

# 基于核磁共振技术的非均质岩心中泡沫动态稳定性评价方法及应用<sup>1)</sup>

李 原 狄勤丰<sup>2)</sup> 王文昌 华 帅

(上海大学力学与工程科学学院, 上海 200072)

**摘要** 基于有效孔隙体积守恒和核磁共振技术建立了泡沫在岩心中的动态稳定性的评价方法。利用油、水标定方法测量了岩心中油相和泡沫液的体积, 计算了泡沫在岩心驱替过程中的动态稳定因子。测试了双层非均质岩心的横向弛豫谱线及核磁共振图像, 比较了纳米颗粒强化泡沫和表面活性剂泡沫的驱油效果和动态稳定因子。结果表明, 岩心中的含水体积在注入 2.0 PV 泡沫前快速上升随后基本稳定; 而含气体积逐渐上升, 注入 5.0 PV 泡沫后上升速率变小。泡沫的动态稳定因子经历了骤减、递增和平稳 3 个阶段。泡沫前期的驱油效果主要依赖于水相, 随着含水体积基本稳定, 岩心的产油速率和泡沫动态稳定因子的增长速率具有明显正相关关系, 即中后期取决于泡沫气体对剩余油的驱替能力。与表面活性剂泡沫相比, 纳米颗粒强化泡沫提高了低渗层的波及能力和驱油效率, 抑制了泡沫发展的不稳定阶段并且提高了动态稳定因子最终的平衡值。该稳定性评价方法可用于反映泡沫渗流特点并筛选适合储层特征的稳定泡沫体系。

**关键词** 泡沫, 动态稳定性, 非均质岩心, 核磁共振, 纳米颗粒

中图分类号: TE357 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-21-278

## EVALUATION METHOD AND APPLICATION OF FOAM DYNAMIC STABILITY IN HETEROGENEOUS CORES BASED ON NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE TECHNOLOGY<sup>1)</sup>

Li Yuan Di Qinfeng<sup>2)</sup> Wang Wenchang Hua Shuai

(School of Mechanics and Engineering Science, Shanghai University, Shanghai 200072, China)

**Abstract** Based on the conservation of effective pore volume and nuclear magnetic resonance technology, an evaluation method for the dynamic stability of foam in the cores was established. The oil and water calibration method was used to measure the volume of the oil phase and foam liquid in the cores, and the dynamic stability factor of the foam during the core displacement process was calculated. The transverse relaxation spectrum and nuclear magnetic resonance image of the double-layer heterogeneous core were tested. The oil displacement effect and dynamic stability factor of the nanoparticles-enhanced foam and the surfactant foam were compared. The results showed that the water phase volume in the core rose rapidly before 2.0 PV of foam was injected and then was basically stable; while the gas volume increased gradually, and the rising rate decreased after 5.0 PV of foam was injected. The dynamic stability factor of the foam had

2021-06-18 收稿, 2021-08-03 录用, 2021-08-03 网络版发表。

1) 国家自然科学基金资助项目 (51804193, 51704190).

2) 狄勤丰, 教授, 主要研究方向: 石油工程力学及其应用. E-mail: qinfengd@staff.shu.edu.cn

引用格式: 李原, 狄勤丰, 王文昌, 华帅. 基于核磁共振技术的非均质岩心中泡沫动态稳定性评价方法及应用. 力学学报, 2021, 53(8): 2205-2213

2213

Li Yuan, Di Qinfeng, Wang Wenchang, Hua Shuai. Evaluation method and application of foam dynamic stability in heterogeneous cores based on nuclear magnetic resonance technology. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2021, 53(8): 2205-2213

experienced three stages which was sharp decreasing, progressive increasing and stabilization. The oil displacement effect in the early stage of the foam mainly depended on the water phase. As the water phase volume was basically stable, the oil production rate of the cores had an obvious positive correlation with the growth rate of the foam dynamic stability factor, that was, the displacement of the remaining oil depended on the foam gas during middle and late stages. Compared with surfactant foam, nanoparticles-enhanced foam improved the sweeping capacity and oil displacement efficiency in the low permeability layer, inhibited the unstable stage of foam development and improved the final equilibrium value of the dynamic stability factor. The stability evaluation method could be used to reflect the characteristics of foam seepage and to screen stable foam systems suitable for reservoir characteristics.

**Key words** foams, dynamic stability, heterogeneous cores, NMR, nanoparticles

## 引言

由于储集层孔隙度与渗透率的差异,油藏表现出不同的非均质性<sup>[1]</sup>。非均质油藏在开发过程中气窜或水窜问题突出,波及效率较低,严重影响了开发效果。泡沫有密度小、视黏度高的特点,在多孔介质中流动时会不断变形产生额外的阻力<sup>[2]</sup>,大幅增加气体的表观黏度。研究表明,泡沫能够先进入高渗层,并随着流动堵塞高渗层,分流驱替液进入低渗层从而提高油藏的开发效果。所以泡沫驱能够防止黏性指进和气窜现象,被广泛应用于非均质油藏的开发<sup>[3]</sup>。

泡沫在油藏多孔介质中运移时的稳定性是影响泡沫调剖作用和驱油效率的关键因素。传统的表面活性剂泡沫在实际储层环境中的动态稳定性面临巨大挑战。高温、高盐环境及岩石微通道壁面的吸附将大幅度降低一般表面活性剂的作用<sup>[4]</sup>。近年来,大量的研究表明,纳米颗粒可以在严苛的条件下提高泡沫的动态稳定性<sup>[5-6]</sup>。加入合适参数的纳米颗粒后,可提高泡沫在储层条件下的动态稳定性,有效提高波及效率和驱油效果。

