

DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2022.09.30.02

文章编号: 1674-5086(2025)03-0112-12

中图分类号: TE311

文献标志码: A

## 水气分散体系驱油微观机理研究

尚祯浩<sup>1,2,3</sup>, 伍家忠<sup>2,3</sup>, 熊伟<sup>2,3</sup>, 张墨习<sup>1,2,3</sup>, 陈兴隆<sup>2,3\*</sup>1. 中国科学院大学工程科学学院, 北京 海淀 100190; 2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北 廊坊 065007;  
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 海淀 100083

**摘要:** 低渗透储层孔隙小、喉道细、渗流阻力大, 常规水驱采收程度仅为 20% 左右, 而注气开发不仅受气源的限制, 更因气窜等问题严重影响低渗透油藏开发效果, 因此, 提出了针对低渗透储层的水气分散体系驱油技术。为认识水气分散体系微观驱油机理, 利用微观刻蚀模型、高速摄像机采集和 ImagePro-Plus6.0 软件识别等手段, 通过水驱、气驱及水气分散体系驱油实验, 记录、识别和定量计算分析了驱替过程中流体流动特征及分布规律。实验研究表明, 水驱主要动用区域为主流通道, 剩余油主要分布在模型的边部及角部; CO<sub>2</sub> 气窜特征明显, 气体主要在孔隙中心流动, 并在孔隙壁面形成水膜/油膜; 水气分散体系驱油最显著的特征是其进入孔隙后与油相“高度”混合, 混合后的微气泡既能产生“封堵”作用, 增大主流通道渗流阻力, 又能促使后续流体改向进入水驱或气驱未波及的小孔隙中, 扩大波及体积作用明显, 对边部及角部剩余油驱替作用显著, 甚至能将盲端中的残余油全部采出。水驱、气驱及水气分散体系驱的采收率分别为 71.6%、82.0% 和 91.0%, 水气分散体系在提高驱油效率的作用突出。

**关键词:** 微观机理; 水气分散体系; 渗流阻力; 波及体积; 驱油效率

## Micro Mechanism of Oil Displacement by Water Gas Dispersion System

SHANG Zhenhao<sup>1,2,3</sup>, WU Jiazhong<sup>2,3</sup>, XIONG Wei<sup>2,3</sup>, ZHANG Moxi<sup>1,2,3</sup>, CHEN Xinglong<sup>2,3\*</sup>

1. College of Engineering Sciences, University of Chinese Academy of Sciences, Haidian, Beijing 100190, China

2. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang, Hebei 065007, China

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Haidian, Beijing 100083, China

**Abstract:** Low permeability reservoirs have small pores, fine throats and large seepage resistance, and the recovery percent of conventional water drive is only about 20%. Gas injection development is not only limited by gas sources, but also seriously affected by gas channeling and other problems; therefore, it is urgent to develop key technologies to continuously improve oil recovery in low permeability reservoirs. The oil displacement technology of water gas dispersion system is a new technology to improve oil recovery. This technology can realize the control of seepage resistance and supplement energy at the same time, thus greatly improving the water displacement efficiency of low permeability reservoirs. In order to understand the micro oil displacement mechanism of water gas dispersion system, the flow characteristics and distribution laws of fluid in the displacement process were recorded, identified and quantitatively calculated through water drive, gas drive and water gas dispersion system oil displacement experiments by means of micro etching model, high-speed camera acquisition and ImagePro-Plus6.0 software identification. The experimental study shows that the main producing area of water drive is the main channel, and the remaining oil is mainly distributed in the edges and corners of the model; the characteristics of CO<sub>2</sub> gas channeling are obvious, the gas mainly flowing in the pore center and forming a water/oil film on the pore wall; the most remarkable feature of water gas dispersion system for oil displacement is that it mixes with the oil phase “highly” after entering the pores. The mixed microbubbles can not only produce “plugging” effect, increasing the seepage resistance of the main channel, but also promote the subsequent fluid to change direction and enter the small pores that are not swept by water drive or gas drive, with obvious effect of expanding the swept volume. And it can significantly displace the remaining oil at the edges and corners, and even recover all the residual oil in the blind end. The oil recovery efficiency of water drive, gas drive and water gas dispersion system drive is 71.6%, 82.0% and 91.0%, and water gas dispersion system plays a prominent role in improving oil displacement efficiency.

**Keywords:** micro mechanism; water gas dispersion system; seepage resistance; swept volume; oil displacement efficiency

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.te.20240325.1037.012.html>

尚祯浩, 伍家忠, 熊伟, 等. 水气分散体系驱油微观机理研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(3): 112-123.

SHANG Zhenhao, WU Jiazhong, XIONG Wei, et al. Micro Mechanism of Oil Displacement by Water Gas Dispersion System[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(3): 112-123.

\* 收稿日期: 2022-09-30 网络出版时间: 2024-03-27

通信作者: 陈兴隆, E-mail: chxlhdpu@petrochina.com.cn

基金项目: 国家重大科技专项(2021DJ1302)

## 引言

低渗透油藏占中国油藏 46% 左右,近年来,低渗透油藏已探明储量占比和年产量均不断上升,截至 2020 年底,仅中国石油已探明低渗透储量已达  $1.25 \times 10^{10}$  t,年产量达  $3\ 905 \times 10^4$  t,占中国石油总产量的 38.6%<sup>[1-6]</sup>。

低渗透油藏的主要特点是储层孔隙小、喉道细、渗流阻力大。地层产油能力和吸水能力低,且原始含水饱和度较高,一般在 30%~50%,甚至高达 60%<sup>[4-7]</sup>。常规水驱开发的渗流阻力大、注水压力高,难以形成有效驱替。非均质性强是低渗透油藏的另一个主要特征,这使得气驱开发时容易出现气窜。低渗透油藏地质特点使得开发的采收率低,平均仅为 20%,大部分原油滞留在油藏中无法采出,低渗、特低渗油藏提高采收率的潜力巨大<sup>[8-11]</sup>。

微气泡的形成是气液两相流中的一种物理现象,人们已经将微气泡的物理化学性质广泛地应用到化工、医学、采矿、环境、石油和航空航天等领域。在石油工业中,由于重油的黏度大,存在燃烧不完全的问题,可以将气体注入到重油中,形成数以万计的微气泡,增大重油与空气之间的接触面积,从而使其燃烧的更完全,可有效节约能源。邓晓辉等<sup>[12]</sup>利用通过微孔膜生成的微气泡处理含油污水,可以将污水中的含油量降到 50% 以上,可以达到很好的除油效果。薛自求等<sup>[13]</sup>将 CO<sub>2</sub> 微泡技术与低渗油田开发相结合,发现 CO<sub>2</sub> 微气泡比 CO<sub>2</sub> 连续流体渗透到更多区域。微气泡驱油的本质是流体的力学变化削弱了界面张力,减小 CO<sub>2</sub> 渗透到小孔隙中的阻力,同时,CO<sub>2</sub> 微气泡的尺寸越小和注入速率越快都有助于增强驱替效果。

