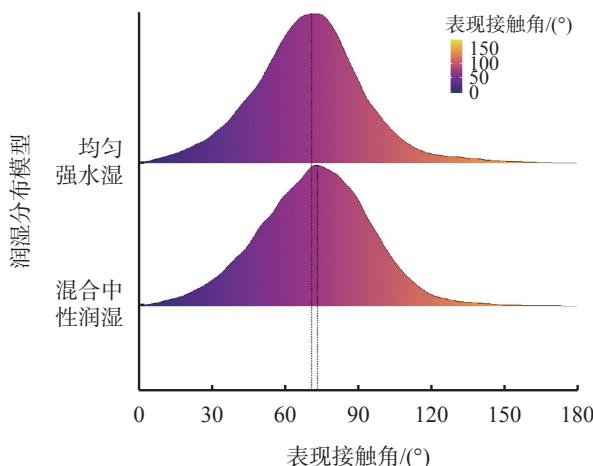


图 3 不同润湿分布模型的原位表观接触角分布

出, 结果为 45.57° 。受非常规储集岩微纳米限域的孔隙结构影响, 其 θ_c 的平均值为 34.23° , θ_m 的平均值为 69.73° 。从以上结果可以发现, 由式 (5) 得到的液滴润湿角与由杨氏方程定义的本征接触角并不相等。结果表明, 受非常规储层岩石复杂裂隙结构和基质非均质性的影响, 均匀强水湿润湿体系测量的 $\bar{\theta}_c$ 小于模拟时预设的岩石润湿性。

表 1 不同润湿分布模型的本征接触角、平均 θ_c 以及平均 θ_m 的表征结果

润湿分布模型	θ_{in}	$\bar{\theta}_c$	$\bar{\theta}_m$
均匀强水湿	45.57°	34.23°	69.73°
混合中性润湿	84.26°	88.57°	72.12°

对于混合中性润湿体系, 由式 (7) 得到的 θ_{in} 值为 84.26° 。如图 3 和图 4 所示, 混合中性润湿体系的 θ_c 的平均值为 88.57° , θ_m 的平均值为 72.12° 。结果表明, 基于拓扑几何学的润湿性表征方法在评价具有复杂润湿特征的岩石中, 其与本征接触角的精度高达 95% 以上, 并且明显高于原位微观接触角的准确程度。针对复杂的储层限域空间混合中性润湿体系, 基于拓扑几何学的润湿性表征方法相较于微观接触角测量法, 更接近储层岩石真实的润湿状态。值得注意的是, 图 4 展示了液滴润湿角 θ_c 分布变化呈“双峰”趋势, 表明储层岩石的孔隙既有油湿又有水湿, 具有混合润湿分布的特征。但该现象无法直接从表观接触角的分布图中观察出, 可以看到图 3 中的 θ_m 平均值相似, 进一步验证了基于拓扑几何学的润湿性表征方法在评价储层复杂润湿状态的优势。

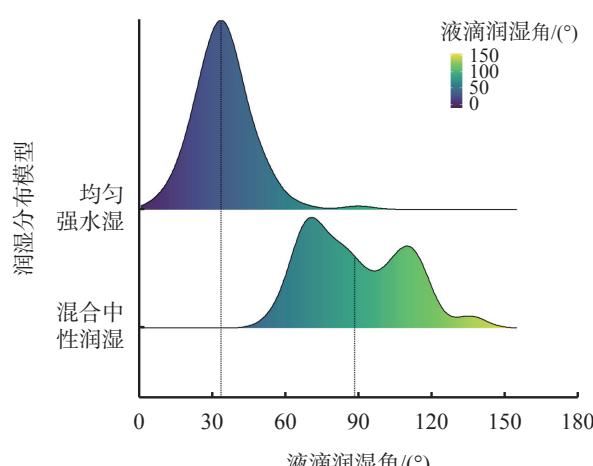


图 4 不同润湿分布模型的原位液滴接触角分布

4.2 流体空间分布与压裂液性能评价

图5和图6给出了混匀强水湿和混合中性润湿状态下油相流体界面平均曲率分布趋势与流体界面空间分布。研究表明，油滴在中性混合润湿状态下普遍赋存于裂缝或大孔隙中，而非孔隙角落里。相较于中性混合润湿状态，强水湿状态下有更多的油滴被圈闭并捕获于微小孔隙内。此外，如图6所示，混合中性润湿状态下大量的高斯曲率负值表明油相流体存在众多凹-凸相间的流体界面，这也从另一方面验证了该模型的混合润湿特征。在均匀强水湿状态下，油滴在孔隙内也赋存于裂缝或大孔隙中，但其流体界面的高斯曲率负值较少，表明油相界面普遍是具有强水湿特征的凸面（图5）。