目前常用的泡沫稳定性评价方法包括 Ross-Miles 法<sup>[7]</sup>、Waring-Blender 法<sup>[8]</sup>、电导率法<sup>[9]</sup>等,都是在容器中进行的表观泡沫稳定性评价,属于宏观静态稳定性评价范围。泡沫在孔隙运移时是一个不断破灭并再生的动态过程,使用脱离多孔介质的静态评价方法不能充分反映泡沫微观流动情况。微观透明模型和阻力因子虽然从一定程度可以分析泡沫在多孔介质中的稳定性和流动行为,但前者与实际流动环境有较大差异,后者受到诸多条件和因素影响。张景楠等<sup>[10]</sup>基于核磁共振技术和质量守恒原理,提出了一种岩心中泡沫动态稳定性的评价方法,并对比了几种段塞方式下均质岩心中泡沫整体的稳定性。

本文基于有效孔隙体积守恒原理,结合核磁共

振技术手段,建立了泡沫在岩心渗流过程中的动态稳定性评价方法。对表面活性剂泡沫体系和纳米颗粒强化泡沫体系在非均质岩心中的动态稳定性及驱替效果进行了评价和分析。

## 1 岩心内部泡沫动态稳定因子模型

### 1.1 泡沫驱中动态稳定因子的定义

岩心入口处气、液的体积比  $f_{in}$  可定义为

$$f_{in} = V_{g,in}/V_{l,in} \quad (1)$$

式中,  $V_{g,in}$  和  $V_{l,in}$  分别是岩心入口处的气相体积含量和泡沫液体体积, mL。气、液体积分别由气体流量计和恒流驱替泵控制,为已知量。

岩心中的气液体积比  $f_c$  可表示为

$$f_c = V_{gc}/V_{lc} \quad (2)$$

式中,  $V_{gc}$  是岩心中气相体积, mL;  $V_{lc}$  是岩心中泡沫液体体积, mL。

泡沫驱中泡沫的动态稳定因子  $s_f$  可定义为

$$s_f = f_c/f_{in} \quad (3)$$

当  $s_f < 1$  时,泡沫气相较液相更易窜出岩心,表明此时泡沫稳定性较差;当  $s_f > 1$  时,泡沫排液,气体滞留在岩心中;当  $s_f = 1$  时,此时泡沫的在岩心中达到理想稳定状态。因此可以通过比较泡沫驱过程中  $s_f$  的数值来判断泡沫稳定性。

### 1.2 泡沫驱中动态稳定因子的计算方法

利用核磁共振技术可以测定岩心中油、水含量的变化。在实验测试时,氮气气源无核磁信号,需要对其含量进行相关转换。当驱替压力较低时,可以忽略岩心骨架压缩性,认为岩心有效孔隙体积不变<sup>[11]</sup>,此时孔隙体积为三相体积之和

$$V_{pc} = V_{lc} + V_{gc} + V_{oc} \quad (4)$$

式中,  $V_{pc}$  为岩心孔隙体积, mL;  $V_{oc}$  为岩心内部所含油相的体积, mL。岩心内气体体积含量和动态稳定因子可表示为

$$V_{gc} = V_{pc} - V_{lc} - V_{oc} \quad (5)$$

$$s_f = (V_{pc} - V_{oc} - V_{lc}) / (f_{in} V_{lc}) \quad (6)$$

室内实验中气体流量计控制的气体为标准状况下气体流量, 因此需将  $V_g$  转化为标准状态的体积。根据压缩因子修正后的气体状态方程为

$$V_g = n Z R_p T / p \quad (7)$$

式中,  $p$  为气体压力, MPa;  $V$  为气体体积, mL;  $Z$  为压缩因子, 无量纲, 依据  $p$  和  $T$  以及 GB/T 3864—2008《工业氮》标准拟定<sup>[12]</sup>;  $n$  为气体物质的量, mol;  $R_p$  为气体常数, 取 8.31 J/(mol·K),  $T$  为气体温度, K。将内部压力、温度下气体状态方程与标准状况下气体状态方程联立并化简, 可得

$$V'_g = V_g p_c T_0 / (Z T_c p_0) \quad (8)$$

式中,  $V'_g$  为标况压力条件下岩心内部气体体积, mL;  $T_c$ ,  $T_0$  分别为岩心内部温度和标况温度, K;  $p_c$  为岩心内部压力, MPa (取岩心压力检测点的平均值);  $p_0$  为标况压力, 101.325 kPa。

将式(8)代入式(6)可得到泡沫的动态稳定因子计算方法

$$s_f = (V_{pc} - V_{oc} - V_{lc}) p_c T_0 / (f_{in} Z V_{lc} p_0 T_c) \quad (9)$$

## 2 泡沫动态稳定性评价实验

### 2.1 泡沫驱核磁共振可视化实验方法

将核磁共振技术与传统泡沫驱替实验方法相结合, 可以形成一种泡沫驱核磁共振可视化实验方法<sup>[13]</sup>。核磁共振中的弛豫现象反映了质子宏观磁化矢量在外加射频场的激发下偏离平衡态后恢复的时间。由于受到岩石孔隙结构和润湿性等影响, 当孔隙内充满流体时, 各孔隙流体具有不同的弛豫时间。在多孔介质中, 孔隙的半径与流体的横向弛豫时间  $T_2$  成正比<sup>[14]</sup>。这意味着孔径越大, 流体的横向弛豫时间就越长。同时, 仪器所测  $T_2$  谱曲线围成的峰面积与岩心中含有氢质子的流体的质量成正比<sup>[15]</sup>。利用这一性质可以对驱替过程中岩心内油、气、水含量的变化进行计算并测量岩心中微观孔隙中流体的分布情况。

核磁共振实验仪器采用苏州纽迈电子科技有限

公司生产的 Mini-MRI, 其共振频率为 23.293 MHz, 磁感应强度为 0.5 T, 磁极直径为 374 mm, 磁体温度为 32 °C。利用 CPMG 序列采集岩心中流体信号的衰减曲线, 经反演处理后得到  $T_2$  谱。其中实验参数如下: 90°脉宽为 19 μs, 180°脉宽为 34 μs, 采样点数为 750016, 采样频率 200 kHz, 重复采样等待时间为 4000 ms, 模拟增益为 10, 数字增益为 3, 采样累加次数为 8, 回波时间为 0.25 ms, 回波个数为 15000, 反演采用 SIRT 法, 迭代次数为 10000。