水气分散体系驱油技术是中国石油勘探开发研究院研究人员提出并研发的一种新兴提高采收率技术。该体系从驱替体系本身入手,通过可调阻力来实现流度比的调控,从而解决注水油田剩余油分散的状况。水气分散体系是以水为连续相,气为分散相(微气泡形态)而形成的混合体系,通过调整水气介质的比例来实现渗流阻力的调控,通过减小体系中的微气泡泡径来实现分散体系的稳定性。微气泡可由孔板法或超声波振荡法生成,泡径为微纳米级别,能稳定、均匀地分散在水中<sup>[14]</sup>。水气分散体系中的气相通常选用 CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub> 和烃气等多种气体介

质,微气泡不同于传统的泡沫,水相中不添加任何起泡剂、稳泡剂等化学试剂,而是单纯由物理方法生成,在微纳米尺度下,分散体系中气泡在水和油中均具有良好的分散性和稳定性<sup>[15-19]</sup>,同时,生成的微气泡还能逐级进入不同渗流阻力孔隙空间,形成溶解气驱,进而有效补充能量,在油藏纵向上自适应调整,驱替剩余油。

前期研究认为,分散体系具有较高的流度控制能力,室内测试水气分散体系黏度为 0.65~2.00 mPa·s,通过改变分散体系黏度,实现油层分部位、分阶段的流度调控,扩大波及体积提高采收率。同时,还进行了宏观的室内岩芯驱替实验评价,水气分散体系驱在水驱基础上能提高采收率 6%~15%<sup>[15-19]</sup>。但前期研究无法观察到分散体系中微气泡的流动过程和渗流特征,水气分散体系驱油过程涉及油、水、微气泡 3 种介质及不同形态的复杂流动,微观作用复杂,本研究通过微观刻蚀模型、高速摄像机采集和 ImagePro-Plus 6.0 软件识别等手段,研究了水气分散体系驱替过程中微气泡(分散相)和水(连续相)流动过程及渗流特征,提出了水气分散体系驱提高采收率的主要原因是能够启动边部及角部剩余油,进一步揭示了水气分散体系驱油微观机理。

## 1 微观驱油实验设计

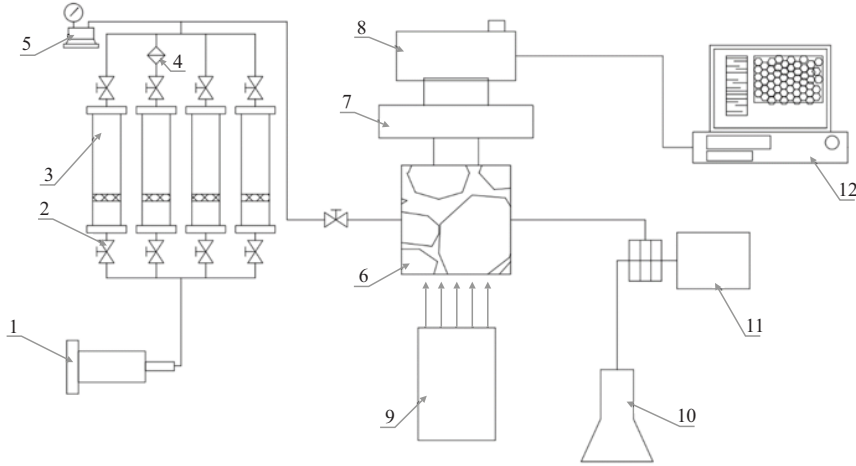
### 1.1 实验装置及材料

驱油实验采用微观刻蚀玻璃模型对孔隙内的渗流过程进行模拟。实验装置包括:动力控制、可视化微观模型、图像采集分析及辅助装置,参见图 1。动力控制主要是由 Quizix 5210 驱替泵对注入速度进行控制,控制精度为 0.000 1 mL/min,满足对模型孔隙内流体微量控制的要求。可视化微观模型是根据低渗透岩石孔隙结构制作而成,能反映孔隙结构及渗流特征,最高耐温 150 °C,最高耐压 30 MPa。图像采集装置有图像放大、高速采集和高速存储 3 个功能,其中,ZEISS V8 体视显微镜对孔隙内的图像进行放大,宽视场条件最大物镜 16 倍,能满足视野全和清晰放大的双重要求。FASTCAM Mini 高速摄像机捕捉微米级孔隙内的流动形态,1 024×1 024 像素的采集频率可满足 8 000 fps。辅助部分包括光源、回压阀与收集计量瓶等。

刻蚀模型的有效面积为 25 mm×25 mm,喉道

为 150~500  $\mu\text{m}$ 。油样为航空煤油,常压 25  $^{\circ}\text{C}$  条件下黏度为 1.25  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ , 为方便观察及定量分析,用苏丹 IV 对其染色。水样为蒸馏水,常压 25  $^{\circ}\text{C}$  条件下

黏度为 0.874  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,用亚甲基蓝染色。气体介质为  $\text{CO}_2$ ,纯度为 99.9%。水气分散体系由孔板法生成,气泡直径为  $(50\pm 10)\ \mu\text{m}$ 。



注: 1—驱替泵; 2—开关阀; 3—中间容器(从左到右依次为油、水、 $\text{CO}_2$ 和水气分散体系); 4—过滤器; 5—压力表; 6—微观刻蚀玻璃模型; 7—蔡司显微镜; 8—高速摄像机; 9—光源; 10—锥形瓶; 11—回压阀; 12—计算机。

图 1 微观可视驱油实验装置  
Fig. 1 Microscopic visual oil displacement experimental device

## 1.2 实验步骤

1) 准备工作。按照图 1 所示,连接实验装置,调节光源使光照强度充足、模型受照区域光线分布均匀。设置显微镜放大倍数并调节焦距直至高速相机采集的图像清晰。

2) 对刻蚀模型抽真空。连接抽真空装置,在真空压力表显示为  $-0.1\ \text{MPa}$  的条件下持续抽真空不低于 1 h。

3) 饱和油。按照图 1 所示进行饱和油操作,在模型孔隙内充满油样的条件下,收集瓶内的油样总量不低于 1 mL,约 10 PV。饱和油过程可间断采集图像,并记录最终图像。实验操作参数见表 1。

表 1 实验操作参数  
Tab. 1 Experimental operation parameters

实验步骤	驱替速度/ ( $\text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$ )	高速相机频率/ 率/fps	出口端压力/ MPa
饱和油	0.05	500	
水驱油	0.20	500	
气驱油	0.20	1 000	1
水气分散体系驱油	0.20	2 000	

4) 水驱油。用恒定速度水驱,并对水驱过程全程采集图像。当注水倍数大于 10 PV 且模型中的剩余油分布不再发生变化时,停止驱替。

5) 类似地,进行  $\text{CO}_2$  气驱和水气分散体系驱

油,重复步骤 3 和步骤 4。

6) 实验分析。除对图像进行观察分析外,还使用了图像处理软件 ImagePro-Plus 6.0,对模型中的油相、水相和气相进行识别,分类统计后,定量计算得采收率等参数。

## 2 实验结果及分析

### 2.1 水驱油过程及特征分析

微观刻蚀玻璃模型的孔隙结构如图 2 所示,3 组驱替实验均采用对角驱替,即由右侧角部注入,左侧角部产出,其余部位均封闭。水驱过程中最高注入压力为 1.5 MPa。3 组实验的微观模型都进行束缚水操作,见表 2。