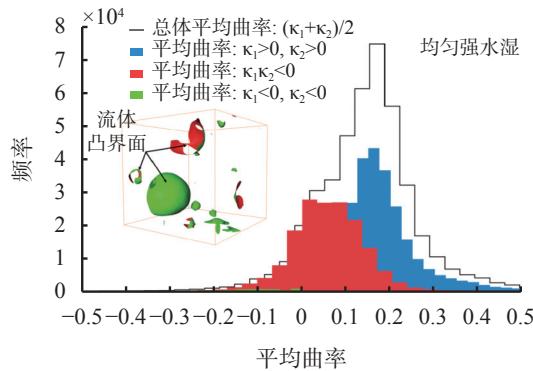


图5 均匀强水湿状态下油相流体界面平均曲率分布

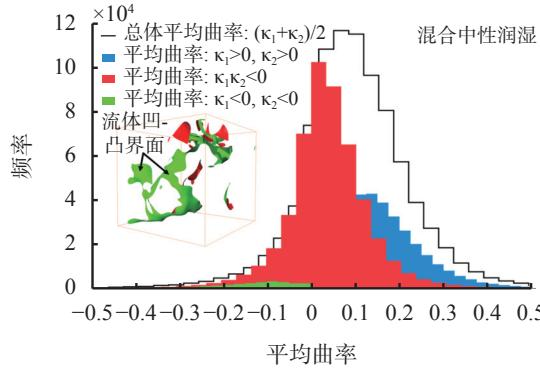


图6 混合中性状态下油相流体界面平均曲率分布

最后，笔者在两种润湿分布模型中开展了压裂液渗吸驱油的采收率评价。如图7所示，在压裂液自发渗吸前期，两种润湿状态下的含水饱和度变化趋势相同。但是，随着压裂液渗吸时间的增加，两条曲线出现明显差异，均匀强水湿状态下的最终采收率比混合中性润湿状态下的致密油采出程度高33.8%。其原因是强水湿的储集岩毛管压力将发挥

毛细渗吸作用，压裂液可自发渗吸进入内部孔隙。但是，混合中性润湿的储集岩毛管压力逐渐趋向毛细阻力，压裂液很难通过自发渗吸进入孔隙，并易产生水锁效应。部分压裂液会通过自发渗吸进入水湿的孔隙，但油湿的孔隙则无法进入。由此表明在均匀强水湿状态下，压裂液自发渗吸驱油的效果更佳。储层的原始润湿状态通常具有混合润湿的特征，因此需要优化压裂液配方从而使储层岩石达到润湿改性和增加致密油采出程度的目的。

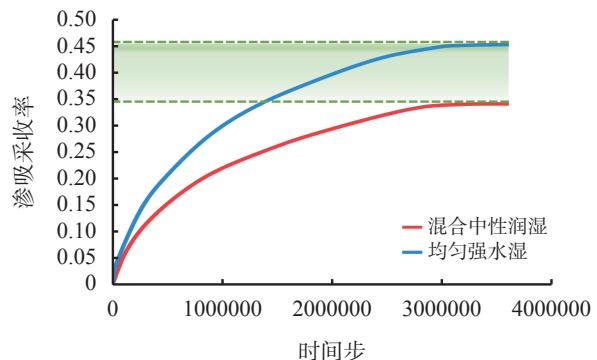


图7 两种润湿分布模型中压裂液侵入过程中的致密油采收率变化曲线

5 结论

1.受非常规储层复杂的孔隙结构和强非均质性的影响，基于拓扑几何学的润湿性表征方法比沿三相交线的表观接触角测量法更接近储层真实的润湿状态，精度高达95%以上，同时可实现表征储集岩不同润湿特征的目的。