核磁共振成像技术可以采集岩心驱替过程中内部流体的信号以确定流体的分布以及含量。本实验选择 SE (自旋回波) 序列作为核磁成像序列。在一幅 SE 序列图像中, 图像上每点的信号强度  $S$  可由下式来描述<sup>[16]</sup>

$$S = A_p [1 - \exp(-T_R/T_1)] \exp(-T_E/T_2) \quad (10)$$

式中  $A_p$  为质子自旋密度,  $T_1$  为纵向弛豫时间,  $T_2$  为横向弛豫时间,  $T_R$  为重复时间,  $T_E$  为回波时间。

为了在非均质岩心泡沫驱替过程中快速实现清晰成像, 采用短  $T_E$  和长  $T_R$  即质子密度加权方法对成像参数进行设置<sup>[17]</sup>。在成像图像中由于流体弛豫时间的差异, 可以明确分辨出低渗层和高渗层的流体信号, 反映泡沫在各渗流层的波及效率和驱替特征。由于冠状面可以有效地消除重力对泡沫迁移特征的影响, 采用这种模式来观察泡沫在不同时刻沿着驱替压力梯度方向的运动。将原始图像数据中的干扰信号滤除, 进行统一映射, 并添加伪彩, 即可得到岩心核磁共振图像。

所用的实验装置见图 1, 主要包括: 氮气瓶、气

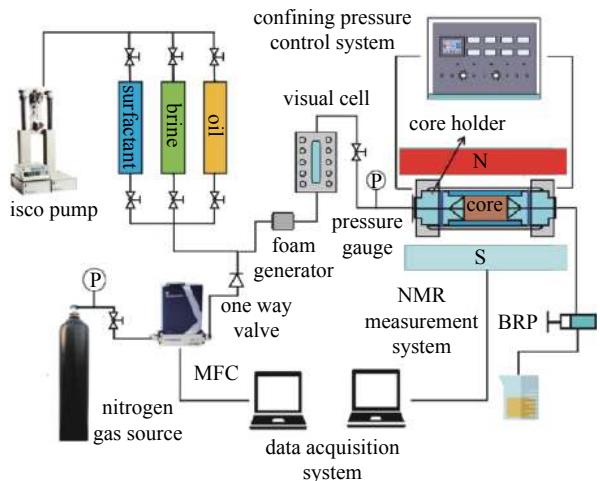


图 1 实验装置示意图

Fig. 1 Schematic diagram of experimental device

体流量计、恒流驱替泵、中间容器、泡沫发生器、核磁驱替装置模块和控制单元。

## 2.2 实验材料和岩心参数

所用的实验材料包括阴离子表面活性剂 SDS (十二烷基硫酸钠)、两块非均质岩心(级差 5:1, 外观如图 2)、氯化亚锰 ( $MnCl_2$ )。亲水纳米氧化硅 (Sigma-Aldrich), 平均粒径为 20 nm, 纯度大于 99.8%, 模拟油由柴油和原油按照体积比 9:1 进行配置 (25 °C 时黏度为 4.2 mPa·s); 模拟地层水含有  $CaCl_2$ ,  $MgCl_2$ ,  $NaCl$ , 质量比为 1:2:5, 矿化度为 8000 mg/L。

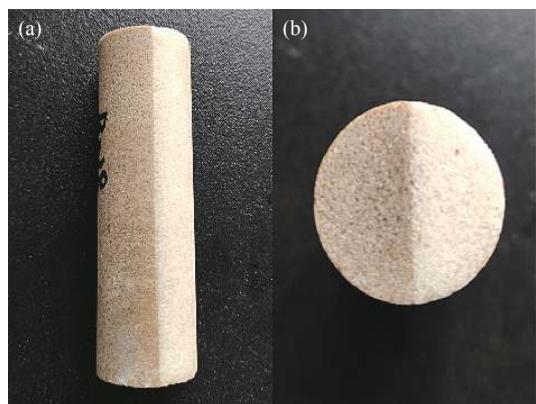


图 2 非均质砂岩岩心的 (a) 冠状面和 (b) 横截面

Fig. 2 (a) Coronal plane and (b) transverse plane of heterogeneous sandstone core

实验所用双层非均质岩心由两种不同粒径分布的石英砂 (180 目 ~ 200 目和 100 目 ~ 120 目) 经环氧树脂粘接, 在模具中分别平铺两层后, 在 15 MPa 压力挤压下形成长方体样品。将样品烘干后钻取其两层交界处, 并切割形成柱状非均质岩心。样品高渗层的渗透率为 2468.4 mD, 孔隙度为 22.5%; 低渗层的渗透率为 532.8 mD, 孔隙度 21.2%。对两块岩心进行了物性参数测量, 结果见表 1。

表 1 岩心物性参数

Table 1 Physical parameters of cores

Core symbol	C-01	C-02
diameter/cm	2.49	2.50
length/cm	8.67	8.78
pore volume/mL	9.34	9.46
porosity	22.13%	21.96%
permeability/mD	1873.44	1954.72

由于油和水在多孔介质中的核磁共振弛豫时间有重叠部分, 使得实验获得的  $T_2$  谱中无法区分油信号和水信号, 核磁共振图像中也无法区分岩心中油和水的分布。已有实验结果表明, 在水中加入质量分数为 0.5% 的  $MnCl_2$  时, 对泡沫性质影响较小<sup>[18]</sup>。但是  $Mn^{2+}$  与水中氢质子会直接接触发生自旋交换作用, 使水中氢质子的弛豫衰减加快, 水相的弛豫时间大幅度下降, 从而达到在泡沫驱过程中区分油、水核磁信号的目的。