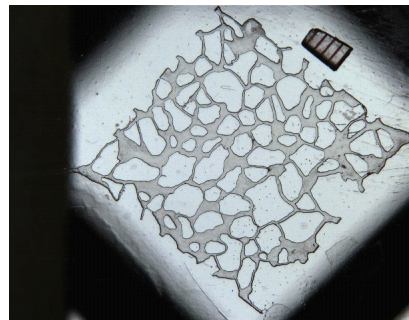


图 2 孔隙结构  
Fig. 2 Pore structure

表 2 不同驱替方式的束缚水饱和度  
Tab. 2 Constrain water saturation of different displacement methods

驱替方式	饱和油结束时水相面积/像素点	束缚水饱和度/%
水驱	32 651	21.6
CO <sub>2</sub> 气驱	33 341	22.1
水气分散体系驱	32 587	21.6

图 3 为微观模型饱和油结束状态, 以中间轴为基准线, 向上向下各取 3 mm 的中间区域。

水驱时驱替量分布为 0.3、0.5 和 0.7 PV 时, 微观模型状态如图 4a、图 4b 和图 4c 所示, 注入水沿着注采对角线两侧的中间通道流动, 水驱前缘呈逐渐扩散的形态(图 4a); 之后, 前缘形成的弧度逐渐增大, 注入水以段塞形式将孔道内油驱出(图 4b); 注入水前缘沿着中间通道到达采出端时, 而边角部的

油相仍有较多残留, 水驱形成了优势通道(图 4c)。研究发现, 实验水驱结束后的状态下(图 4d), 即使再增加注水量也不能进一步提高驱油效果, 这是水驱油过程的渗流特征决定的<sup>[20-24]</sup>。

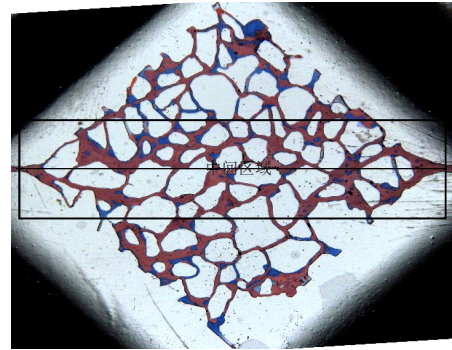
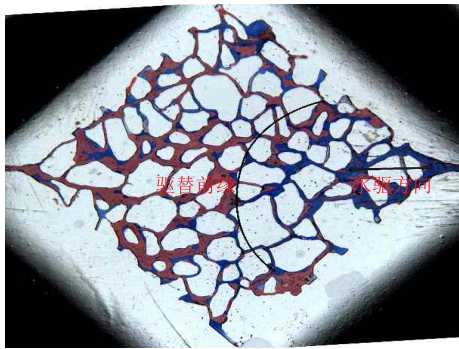
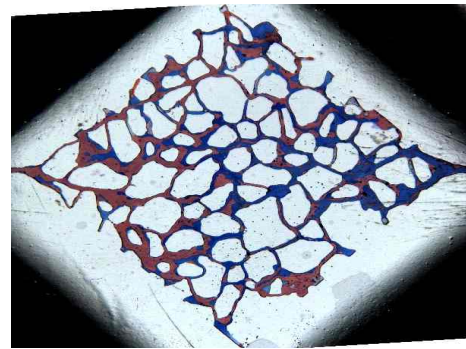


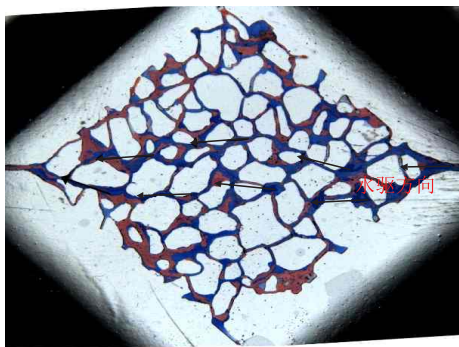
图 3 饱和油结束状态  
Fig. 3 End state of saturated oil



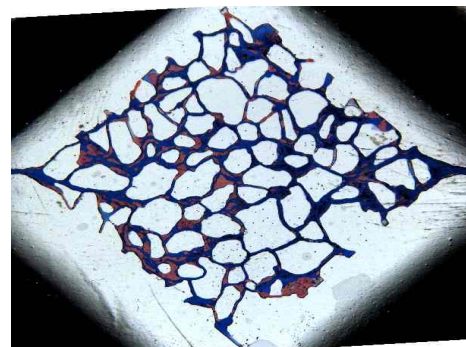
a 注入0.3PV



b 注入0.5PV



c 注入0.7PV



d 驱替结束

图 4 不同注入量对应的微观模型状态  
Fig. 4 Status of microscopic model with different injection volume

水驱结束后, 存在柱状的残余油、片状残余油和角状残余油等 3 种残余油分布形态, 如图 5 所示。其中, 柱状的残余油分布在较细孔道内, 两端孔隙被水占据且压力平衡, 残余油被封堵在孔道内(图 5a)。在模型的边缘处及盲端中残余油较多, 主要受孔隙形状影响呈现片状残余油和角状残余

油<sup>[25-26]</sup>, 见图 5b 和图 5c。

对模型饱和油结束状态与水驱结束状态进行定量对比分析, 通过 ImagePro-Plus 软件进行识别和统计, 水驱采收率达到 71.6%, 其中, 中间区域采出程度为 82.3%, 边角区域采出程度最低, 仅为 55.2%。各区域采出程度见表 3。