2.压裂液自发渗吸驱油过程后，油相液滴在混合中性润湿状态下普遍赋存于裂缝或大孔隙中，而非孔隙角落里。同时，油相流体界面存在大量的高斯曲率负值，且致密油以大量凹凸界面形态赋存。在均匀强水湿状态下，致密油也赋存在裂缝或大孔隙中，但其流体界面的高斯曲率负值较少，且致密油流体界面普遍为具有强水湿特征的凸面。

3.均匀强水湿状态下压裂液渗吸驱油的采出程度比混合中性润湿状态增加了33.8%，其原因是强水湿的储集岩毛管压力将发挥毛细渗吸作用，可以表明在均匀强水湿状态下压裂液渗吸驱油的效果更佳。储层的原始润湿状态通常具有混合润湿的特征，因此需要优化压裂液配方使储层岩石达到润湿改性和增加致密油采出程度的目的。

参考文献

- [1] DE GENNES P G. Wetting: Statics and dynamics[J]. *Reviews of Modern Physics*, 1985, 57 (3): 827-863.
- [2] BONN D, EGGLERS J, INDEKEU J, et al. Wetting and spreading[J]. *Reviews of Modern Physics*, 2009, 81 (2): 739-805.
- [3] RABBANI H S, ZHAO B Z, JUANES R, et al. Pore geometry control of apparent wetting in porous media[J]. *Scientific Reports*, 2018, 8: 15729.
- [4] 刘秀婵, 陈西泮, 刘伟, 等. 致密砂岩油藏动态渗吸驱油效果影响因素及应用 [J]. 岩性油气藏, 2019, 31 (5): 114-120.
LIU Xiuchan, CHEN Xipan, LIU Wei, et al. Influencing factors of dynamic imbibition displacement effect in tight sandstone reservoir and application[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31 (5): 114-120.
- [5] 李小兵, 刘莹. 微观结构表面接触角模型及其润湿性 [J]. *材料导报*, 2009, 23 (24): 101-103.
LI Xiaobing, LIU Ying. Contact angle model and wettability on the surfaces with microstructures[J]. *Materials Reports*, 2009, 23 (24): 101-103.
- [6] 朱定一, 张远超, 戴品强, 等. 润湿性表征体系及液固界面张力计算的新方法 (II)[J]. *科学技术与工程*, 2007, 7 (13): 3063-3069.
ZHU Dingyi, ZHANG Yuanchao, DAI Pinqiang, et al. Novel characterization of wetting properties and the calculation of liquid-solid interface tension (II)[J]. *Science Technology and Engineering*, 2007, 7 (13): 3063-3069.
- [7] 林伯韬, 史璨, 于光哲, 等. 风城陆相稠油油砂亲水性及润湿性机理研究 [J]. *石油科学通报*, 2017, 2 (3): 355-363.
LIN Botao, SHI Can, YU Guangzhe, et al. Wettability and hydrophilicity of Fengcheng terrestrial oil sand[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2 (3): 355-363.
- [8] 王飞, 阮颖琪, 陈巧韵, 等. 考虑压裂液渗吸换油效应的压裂焖井压降模型 [J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48 (6): 1250-1257.
WANG Fei, RUAN Yingqi, CHEN Qiaoyun, et al. A pressure drop model of post-fracturing shut-in considering the effect of fracturing-fluid imbibition and oil replacement[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48 (6): 1250-1257.
- [9] SUN C, MCCLURE J E, MOSTAGHIMI P, et al. Probing effective wetting in subsurface systems[J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47 (5): e2019GL086151.
- [10] 管自生, 张强. 激光刻蚀硅表面的形貌及其对浸润性的影响 [J]. *化学学报*, 2005, 63 (10): 880-884.
- [11] GUAN Zisheng, ZHANG Qiang. Effect of topography on wettability of pulse laser-ablated Si surface[J]. *Acta Chimica Sinica*, 2005, 63 (10): 880-884.
- [12] 杨永飞, 姚军, VAN DIJKE M I J. 油藏岩石润湿性对气驱剩余油微观分布的影响机制 [J]. *石油学报*, 2010, 31 (3): 467-470.
YANG Yongfei, YAO Jun, VAN DIJKE M I J. Effect of reservoir rock wettability on microcosmic distribution of residual oil after gas displacement[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31 (3): 467-470.
- [13] 高党鸽, 李鹏宇, 苏莹, 等. 特殊润湿性油水分离材料的研究进展 [J]. *精细化工*, 2021, 38 (9): 1746-1756.
GAO Dangge, LI Pengyu, SU Ying, et al. Research progress of oil water separation materials with special wettability[J]. *Fine Chemicals*, 2021, 38 (9): 1746-1756.
- [14] YOUNG T. III. An essay on the cohesion of fluids[J]. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 1805, 95: 65-87.
- [15] WENZEL R N. Resistance of solid surfaces to wetting by water[J]. *Industrial & Engineering Chemistry*, 1936, 28 (8): 988-994.
- [16] CASSIE A B D, BAXTER S. Wettability of porous surfaces[J]. *Transactions of the Faraday Society*, 1944, 40: 546-551.
- [17] ANDREW M, BIJELJIC B, BLUNT M J. Pore-scale contact angle measurements at reservoir conditions using x-ray microtomography[J]. *Advances in Water Resources*, 2014, 68: 24-31.
- [18] ALRATROUT A, RAEINI A Q, BIJELJIC B, et al. Automatic measurement of contact angle in pore-space images[J]. *Advances in Water Resources*, 2017, 109: 158-169.
- [19] SCANZIANI A, SINGH K, BLUNT M J, et al. Automatic method for estimation of in situ effective contact angle from x-ray micro tomography images of two-phase flow in porous media[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2017, 496: 51-59.
- [20] DALTON L E, TAPRIYAL D, CRANDALL D, et al. Contact angle measurements using sessile drop and microct data from six sandstones[J]. *Transport in Porous Media*, 2020, 133 (1): 71-83.
- [21] JOHNSON JR R E, DETTRE R H. Contact angle hysteresis. III. Study of an idealized heterogeneous surface[J]. *The Journal of Physical Chemistry*, 1964, 68 (7): 1744-1750.
- [22] MORROW N R. Physics and thermodynamics of capillary action in porous media[J]. *Industrial & Engineering Chemistry*, 1964, 56 (1): 17-22.