## 2.3 实验步骤

(1) 在测量岩心长度、直径后, 将其放入恒温干燥箱中抽真空烘干, 随后取出测量干重。在核磁共振驱替实验装置中利用 0.5%  $MnCl_2$  溶液以 0.5 mL/min 的速度对岩心进行饱和, 并测试不同时刻岩心的  $T_2$  谱, 进行  $MnCl_2$  溶液体积标定。待岩心完全饱和后, 利用盐水驱替, 测量不同流量下岩心两端的压差以获得水测渗透率, 直至岩心  $T_2$  谱线不再偏移 (即  $MnCl_2$  浓度足够低, 对核磁信号不再有影响)。再将岩心放入恒温烘干箱中加热至 105 °C 烘干, 24 h 后取出岩心备用。

(2) 调节核磁共振驱替可视化实验系统的仪器参数, 对干燥岩心基底进行  $T_2$  谱测试。

(3) 由于非均质岩心中低渗层部分的渗透率较低, 利用油驱水建立束缚水的方法难以使低渗层完全饱和油, 且岩心原始含水量会影响泡沫稳定因子的计算。所以本实验中将非均质岩心抽真空后直接饱和模拟油, 测试饱和模拟油过程中不同时刻岩心的  $T_2$  谱, 进行模拟油体积标定。

(4) 利用模拟地层水分别配制两组起泡剂 (0.5% SDS + 0.5%  $MnCl_2$ ), 其中一组加入纳米颗粒, 经磁力搅拌和超声分散后得到含有 0.2% 纳米颗粒的泡沫液。将泡沫液倒入中间容器中, 开启驱替泵开关和氮气瓶阀门, 使泡沫液和氮气同时进入泡沫发生器。调节气体和液体流量使标况下两者的体积比为 2:1, 并使其总流量为 1.0 mL/min。待泡沫发生器生成稳定均匀的泡沫后向岩心内注入 8.0 PV (孔隙体积) 泡沫, 读取注入阶段的驱替压力。为了忽略岩心压缩性的影响, 注入泡沫时夹持器出口处不加载回压, 夹持器内为恒温 32 °C。

(5) 泡沫注入过程中在注入体积为 1.0 PV, 2.0 PV, 3.0 PV, 5.0 PV, 8.0 PV 时进行岩心  $T_2$  谱的测试, 根据  $MnCl_2$  溶液和模拟油标定结果得到泡沫液

体体积和模拟油体积，并根据式(9)计算得到此节点下泡沫的动态稳定因子。在节点 0.0 PV, 0.5 PV, 3.5 PV, 7.5 PV 处进行核磁共振成像来反映流体信号的分布和含量的大小。由于水相中的  $\text{MnCl}_2$  抑制了水的弛豫时间，且氮气没有核磁信号，所以核磁共振图像可以较好地反映模拟油的分布情况。

### 3 实验结果

#### 3.1 岩心中水相和油相的标定结果

岩心 C-01 在饱和  $\text{MnCl}_2$  溶液过程中的  $T_2$  谱测试结果见图 3。可以看出  $\text{MnCl}_2$  溶液  $T_2$  谱峰峰值弛豫时间位于 1.0 ms 左右。在饱和水初期，水信号增长较慢，而在中后期较快，30 min 时岩心内的  $\text{MnCl}_2$  溶液已经接近饱和。

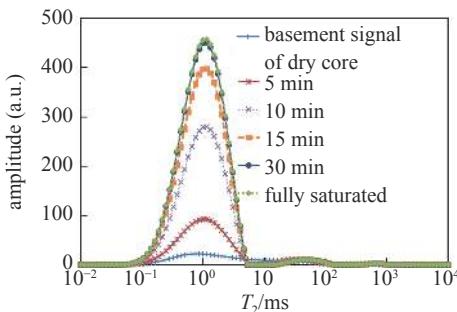


图 3 饱和  $\text{MnCl}_2$  溶液过程中岩心 C-01 的  $T_2$  谱

Fig. 3  $T_2$  spectrum of C-01 during injection of  $\text{MnCl}_2$  solution

表 2 和图 4 给出了 C-01 内的  $\text{MnCl}_2$  溶液质量与  $T_2$  峰面积关系，可以发现两者之间存在较好的线性关系。拟合结果如下

$$A_{w1} = 743.68m_{w1} + 327.36 \quad (11)$$

式中  $A_w$  是  $\text{MnCl}_2$  溶液的  $T_2$  谱峰面积，无量纲。斜率表示  $T_2$  谱的 743.68 单位峰面积对应岩心中 1.0 g

表 2 C-01 中  $\text{MnCl}_2$  溶液质量与  $T_2$  谱峰面积关系

Table 2 Relationship between the mass of  $\text{MnCl}_2$  solution in C-01 and the peak area of  $T_2$  spectrum

Injected time of $\text{MnCl}_2$ solution/min	Mass of $\text{MnCl}_2$ solution in core/g	Peak area of $T_2$ spectrum
0	0	465.82
5	2.41	1565.71
10	4.62	4228.43
15	7.29	5951.11
30	9.08	6827.79