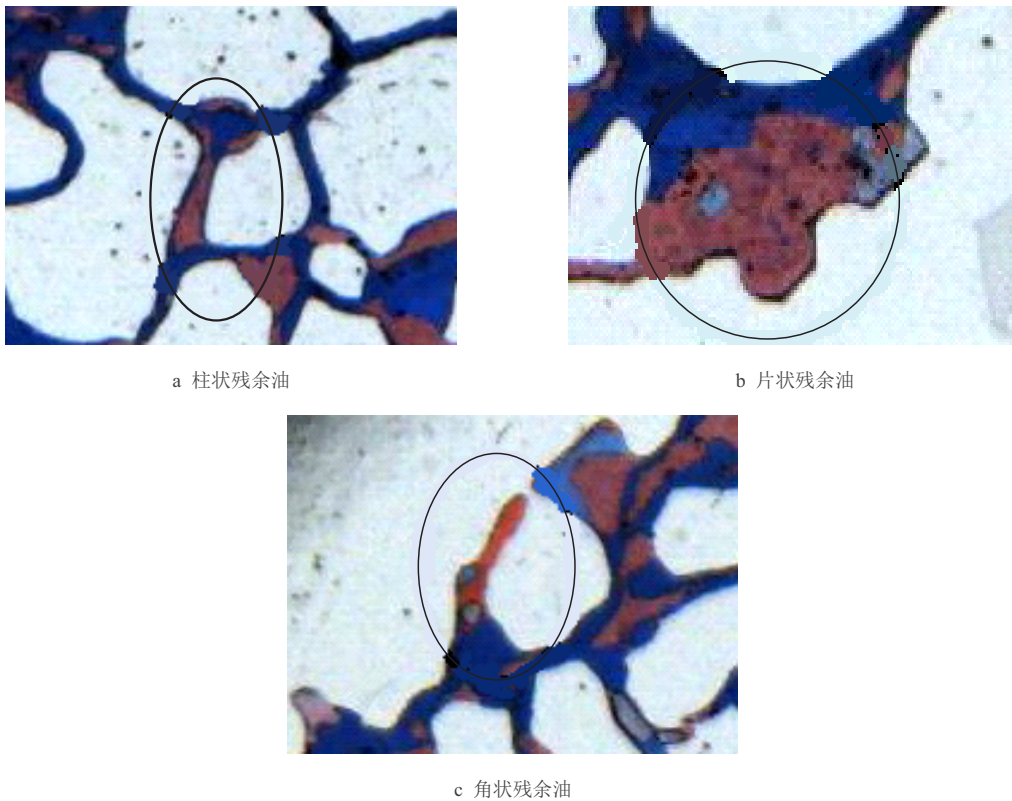


图 5 水驱结束残余油类型  
Fig. 5 Residual oil type after water flooding

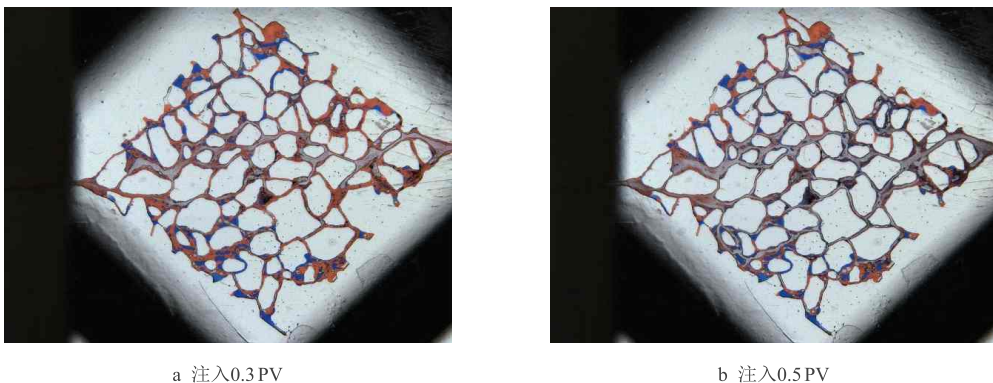
表 3 水驱采收率  
Tab. 3 Water drive recovery rate

区域	饱和油结束油相面积/像素点	驱替结束油相面积/像素点	采收率或采出程度/%
模型全域	112 324	31 956	71.6
中间区域	67 887	12 052	82.3
边角区域	44 437	19 904	55.2

2.2 CO<sub>2</sub> 气驱油过程及特征分析

CO<sub>2</sub> 气驱过程见和采收率计算如图 6 所示, 分别对应的是注入量 0.3 和 0.5 PV 及结束状态, 最高注入压力为 1.3 MPa, CO<sub>2</sub> 为气态。由图 6a 可见, 注入量为 0.3 PV 时, CO<sub>2</sub> 沿着模型中间区域的优势

通道迅速逸出, 其他区域少有波及, 形成“气窜”现象; 即使在波及孔道内, CO<sub>2</sub> 也不能呈段塞式驱动, 而是沿着孔隙中部流动, 在孔隙壁面形成油膜。在模型的边角部, CO<sub>2</sub> 能进入渗流阻力较大的小孔隙中, 将边缘的部分残余油驱替出来, 见图 6b。图 6c 为气驱结束状态, 由图 6c 可见, 气驱结束后, 主流通道中的残余油很少, 吸附在通道上的油膜大多被冲刷下来。而边角部位的残余油与 CO<sub>2</sub> 通过组分作用后黏度降低<sup>[25-30]</sup>, 同时, CO<sub>2</sub> 增加了残余油的弹性能量, 使其脱离水及岩石表面的束缚, 变为可动油, 从而提高了驱油效率。



a 注入0.3 PV

b 注入0.5 PV

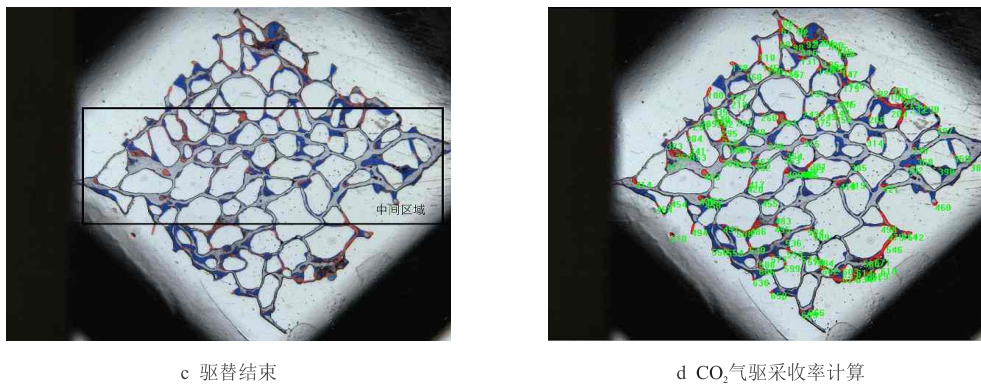


图 6 CO<sub>2</sub> 气驱过程和采收率计算  
Fig. 6 Process of CO<sub>2</sub> drive and EOR calculation

对模型饱和油结束状态与 CO<sub>2</sub> 气驱结束状态进行对比分析, 通过 ImagePro-Plus 软件进行识别和统计, CO<sub>2</sub> 气驱采收率达到 82.0%, 其中, 中间区域采出程度为 88.9%, 边角区域采出程度为 66.6%, 见图 6d 和表 4。

表 4 CO<sub>2</sub> 气驱采收率  
Tab. 4 CO<sub>2</sub> drive recovery rate

区域	饱和油结束油相面积/像素点	驱替结束油相面积/像素点	采收率或采出程度/%
模型全域	102 956	18 477	82.0
中间区域	71 228	7 891	88.9
边角区域	31 728	10 586	66.6

### 2.3 水气分散体系驱油的过程及特征分析

水气分散体系是 CO<sub>2</sub> 微气泡在水中分散后而形成的驱替体系, 管流中能清晰观察到这种形态,

而在微观模型的孔隙结构内则显示为体积较少且分隔的水段塞、微气泡或气泡段塞<sup>[15]</sup>。

图 7a 和图 7b 是水气分散体系注入 0.3 PV 和 0.5 PV 时的驱油状态, 气体介质仍为 CO<sub>2</sub>, 因此, 具有明显的 CO<sub>2</sub> 驱替特征, CO<sub>2</sub> 气驱时气体前缘与油相接触, 组分交换作用面积小、速度慢。而由 CO<sub>2</sub> 微气泡组成的水气分散体系则显著不同, 体系内的部分微气泡能进入油相内部, CO<sub>2</sub> 气体与油相接触面积增加, 组分交换作用及弹性能量使油相流动性增强, 驱油效率大幅提高<sup>[29]</sup>。

图 8 观察到了气泡封堵大孔隙对渗流方向的影响, 气泡封堵使大孔隙中渗流阻力升高, 后续流体改向进入到其他孔隙中, 在岩芯孔隙结构中形成扩大波及体积的效果<sup>[31-40]</sup>。