- Chemistry*, 1970, 62 (6): 32-56.
- [22] AMOTT E. Observations relating to the wettability of porous rock[J]. *Transactions of the AIME*, 1959, 216 (1): 156-162.
- [23] TIAB D, DONALDSON E C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties [M]. Houston: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [24] DONALDSON E C, THOMAS R D, LORENZ P B. Wettability determination and its effect on recovery efficiency[J]. *SPE Journal*, 1969, 9 (1): 13-20.
- [25] BLUNT M J, LIN Q, AKAI T, et al. A thermodynamically consistent characterization of wettability in porous media using high-resolution imaging[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2019, 552: 59-65.
- [26] MASCINI A, CNUDDE V, BULTREYS T. Event-based contact angle measurements inside porous media using time-resolved micro-computed tomography[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2020, 572: 354-363.
- [27] ARMSTRONG R T, SUN C, MOSTAGHIMI P, et al. Multiscale characterization of wettability in porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 2021, 140 (1): 215-240.
- [28] SUN C, MCCLURE J, BERG S, et al. Universal description of wetting on multiscale surfaces using integral geometry[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2022, 608: 2330-2338.
- [29] CHERN S-S. A simple intrinsic proof of the gauss-bonnet formula for closed riemannian manifolds[J]. *Annals of Mathematics*, 1944, 45 (4): 747-752.
- [30] SUN C, MCCLURE J E, MOSTAGHIMI P, et al. Linking continuum-scale state of wetting to pore-scale contact angles in porous media[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2020, 561: 173-180.
- [31] MCCLURE J E, ARMSTRONG R T, BERRILL M A, et al. Geometric state function for two-fluid flow in porous media[J]. *Physical Review Fluids*, 2018, 3 (8): 084306.
- [32] MCCLURE J E, LI Z, BERRILL M, et al. The LBPM software package for simulating multiphase flow on digital images of porous rocks[J]. *Computational Geosciences*, 2021, 25 (3): 871-895.
- [33] MCCLURE J E, PRINS J F, MILLER C T. A novel heterogeneous algorithm to simulate multiphase flow in porous media on multicore cpu-gpu systems[J]. *Computer Physics Communications*, 2014, 185 (7): 1865-1874.
- [34] ARMSTRONG R T, MCCLURE J E, BERILL M A, et al. Flow regimes during immiscible displacement[J]. *Petrophysics*, 2017, 58 (1): 10-18.

收稿日期：修回日期
编辑 付玥颖