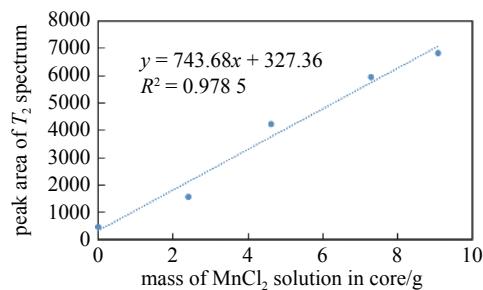


图 4 C-01  $\text{MnCl}_2$  溶液标定曲线

Fig. 4 Calibration curve of  $\text{MnCl}_2$  solution in core C-01

$\text{MnCl}_2$  溶液，即质量标定结果为 743.68 单位峰面积/g。 $\text{MnCl}_2$  溶液的密度为 1.01 g/mL，得到  $T_2$  谱峰面积  $A_{w1}$  与  $\text{MnCl}_2$  溶液体积  $V_{w1}$  之间的关系为

$$A_{w1} = 751.11V_{w1} + 330.63 \quad (12)$$

也即体积标定结果为 751.11 单位峰面积/mL。

同样，可以得到岩心 C-02  $T_2$  谱峰面积与  $\text{MnCl}_2$  溶液体积的对应关系

$$A_{w2} = 711.13V_{w2} + 315.94 \quad (13)$$

利用相同的标定方法可以获得两块非均质岩心中  $T_2$  谱峰面积和油相体积的对应关系

$$A_{o1} = 592.17V_{o1} + 279.92 \quad (14)$$

$$A_{o2} = 615.48V_{o2} + 324.25 \quad (15)$$

通过标定结果可以计算出岩心泡沫驱过程中油、水体积，计算方法如下

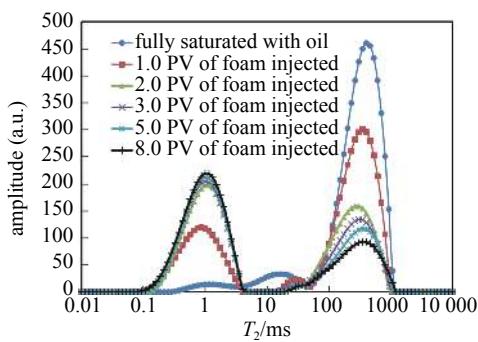
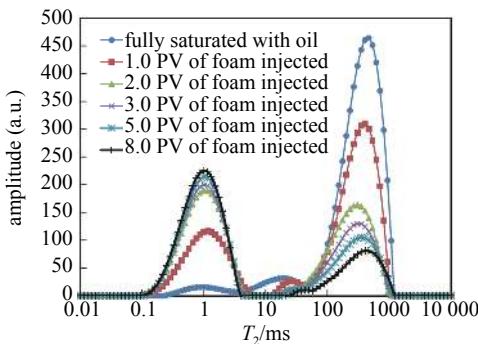
$$V_i = 1/cr \times \int_{t_{\min}}^{t_{\max}} [a_i(T_2) - a_{i0}(T_2)]dT_2 \quad (16)$$

式中  $V_i$  为液体体积， $i$  代表油相或者水相，mL； $cr$  为标定结果，单位峰面积， $\text{mL}^{-1}$ ； $a_i$  为油、水的  $T_2$  谱幅值； $a_{i0}$  为岩心基底幅值； $t_{\max}$  和  $t_{\min}$  分别为油相或水相信号横向弛豫时间的左、右端点值，ms。

#### 3.2 $T_2$ 谱和核磁共振图像测试结果

为了比较，本文利用表面活性剂泡沫和纳米颗粒强化泡沫分别对岩心 C-01 和 C-02 进行了驱替实验， $T_2$  谱测试结果分别见图 5 和图 6，可以看出：

(1) 根据核磁共振原理和前期实验结果，可以判定左侧的信号峰为  $\text{MnCl}_2$  溶液形成的水峰（弛豫时间在 1.0 ms 左右），右侧的信号峰为模拟油形成的油峰。根据测试结果，高渗层中主要包含大弛豫时间孔道（峰值 ~ 1000 ms）和中弛豫时间孔道（峰值附近），而低渗层主要包含中弛豫时间孔道和小弛豫时间孔

图 5 SDS 泡沫驱油过程中岩心 C-01 的  $T_2$  谱Fig. 5  $T_2$  spectrum of core C-01 for SDS foam flooding图 6 纳米颗粒强化 SDS 泡沫驱油过程中岩心 C-02 的  $T_2$  谱Fig. 6  $T_2$  spectrum of core C-02 for nanoparticles-enhanced SDS foam flooding

道 (10 ms ~ 峰值)<sup>[17]</sup>.

(2) 水峰规律: 泡沫驱过程中水峰上升很快, 表明泡沫进入岩心后, 泡沫中的水快速占据了岩心。当注入泡沫超过 2.0 PV 后水峰达到较高值, 然后在后续注入泡沫过程中, 岩心 C-01 的水峰变化较小, 岩心 C-02 的水峰缓慢上升。

(3) 油峰规律: 在泡沫驱过程中两块岩心的油峰面积注入量在 0 到 2.0 PV 之间大幅下降, 对应水峰有大幅上升, 且谱线峰顶点明显左移, 表明注入前期泡沫液体占据了岩心的高渗层和大孔道。当注入量大于 2.0 PV 后, 油峰下降趋势逐渐变缓, 水峰上升缓慢, 说明此时泡沫气体开始积累, 泡沫中气相驱油的作用逐渐显著。此阶段, 谱线峰顶点开始明显右移, 说明中、小孔道的油减少的更多, 泡沫起到调剖作用<sup>[10]</sup>。与岩心 C-01 相比, 岩心 C-02 中油峰下降的更多, 即纳米颗粒强化泡沫体系具有更强的驱油效果。在小弛豫时间段 (100 ms 附近), 岩心 C-02 的  $T_2$  谱幅值明显下降更多, 表明纳米颗粒强化泡沫波及了更多小孔道。

图 7 给出了两块岩心的核磁共振成像图 (泡沫

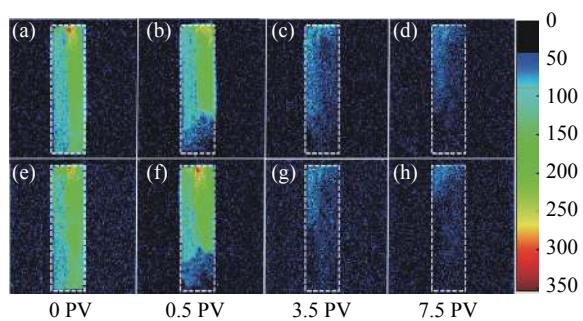


图 7 泡沫驱过程中非均质岩心的磁共振成像 (信号为油相, (a) ~ (d) 为 SDS 泡沫驱, (e) ~ (f) 为纳米颗粒强化 SDS 泡沫驱)