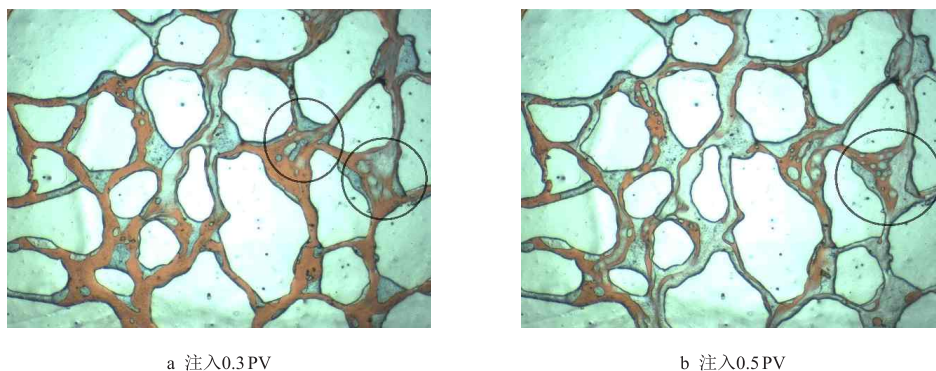
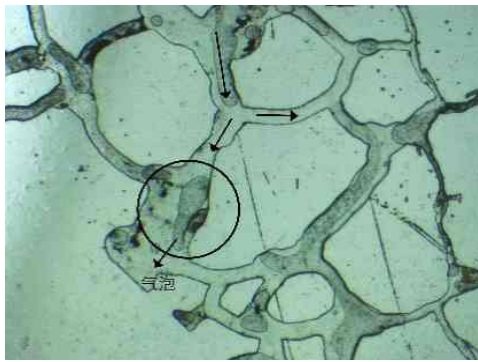


图 7 孔隙内的水气分散驱油特征  
Fig. 7 Characteristics of water-gas dispersion flooding in pores

图 9 是不同驱替方式结束后流体在盲端的分布。注入水沿着孔道边缘形成稳定的渗流通道, 盲端乃至孔隙边缘黏附的残余油均保持稳定(图9a), 说明流动黏滞力与残余油在孔壁上的吸附力平衡<sup>[29]</sup>。CO<sub>2</sub> 气体能在孔道内形成稳定流动, 但在

CO<sub>2</sub> 气体的持续冲刷作用下, 孔隙壁面上的残余油被驱出, 而盲端内的束缚水和残余油无变化(图9b)。水气分散体系能够在微气泡和水段塞的综合作用下将盲端中的残余油全部驱出(图9c)。不同注入时刻水气分散体系对盲端残余油的作用见图 10。



a 气泡封堵

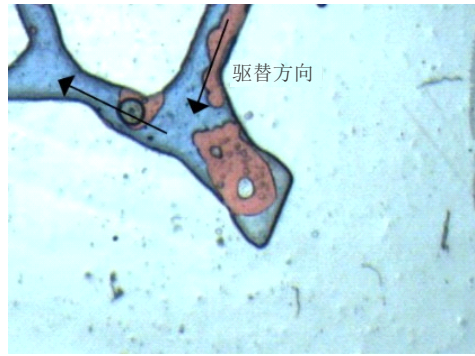


b 渗流方向改变

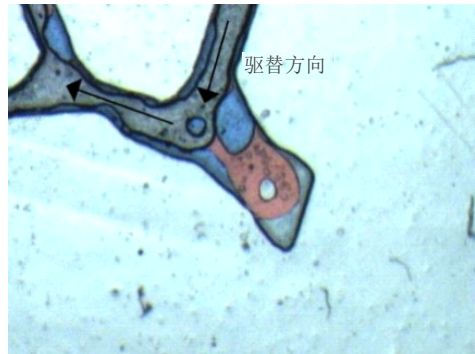


c 改向后的运移

图 8 气泡对渗流方向的影响  
Fig. 8 Effect of bubbles on seepage direction



a 水驱



b CO<sub>2</sub>气驱



c 分散体系驱

图 9 不同驱替方式结束后流体在盲端的分布  
Fig. 9 Distribution of fluid at the blind end with the end of different displacement modes



a 0ms



b 12ms

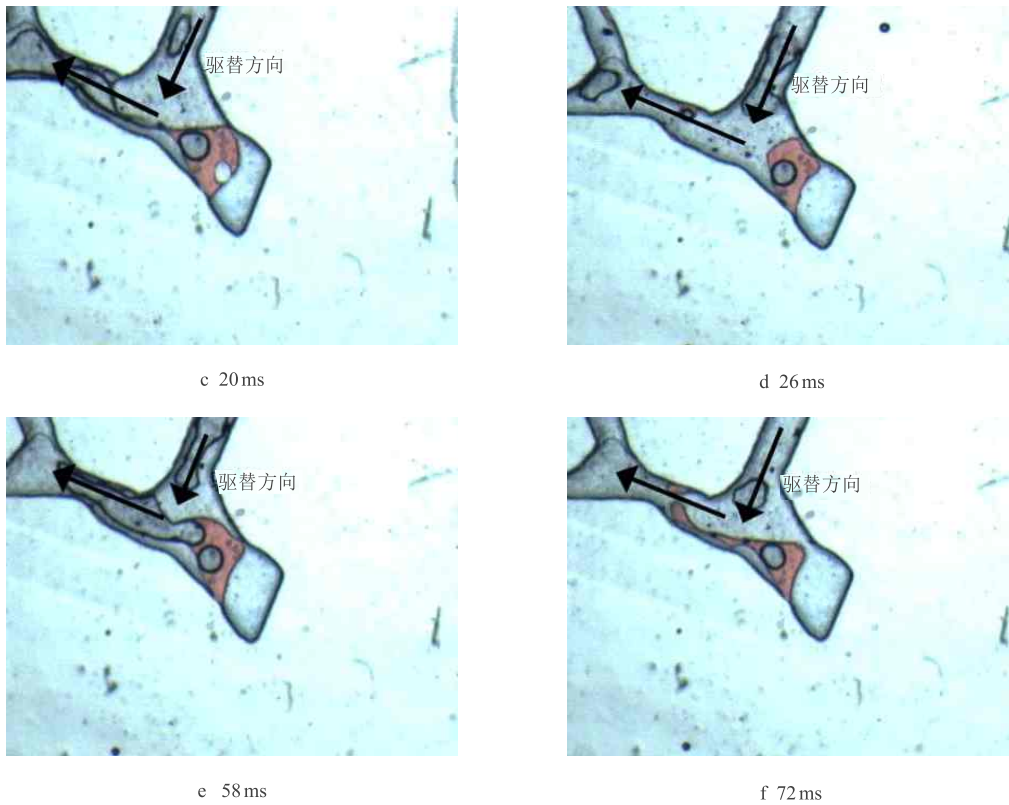


图 10 分散体系对盲端残余油的作用过程  
Fig. 10 Effect of dispersion system on residual oil in blind end