Fig. 7 Magnetic resonance images of heterogeneous cores during foam flooding (signal represents oil phase, (a) ~ (d): SDS foam, (e) ~ (f): nanoparticles-enhanced SDS foam)

注入方向为从下至上)。可以看出, 当岩心饱和油后, 由于弛豫时间的差异, 左侧信号较弱为低渗层, 右侧信号较强为高渗层。对于表面活性剂泡沫, 注入量为 0.5 PV 时高、低渗层均形成了对油相的驱替前缘, 前缘后方油相信号量明显下降, 高渗层的驱替前缘移动幅度更大。SDS 泡沫注入量为 3.5 PV 时, 高渗层仅分布少量残余油, 呈低信号强度, 主要集中在岩心注入方向的末端。低渗层还大量分布有中等强度的信号, 说明泡沫在低渗层的稳定性还较低。7.5 PV 时, 高渗层信号进一步下降, 而低渗层在注入方向的中、后段还存在较多残余油。对于纳米颗粒强化泡沫体系, 驱油规律大致相同, 但泡沫注入量在 3.5 PV 和 7.5 PV 时对应的各层前缘移动明显加快, 说明纳米颗粒强化泡沫的波及速率更大。7.5 PV 时, 仅在岩心岩心末端存在少量残余油, 说明纳米颗粒强化泡沫对低渗层具有更强的驱替能力。

### 3.3 泡沫动态稳定因子的变化规律

图 8 给出了泡沫在多孔介质中流动时的动态稳定性变化特征, 反映出以下的变化规律。

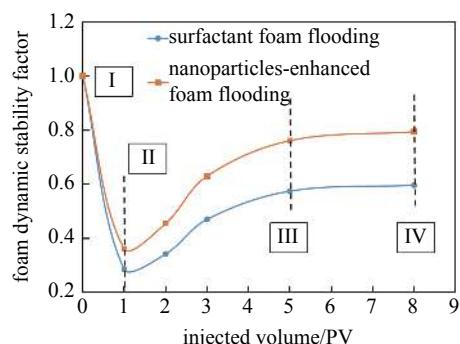


图 8 非均质岩心中泡沫动态稳定因子变化情况

Fig. 8 Foam dynamic stability factor in heterogeneous cores

第一阶段(I~II时间段)为动态稳定因子快速下降阶段。当泡沫注入量为1.0 PV时,岩心C-01和岩心C-02中泡沫的动态稳定因子由1.0分别下降至0.285和0.360。造成动态稳定因子下降的原因有以下几点:(1)泡沫刚进入岩心时,在不连续毛管力产生的端部效应作用下,泡沫会出现相分离<sup>[19]</sup>。(2)初始阶段,岩心中的含油饱和度较高。当泡沫与油滴接触后,后者会进入泡沫体系中液膜表面进行铺展,形成不稳定的假乳液膜,造成气泡的聚并及破裂<sup>[20-22]</sup>,体现为明显的泡沫遇油消泡特征。(3)部分表面活性剂分子、纳米颗粒会吸附在微孔道壁面,使得用来稳定泡沫的表面活性剂或纳米颗粒减少,导致泡沫的表观黏度降低,泡沫稳定性下降,不能形成有效的封堵效果<sup>[23]</sup>。这些因素使岩心内部泡沫的稳定性快速降低。

第二阶段(II~III时间段)为动态稳定性因子逐渐上升阶段。当注入量从1.0 PV增大到5.0 PV,泡沫的动态稳定因子分别上升至0.574和0.761。泡沫液大量占据孔道后,岩心含油饱和度快速降低,油相的消泡作用减弱,泡沫的稳定性逐渐恢复。随着泡沫不断注入,表面活性剂、纳米颗粒经对流和扩散使其浓度不断增大。由于叠加和滞留作用,气泡在高渗层堆积和封堵,导致高渗层中的泡沫的流动阻力增大<sup>[24-26]</sup>,高渗层的大孔隙不断被泡沫流体占据,泡沫气体表观黏度逐渐增大<sup>[27]</sup>。图9给出了泡沫驱过程中岩心内部的气、水体积变化特征,可以看出,2.0 PV后两块岩心中水相的体积基本稳定,但是泡沫气体的含量持续上升,这使得岩心中的气液比逐渐上升,泡沫动态稳定因子逐渐增加。

第三阶段(III~IV时间段)为动态稳定因子趋于稳定阶段。随着残余油饱和度不断下降和圈闭气体饱和度不断上升,泡沫气相在岩心中的积累得到进

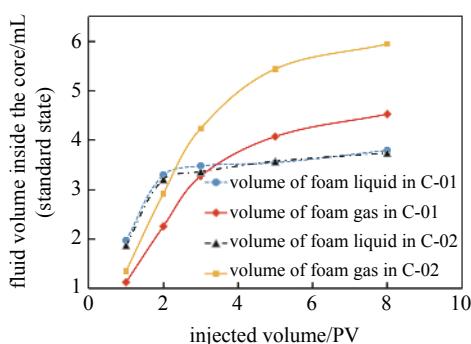


图9 泡沫驱过程岩心中气、液体积变化情况

Fig. 9 Variation of gas and liquid volume in core during foam flooding

一步增加,泡沫的动态稳定性因子逐渐升高。从图7可以看出,注入量达7.5 PV时,岩心中的残余油主要分布在岩心低渗层中、后段,泡沫需要克服很大的流动阻力才能够波及,而过大的流动阻力会增加对液膜施加的毛细管压力,不利于泡沫稳定<sup>[28]</sup>,所以泡沫的表观黏度会逐渐趋于稳定。图9中表明岩心内气体和液体的体积在注入5.0 PV~8.0 PV泡沫过程中变化均较小。这反映了泡沫的生成和消泡作用逐渐达到了动态平衡。

对比两种泡沫体系可知,纳米颗粒强化泡沫体系可以抑制不稳定阶段泡沫的失稳,并明显增加了最大动态稳定因子,说明纳米颗粒可以减缓油相的消泡作用,显著增加泡沫强度<sup>[29-30]</sup>。

### 3.4 驱油效率与泡沫动态稳定因子的关系

图10反映了驱油效率的变化情况。在0~1.0 PV期间,由于岩心含油饱和度高,油的流动能力强,泡沫液能快速驱出高渗层中的油相。但是动态稳定因子随时间的变化速率 $ds_f/dt < 0$ ,即泡沫的破灭速度大于生成速度。此阶段驱油效率决定于水相,而泡沫性质对水相的流度没有影响<sup>[31-32]</sup>。在泡沫注入量为1.0 PV时,两块岩心的驱油效率基本一致。1.0 PV~2.0 PV期间,岩心中的动态稳定因子开始上升,即 $ds_f/dt > 0$ ,此时泡沫气、液同时发挥驱替作用。2.0 PV时刻,岩心C-02的驱油效率略高于岩心C-01。注入量大于2.0 PV后,岩心中水的体积基本维持稳定,残余油主要分布在低渗层的中、小孔道而水难以直接波及,此时泡沫气体起到主要的驱油作用。2.0 PV~8.0 PV期间,SDS泡沫和纳米颗粒强化泡沫SDS的驱油效率分别提高16.6%和20.1%,表明后者具有更高的驱油效率。纳米颗粒强化泡沫的 $ds_f/dt$ 较大,说明注入的泡沫不易消泡,驱替前缘更加稳定均一,

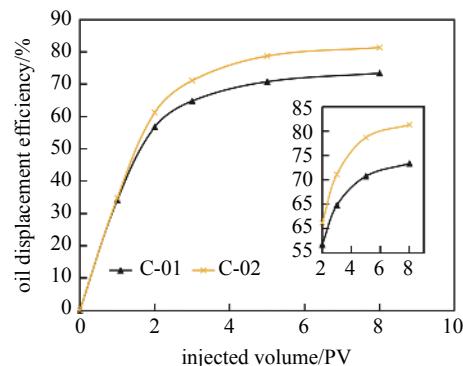


图10 泡沫驱过程中岩心驱油效率的变化情况

Fig. 10 Variation of oil displacement efficiency during foam flooding

具有更高的驱油能力和波及效果.

#### 4 结论

(1) 结合核磁共振技术和岩心驱替实验, 本文方法可直接判断岩心内部泡沫液体与气体体积随泡沫驱过程的变化规律, 进而评价岩心内部泡沫在流动过程中的动态稳定性.

(2) 对于非均质岩心而言, 泡沫在驱替过程中的动态稳定性呈现骤减、递增和稳定 3 个阶段, 这与泡沫首先占据高渗层, 随后逐步波及低渗层的特点吻合.

(3) 相比于普通表面活性剂泡沫, 纳米颗粒提高了泡沫的动态稳定性, 加强了高渗层的封堵能力及低渗层的波及效果. 泡沫注入量为 8.0 PV 时, 表面活性剂泡沫和纳米颗粒强化的泡沫动态稳定因子分别为 0.596 和 0.794, 驱油效率分别为 73.4% 和 81.3%.

(4) 泡沫产油速率和动态稳定因子变化速率密切相关. 当岩心中的含水体积基本不变时, 泡沫的产油速率和稳定因子增长速率变化一致. 即此时泡沫的驱油效果主要取决于动态稳定因子, 因此可利用动态稳定因子对泡沫驱油效率进行预测.