水气分散体系采收率分析图见图 11。

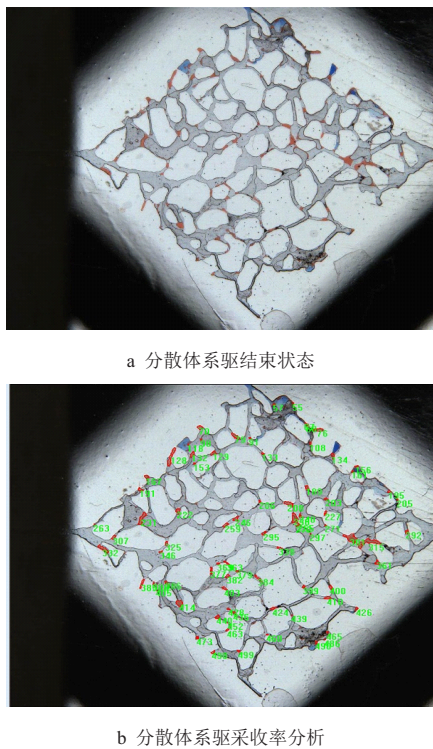


图 11 水气分散体系驱采收率分析

Fig. 11 Recovery rate analysis of water-gas dispersion system flooding

对比图 10a、图 10b 和图 10c 中微气泡与残余油的接触和相互作用过程中发现, 在微气泡后水段塞的持续推动和截断作用下, 微气泡能将部分残余油从盲端中拖曳出来, 同时, 油-水-气三相不断接触和相互作用状态是该驱油过程的显著特征。重复了上述拖曳作用, 微气泡将盲端中的残余油逐步拖曳, 直至全部驱出。

对模型饱和油结束状态与分散体系驱结束状态进行对比分析, 通过 ImagePro-Plus 软件进行识别和统计(表 5), 水气分散体系驱采收率达到 91.0%, 其中, 中间区域采出程度为 91.4%, 边角区域采出程度为 90.4%。

表 5 水气分散体系驱采收率  
Tab. 5 Recovery rate of water-gas dispersion system flooding

区域	饱和油结束油相面积/像素点	驱替结束油相面积/像素点	采收率或采出程度/%
模型全域	89 968	8 055	91.0
中间区域	57 062	4 882	91.4
边角区域	32 906	3 173	90.4

### 2.4 不同驱替方式的结果对比

CO<sub>2</sub> 气驱采收率较水驱提高 10.4%, 对于模型

中间区域主要是由于气态  $\text{CO}_2$  对孔道的冲刷,使其比水驱采出程度提高了 6.6%;对于模型的边部及角部,残余油与  $\text{CO}_2$  通过组分作用后黏度降低,同时  $\text{CO}_2$  拥有较强的扩散能力,使其比水驱采出程度提高了 11.1%。与水驱进行对比,水气分散体系对边角区域剩余油动用程度高,扩大波及体积效果显著,采收率提高了 19.4%,边角区域采出程度提高了 35.2%。相对于  $\text{CO}_2$  气驱,水气分散体系对盲端等剩余油度增强,提高驱油效率效果显著,采收率提高了 9%,边角区域采出程度提高了 23.8%(图 12)。

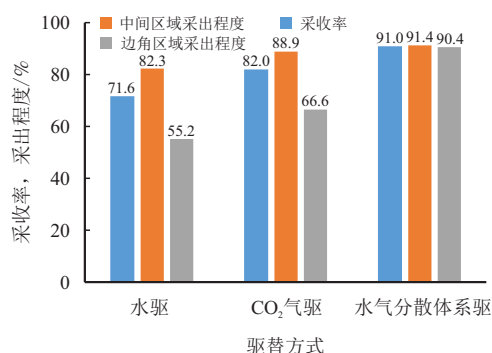


图 12 不同驱替方式的采收率和采出程度情况

Fig. 12 Recovery rate and recovery percent of different displacement methods

### 3 结论

1) 在低渗透储层水气分散体系驱油微观作用机理研究中,采用微观刻蚀模型、高速摄像机采集和软件识别等多种手段系统研究了水驱、 $\text{CO}_2$  驱和水气分散体系驱过程中不同流体的流动特征及剩余油分布规律,研究发现,与水驱和  $\text{CO}_2$  驱相比,水气分散体系驱可以通过自适应调整渗流阻力实现扩大波及体积,进而提高采收率,有望为中国低渗透油藏持续高效开发提供新的增产途径。

2) 水驱过程中,注入水沿模型主流通道流动,水驱前缘逐渐扩散,水驱结束后的残余油以柱状、片状和角状残余油为主。气驱过程中, $\text{CO}_2$  沿着模型中间区域的优势通道迅速逸出,气窜特征显著;在波及孔道内, $\text{CO}_2$  也不能呈段塞式驱动,而是沿着孔隙中部流动,在孔隙壁面形成油膜。

3) 水气分散体系中微气泡能优先占据模型的优势通道,从而增大注入流体的渗流阻力,进而产生“封堵”效果,迫使后续流体改向进入小孔隙中,从而扩大波及体积。

4) 水气分散体系驱替时,体系中的微气泡稳定性好,同时,部分微气泡能进入油相内部,体系与油相混合且以微小段塞形式分隔,驱油过程保持了油-水-气三相接触的显著特征。体系中微气泡的弹性作用明显,进一步促使微气泡和微小的水段塞对残余油有反复拖曳作用,因此,水气分散体系对模型边部、角部作用明显,从而提高驱油效率。

5) 与常规水驱、 $\text{CO}_2$  气驱相比,水气分散体系驱油提高采收率效果明显,在微观模型实验中,水气分散体系驱油与水驱、 $\text{CO}_2$  气驱相比,采收率分别提高了 19.4% 和 9.0%,实验结果显示,水气分散体系在低渗透油藏中有着非常广阔的应用前景。

### 参考文献

- [1] 李道品. 低渗透油田开发概论[J]. 大庆石油地质与开发, 1997(3): 36-40, 79. doi: 10.19597/j.issn.1000-3754.1997.03.010  
LI Daopin. Introduction to low permeability oilfield development[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1997(3): 36-40, 79. doi: 10.19597/j.issn.1000-3754.1997.03.010
- [2] 李道品, 罗迪强, 刘雨芬, 等. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.  
LI Daopin, LUO Diqiang, LIU Xufen, et al. Development of low permeability sandstone oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [3] 李道品, 张连春. 开发低渗透油田莫失良机[J]. 中国石油企业, 2004(12): 44-45. doi: 10.3969/j.issn.1672-4267.2004.12.013  
LI Daopin, ZHANG Lianchun. Seize the opportunity to develop low permeability oilfields[J]. China Petroleum Enterprise, 2004(12): 44-45. doi: 10.3969/j.issn.1672-4267.2004.12.013
- [4] 李阳. 低渗透油藏  $\text{CO}_2$  驱提高采收率技术进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 1-10. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.001  
LI Yang. Technical advancement and prospect for  $\text{CO}_2$  flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.001
- [5] 曹静静, 杨喬琦. 国内低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J]. 四川化工, 2017, 20(6): 17-21.  
CAO Jingjing, YANG Yuqi. The present situation and prospect of enhancing low permeability reservoir recovery technology in China[J]. Sichuan Chemical Industry, 2017, 20(6): 17-21.
- [6] 王成俊, 洪玲, 高瑞民, 等. 低渗透油藏提高采收率技术现状与挑战[J]. 非常规油气, 2018, 5(3): 102-108.