#### 参 考 文 献

- Hernández EM, Grassia P, Hokri N. Modelling foam improved oil recovery within a heterogeneous reservoir. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2016, 510: 43-52
- Rezaei A, Derikvand Z, Parsaei R, et al. Surfactant-silica nanoparticle stabilized  $N_2$ -foam flooding: A mechanistic study on the effect of surfactant type and temperature. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, 325: 110591-110601
- Guo F, Aryana SA. Improved sweep efficiency due to foam flooding in a heterogeneous microfluidic device. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2018, 164: 155-163
- Zhang Y, Liu Q, Hang Y, et al. Nanoparticles as foam stabilizer: Mechanism, control parameters and application in foam flooding for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 202(8): 108561
- Yekeen N, Manan MA, Idris AK, et al. A comprehensive review of experimental studies of nanoparticles-stabilized foam for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 164: 43-74
- Yekeen N, Idris AK, Manan MA, et al. Bulk and bubble-scale experimental studies of influence of nanoparticles on foam stability. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2017, 25(3): 347-357
- Farhadi H, Riahi S, Ayatollahi S, et al. Experimental study of nanoparticle-surfactant stabilized  $CO_2$  foam: Stability and mobility control. *Chemical Engineering Research & Design*, 2016, 111: 449-460
- Singh R, Mohanty KK. Synergy between nanoparticles and surfactants in stabilizing foams for oil recovery. *Energy & Fuels*, 2015, 29(2): 467-479
- 王莉娟, 张高勇, 董金凤等. 泡沫性能的测试和评价方法进展. *日用化学工业*, 2005, 35(3): 171-173 (Wang Lijuan, Zhang Gaoyong, Dong Jinfeng, et al. Progress in test and evaluation methods for foaming performance. *China Surfactant Detergent & Cosmetics*, 2005, 35(3): 171-173 (in Chinese))
- 张景楠, 狄勤丰, 华帅等. 泡沫驱油核磁共振实验及泡沫动态稳定性评价. *石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 853-860 (Zhang Jingnan, Di Qinfeng, Hua Shuai, et al. Nuclear magnetic resonance experiments on foam flooding and evaluation of foam dynamic stability. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 853-860 (in Chinese))
- 李传亮. 岩石应力敏感指数与压缩系数之间的关系式. *岩性油气藏*, 2007, 19(4): 95-98 (Li Chuanliang. The relationship between rock stress sensitivity index and compressibility. *Lithologic Reservoirs*, 2007, 19(4): 95-98 (in Chinese))
- 刘毅, 周绍骑, 韩开进等. 基于 BWRS 方程的压缩空气压缩因子计算. *后勤工程学院学报*, 2014, 30(4): 66-71 (Liu Yi, Zhou Shaoqi, Han Kaijin, et al. Calculation of compressed air compression factor based on BWRS equation. *Journal of Logistics Engineering Institute*, 2014, 30(4): 66-71 (in Chinese))
- 狄勤丰, 张景楠, 华帅等. 聚合物-弱凝胶调驱核磁共振可视化实验. *石油勘探与开发*, 2017, 44(2): 270-274 (Di Qinfeng, Zhang Jingnan, Hua Shuai, et al. Visualization experiments on polymer-weak gel profile control and displacement by NMR technique. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(2): 270-274 (in Chinese))
- Wei B, Zhang X, Wu R, et al. Pore-scale monitoring of  $CO_2$  and  $N_2$  flooding processes in a tight formation under reservoir conditions using nuclear magnetic resonance (NMR): A case study. *Fuel*, 2019, 246: 34-41
- Li Yuan, Di Qinfeng, Hua Shuai, et al. Investigation of the blocking effect of foam with and without nanoparticles in cores with different permeabilities. *Energy & Fuels*, 2021, 35(6): 4815-4822
- 狄勤丰, 华帅, 顾春元等. 岩心微流动的核磁共振可视化研究. *实验流体力学*, 2016, 30(3): 98-103 (Di Qinfeng, Hua Shuai, Gu Chunyuan, et al. Nuclear magnetic resonance visualization of core microflow. *Experimental Fluid Mechanics*, 2016, 30(3): 98-103 (in Chinese))
- Li Yuan, Di Qinfeng, Hua Shuai, et al. Visualization of foam migration characteristics and displacement mechanism in heterogeneous cores. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2020, 607: 125336-125344
- 狄勤丰, 贾欣昌, 罗强等. 岩心驱替实验中基于 LF-NMR 的油、水动态定标方法及应用. *石油钻采工艺*, 2020, 42(2): 181-188 (Di Qinfeng, Jia Xinchang, Luo Qiang, et al. LF-NMR-based oil and water dynamic calibration method and application in core displacement experiment. *Petroleum Drilling & Production Technology*, 2020, 42(2): 181-188 (in Chinese))
- 李莺歌, 张娜, 吕伟峰等. 多孔介质内泡沫渗流过程入口效应的数值研究. *工程热物理学报*, 2017, 38(9): 1960-1964 (Li Yingge, Zhang Na, Lyu Weifeng, et al. Numerical study on the inlet effect of foam seepage process in porous media. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2017, 38(9): 1960-1964 (in Chinese))
- Almajid MM, Kovscek AR. Pore-level mechanics of foam generation and coalescence in the presence of oil. *Adv. Colloid Interface*, 2016, 233: 65-82

- 21 李兆敏, 张习斌, 李松岩等. 氮气泡沫驱气体窜流特征实验研究. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(5): 96-103 (Li Zhaomin, Zhang Xibin, Li Songyan, et al. Experimental study on gas channelling characteristics of nitrogen foam flooding. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science)*, 2016, 40(5): 96-103 (in Chinese))
- 22 Li YL, Li HB, Wang X, et al. Experimental study and field demonstration of air-foam flooding for heavy oil EOR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 185(5): 106659
- 23 Sun HQ, Wang ZW, Sun YH, et al. Laboratory evaluation of an efficient low interfacial tension foaming agent for enhanced oil recovery in high temperature flue-gas foam flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195(5): 107580
- 24 Lu M, Liu Z, Jia L, et al. Visualizing pore-scale foam flow in micro-models with different permeabilities. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2020, 600: 124923
- 25 Kong D, Li Y, Yu M, et al. Experimental investigation on block and transport characteristics of foam in porous media for enhanced oil recovery processes. *Colloids and Surfaces A Physicochemical and Engineering Aspects*, 2019, 570: 22-31
- 26 Kovscek AR, Bertin HJ. Foam mobility in heterogeneous porous media. *Transport in Porous Media*, 2003, 52(1): 17-35
- 27 Singh R, Mohanty KK. Foam flow in a layered, heterogeneous porous medium: A visualization study. *Fuel*, 2017, 197: 58-69
- 28 Kapetas L, Bonniew SV, Danelis S, et al. Effect of temperature on foam flow in porous media. *Journal of Industrial & Engineering Chemistry*, 2016, 36: 229-237
- 29 Zhao J, Torabi F, Yang J. The synergistic role of silica nanoparticle and anionic surfactant on the static and dynamic  $\text{CO}_2$  foam stability for enhanced heavy oil recovery: An experimental study. *Fuel*, 2020, 287(22): 119443
- 30 Babamahmoudi S, Riahi S. Application of nano particle for enhancement of foam stability in the presence of crude oil: Experimental investigation. *Journal of Molecular Liquids*, 2018, 36: 229-237
- 31 王玉斗, 李茂辉, 温科扬等. 泡沫渗流机理及渗流模型研究. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 104-107 (Wang Yudou, Li Maohui, Wen Keyang, et al. Study on foam seepage mechanism and seepage model. *Petroleum Drilling Technology*, 2010, 38(4): 104-107 (in Chinese))
- 32 Eftekhari AA, Farajzadeh R. Effect of foam on liquid phase mobility in porous media. *Scientific Reports*, 2017, 7: 743870-743878