- doi: 10.3969/j.issn.2095-8471.2018.03.018  
WANG Chengjun, HONG Ling, GAO Ruimin, et al. Current status and challenges of enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2018, 5(3): 102–108. doi: 10.3969/j.issn.2095-8471.2018.03.018
- [7] 潘凌, 方全堂, 段永刚. 低渗油藏非均质性对采收率的影响因素研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 34(3): 111–115. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2012.03.016  
PAN Ling, FANG Quantang, DUAN Yonggang. Mechanism research of the impact of heterogeneity on the low permeability reservoir recovery[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2012, 34(3): 111–115. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2012.03.016
- [8] 孙永鹏, 陈超, 戴彩丽, 等. 特低渗油藏活性流体压驱提高采收率机制[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(6): 141–148. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.06.015  
SUN Yongpeng, CHEN Chao, DAI Caili, et al. Enhanced oil recovery mechanisms of active fluid high-pressure flooding in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(6): 141–148. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.06.015
- [9] 刘创新, 高红艳, 秦德文, 等. 地应力-岩石力学分析在东海低渗透致密砂岩气藏水平井压裂中的应用[J]. *世界石油工业*, 2024, 31(3): 78–89. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.20240429001  
LIU Chuangxin, GAO Hongyan, QIN Dewen, et al. In-situ stress and rock mechanics analysis in the application of hydraulic fracturing for horizontal wells in the low-permeability and tight sandstone gas reservoirs of the East China Sea[J]. *World Petroleum Industry*, 2024, 31(3): 78–89. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.20240429001
- [10] 伍家忠, 韩海水, 王秉合, 等. 低渗透储层油/水/岩相互作用机制及离子匹配提高采收率方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(1): 116–124. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2023.01.012  
WU Jiazhong, HAN Haishui, WANG Binghe, et al. Interaction of reservoir oil/water/rock and EOR method of ion matching in low permeability reservoir[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(1): 116–124. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2023.01.012
- [11] 刘辉, 李楠, 汪周华, 等. 低渗灰岩油藏气水均衡驱替主控参数合理界限及开发效果评价[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(5): 115–121. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.05.012  
LIU Hui, LI Nan, WANG Zhouhua, et al. Reasonable limits of main controlling parameters for balanced displacement by gas-water injection in low permeability limestone reservoirs and their performance evaluation[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(5): 115–121. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.05.012
- [12] 邓晓辉, 许晶禹, 吴应湘, 等. 动态微气泡浮选除油技术研究[J]. *工业水处理*, 2011, 31(4): 89–90. doi: 10.3969/j.issn.1005-829X.2011.04.027  
DENG Xiaohui, XU Jingyu, WU Yingxiang, et al. Research on the technology of oil removal by dynamic state micro-bubbles flotation[J]. *Industrial Water Treatment*, 2011, 31(4): 89–90. doi: 10.3969/j.issn.1005-829X.2011.04.027
- [13] 薛自求, 大隅多加志, 小出仁. 利用弹性波检测多孔质饱和砂岩中的二氧化碳流动状态[J]. *岩石力学与工程学报*, 2003, 22(6): 1002–1007. doi: 10.3321/j.issn:1000-6915.2003.06.021  
XUE Ziqiu, OHSUMI TAKASHI, KOIDE HITOSHI. Seismic wave velocity monitoring of CO<sub>2</sub> migration in porous sandstones saturated with water[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2003, 22(6): 1002–1007. doi: 10.3321/j.issn:1000-6915.2003.06.021
- [14] 汪周华, 范琨鹏, 赵建飞, 等. 非常规储层微纳米孔隙介质中流体相态研究进展[J]. *世界石油工业*, 2024, 31(3): 68–77. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.20231017001  
WANG Zhouhua, FAN Kunpeng, ZHAO Jianfei, et al. Research progress of fluid phase behavior in micro-nano porous media of unconventional reservoirs[J]. *World Petroleum Industry*, 2024, 31(3): 68–77. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.20231017001
- [15] 陈兴隆, 伍家忠, 韩海水, 等. 水气分散体系的超声波振荡生成方法及驱油实验研究[J]. *天然气与石油*, 2021, 39(4): 48–52. doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2021.04.009  
CHEN Xinglong, WU Jiazhong, HAN Haishui, et al. Formation of gas bubble-water dispersion system using ultrasonic vibration method and research on its impact on ultimate oil recovery[J]. *Natural Gas and Oil*, 2021, 39(4): 48–52. doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2021.04.009
- [16] 俞宏伟, 李实, 陈兴隆, 等. 微分散驱油体系流动性能实验评价[J]. *科学技术与工程*, 2013, 13(22): 6426–6429. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2013.22.012  
YU Hongwei, LI Shi, CHEN Xinglong, et al. The evaluation of flow properties for differential oil flooding system[J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(22): 6426–6429. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2013.22.012
- [17] 俞宏伟, 马德胜, 李实, 等. 水气分散体系提高采收率实验研究[J]. *科学技术与工程*, 2013, 13(33): 9946–9949. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2013.33.029  
YU Hongwei, MA Desheng, LI Shi, et al. Experimental study of enhance oil recovery by water-gas dispersion flooding system[J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(33): 9946–9949. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2013.33.029

- [18] ZHU Wenxin, ZHENG Xiuhua, LI Guomin. Micro-bubbles size, rheological and filtration characteristics of Colloidal Gas Aphron (CGA) drilling fluids for high temperature well: Role of attapulgite[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106683. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106683
- [19] LIU Nannan, CHEN Xingdong, JU Binshan, et al. Microbubbles generation by an orifice spraying method in a water-gas dispersion flooding system for enhance oil recovery[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 198: 108196. doi: 10.1016/j.petrol.2020.108196
- [20] 贾忠伟, 杨清彦, 兰玉波, 等. 水驱油微观物理模拟实验研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 2002, 21(1): 46–49, 83. doi: 10.3969/j.issn.1000-3754.2002.01.014  
JIA Zhongwei, YANG Qingyan, LAN Yubo, et al. Experimental study on the process of water-oil displacement with the micro-model[J]. *Daqing Petroleum Geology and Development*, 2002, 21(1): 46–49, 83. doi: 10.3969/j.issn.1000-3754.2002.01.014
- [21] SHI Xingwang, YANG Zhengming, ZHANG Yapu, et al. Experimental study on multilayer waterflooding in low-permeability carbonate reservoirs by NMR[C]. *Chengdu: International Field Exploration and Development Conference*, 2017. doi: 10.1007/978-981-10-7560-5\_13
- [22] 王瑞飞, 孙卫, 杨华. 特低渗透砂岩油藏水驱微观机理[J]. *兰州大学学报(自然科学版)*, 2010, 46(6): 29–33. doi: 10.13885/j.issn.0455-2059.2010.06.012  
WANG Ruifei, SUN Wei, YANG Hua. Micro mechanism of water drive in ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. *Journal of Lanzhou University (Natural Sciences Edition)*, 2010, 46(6): 29–33. doi: 10.13885/j.issn.0455-2059.2010.06.012
- [23] 沈瑞, 赵芳, 高树生, 等. 低渗透纵向非均质油层水驱波及规律实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(4): 91–93, 117. doi: 10.3969/j.issn.1009-9603.2013.04.023  
SHEN Rui, ZHAO Fang, GAO Shusheng, et al. Experimental study on waterflood front and regularity of low permeability longitudinal heterogeneous oil reservoir[J]. *Oil & Gas Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(4): 91–93, 117. doi: 10.3969/j.issn.1009-9603.2013.04.023
- [24] 宋广寿, 高辉, 高静乐, 等. 西峰油田长 8 储层微观孔隙结构非均质性与渗流机理实验[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2009, 39(1): 53–59. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.2009.01.016  
SONG Guangshou, GAO Hui, GAO Jingle, et al. Experimental study on microscopic pore structure heterogeneity and permeation mechanism of Chang 8 reservoir in Xifeng Oilfield[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2009, 39(1): 53–59. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.2009.01.016
- [25] 吴聃, 鞠斌山, 陈常红, 等. 基于微观驱替实验的剩余油表征方法研究[J]. *中国科技论文*, 2015, 10(23): 2707–2710, 2715. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2015.23.003  
WU Dan, JU Binshan, CHEN Changhong, et al. Research on characterization method for residual oil based on microscopic displacement experiments[J]. *China Science and Technology Paper*, 2015, 10(23): 2707–2710, 2715. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2015.23.003
- [26] 邵东波, 谢先奎, 张高源, 等. 超低渗透砂岩油藏微观渗流特征及驱油效率的影响因素[J]. *地球物理学进展*, 2017, 32(4): 1628–1635. doi: 10.6038/pg20170429  
SHAO Dongbo, XIE Xiankui, ZHANG Gaoyuan, et al. Micro-flow characteristics and influencing factors of oil displacement efficiency in ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. *Progress in Geophysics*, 2017, 32(4): 1628–1635. doi: 10.6038/pg20170429
- [27] LI Wen, YU Hongwei, YANG Zhengming, et al. Experimental study on the sweep law of CO<sub>2</sub> miscible flooding in heterogeneous reservoir in Jilin[J]. *Energies*, 2022, 15: 5755. doi: 10.3390/en15155755
- [28] 秦积舜, 韩海水, 刘晓蕾. 美国 CO<sub>2</sub> 驱油技术应用及启示[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(2): 209–216. doi: 10.11698/PED.2015.02.10  
QIN Jishun, HAN Haishui, LIU Xiaolei. Application and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(2): 209–216. doi: 10.11698/PED.2015.02.10
- [29] 孙长宇, 王文强, 陈光进, 等. 注 CO<sub>2</sub> 油气藏流体体系油/水和油/气界面张力实验研究[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2006, 30(5): 109–112. doi: 10.3321/j.issn:1000-5870.2006.05.026  
SUN Changyu, WANG Wenqiang, CHEN Guangjin, et al. Interfacial tension experiment of oil and water, oil and gas for CO<sub>2</sub> injected reservoir fluid system[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2006, 30(5): 109–112. doi: 10.3321/j.issn:1000-5870.2006.05.026
- [30] 王宏, 梁凯强, 杨红, 等. 延长油田低渗透油藏二氧化碳驱油影响因素室内实验研究[J]. *广东化工*, 2017, 44(8): 76–78, 64.  
WANG Hong, LIANG Kaiqiang, YANG Hong, et al. The laboratory investigation of CO<sub>2</sub> flooding influence factors for low-permeability reservoir in Yanchang Oilfield[J]. *Guangdong Chemical Industry*, 2017, 44(8): 76–78, 64.
- [31] 祝春生, 程林松. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱提高原油采收率评价研究[J]. *钻采工艺*, 2007, 30(6): 55–57. doi: 10.3969/j.issn.1006-768X.2007.06.020  
ZHU Chunsheng, CHENG Linsong. Research on CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoir[J]. *Drilling and Production Technology*, 2007, 30(6): 55–57. doi: 10.3969/j.issn.1006-768X.2007.06.020
- [32] 陈兴隆, 韩海水, 李实, 等. CO<sub>2</sub> 启动盲端孔隙残余油的微观特征[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 50–56. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.007  
CHEN Xinglong, HAN Haishui, LI Shi, et al. Microscopic characteristics of residual oil in dead-end pores ini-

- tiated by CO<sub>2</sub>[J]. Oil & Gas Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 50–56. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.007
- [33] 廖长霖, 廖新维, 赵晓亮, 等. 低渗透非均质性油藏扩大波及体积技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(5): 118–122. doi: 10.3969/J.ISSN.1000-3754.2013.05.024  
LIAO Changlin, LIAO Xinwei, ZHAO Xiaoliang, et al. Technique of enlarging the swept volume in low-permeability heterogeneous oil reservoirs[J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2013, 32(5): 118–122. doi: 10.3969/J.ISSN.1000-3754.2013.05.024
- [34] 殷代印, 房雨佳, 辛勇亮. 低渗透油藏改变驱替方向微观机理研究[J]. 特种油气藏, 2017, 24(3): 59–63. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2017.03.011  
YIN Daiyin, FANG Yujia, XIN Yongliang. Study on microscopic mechanism of Changing displacement direction in low-permeability reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3): 59–63. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2017.03.011
- [35] CHEN D K, CHEN Z H, ZHAO Z S, et al. The local resistance of gas-liquid twophase flow through an orifice[J]. International Journal of Heat and Fluid Flow, 2012, 7(3): 231–238. doi: 10.1016/0142-727X(86)90027-5
- [36] WANG Keliang, LI Xue, SUN Shujie, et al. The screening of oil resistant foaming agents and oil displacement effect evaluation of foam flooding[J]. Applied Mechanics and Materials, 2014, 694: 354–358. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMM.694.354
- [37] 王哲, 曹广胜, 白玉杰, 等. 低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 1–13. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.001  
WANG Zhe, CAO Guangsheng, BAI Yujie, et al. Development status and prospect of EOR technology in low-permeability reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 1–13. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.001
- [38] 汪洋, 黄延明, 同鑫, 等. 剩余油研究方法综述[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 14–21. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.002  
WANG Yang, HUANG Yanming, TONG Xin, et al. Review of remaining oil research methods[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 14–21. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.002
- [39] 任梦瑶, 石强, 辛骅志, 等. 砾岩油藏水驱剩余油分布特征及技术对策[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 147–153. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.021  
REN Mengyao, SHI Qiang, XIN Huazhi, et al. Characteristics of remaining oil distribution in conglomerate reservoirs after water flooding and technical countermeasures[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 147–153. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.021
- [40] 刘薇薇, 陈少勇, 曹伟, 等. 不同驱替阶段微观剩余油赋存特征及影响因素[J]. 特种油气藏, 2023, 30(3): 115–122. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.02.014  
LIU Weiwei, CHEN Shaoyong, CAO Wei, et al. Occurrence characteristics and influencing factors of micro remaining oil in different displacement stages[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(3): 115–122. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.02.014

## 作者简介



尚祯浩, 1998年生, 男, 汉族, 陕西宝鸡人, 硕士, 主要从事油气渗流机理方面的研究工作。E-mail: 2426130573@qq.com



伍家忠, 1967年生, 男, 汉族, 湖南澧县人, 教授级高级工程师, 博士, 主要从事油层物理与渗流、低渗油藏提高采收率等方面的研究工作。E-mail: wujiazhong@petrochina.com.cn



熊伟, 1971年生, 男, 汉族, 四川营山人, 高级工程师, 博士, 主要从事低渗透油藏储集层评价、渗流理论和非常规油藏开发等方面的研究工作。E-mail: xiongwei69@petrochina.com.cn



张墨习, 1999年生, 女, 汉族, 河北辛集人, 硕士, 主要从事油气渗流机理方面的研究工作。E-mail: 1157219906@qq.com



陈兴隆, 1974年生, 男, 汉族, 山东济宁人, 高级工程师, 博士, 主要从事油气渗流理论及油层物理实验方面的研究工作。E-mail: chxlhdpu@petrochina.com.cn

编辑: 王旭东

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>