



第十二届全国流体力学学术会议

2022年11月18~21日 陕西 西安

标题：基于 CT 扫描的真实岩心微观剩余油分布研究

作者：杨江山，张琦，杨永飞

单位：中国石油大学（华东）石油工程学院

基于 CT 扫描的真实岩心微观剩余油分布研究¹⁾

杨江山*, 张琦*, 杨永飞*,²⁾

* (中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580)

摘要 陆相砂岩油藏在我国广泛分布, 多年来该类油藏多已进入特高含水期, 但研究表明仍有挖潜潜力, 因此特高含水期油藏剩余油分布特征及深度挖潜措施已成为各大油田重点关注的对象。为更真实、直观、准确地分析河道相砂体特高含水期微观剩余油分布规律及特征, 选取一组具有代表性的正韵律河道相砂体真实岩心, 基于 CT 扫描成像技术, 模拟油藏形成及水驱开采实验。对实验关键节点进行 CT 扫描及数据处理, 得到不同注入孔隙体积时真实岩心内数字化、可视化的油水分布状态。基于剩余油的拓扑形态变化, 划分为 I 类剩余油、II 类剩余油及 III 类剩余油三种类型, 对不同阶段剩余油进行定量分析, 得到各类型剩余油分布变化规律, 明确了特高含水时期各类型剩余油挖潜潜力。结果表明: 网络状剩余油占比随渗透率的降低而减小, 挖潜潜力最大; 多孔状、孤岛状剩余油占比随渗透率的降低而增加, 挖潜潜力次之; 孤立状剩余油占比随渗透率降低而增加, 仍有一定挖潜潜力。特高含水后期, 高渗油层可以通过提高洗油效率, 低渗油层可以通过提高波及系数对油藏进行进一步挖潜。研究内容对特高含水期油藏的进一步挖潜具有指导意义。

关键词 特高含水期; CT 扫描; 河道相砂岩; 微观驱替实验; 剩余油分布

引言

陆相砂岩油藏在我国广泛分布, 如大庆油田是中国最大的大陆相砂岩油田。油田开发过程中, 通常情况下以含水率为标准对油田开发阶段进行划分, 含水率低于 20% 为低含水期, 20%~60% 为中含水期, 60%~90% 为高含水期, 高于 90% 为特高含水期^[1]。多年开发以来, 该类型油田逐渐进入高含水开发阶段甚至是特高含水开发阶段, 如大庆油田、胜利油田和中原油田, 均已进入特高含水开发阶段^[2]。根据室内实验及矿场资料, 该阶段油田仍有挖潜潜力, 合理的增产措施能进一步提高剩余油采出程度, 因此特高含水期油藏剩余油分布特征及深度挖潜措施已成为各大油田重点关注的对象^[3, 4]。油田进入特高含水期后, 剩余油分布复杂, 地层孔隙中油相将从连续相转变为非连续相, 使油田开发难度进一步提升^[5]。如何有效认识、描述特高含水期剩余油分布规律、渗流规律及开发方案调整, 是特高含水阶段油田研究的重点和难点。

微观剩余油研究的常用方法有微观物理模拟和计算机油藏数值模拟两种。微观物理模拟

一般利用可视化的储层微观孔隙网络仿真模型开展实验^[6]。传统的微观剩余油研究方法, 如玻璃刻蚀模型, 只能得到二维条件下的剩余油分布实验结果^[7]。随着研究的深入, 为了更深刻、真实的认识微观剩余油分布规律及特征, 三维条件下进行微观剩余油研究的需求逐渐增加。因此, 近年来 CT 扫描成像技术在国内外已成为岩心分析的常规技术。相较于一般可视化技术, CT 扫描成像技术能无损扫描真实岩心数据, 可以直观表征微米、纳米级岩石孔隙结构以及孔隙内流体分布状态。

目前国内外学者基于 CT 扫描针对微观剩余油做了大量研究^[8-11]。由于真实岩心的取心难度较高, 岩心结构、物性参数相对复杂, 国内外学者通常根据研究目标与研究方向的不同, 有针对性的构造不同类型的人造岩心, 依托人造岩心设计微观驱替实验, 从而进行一系列的分析研究。河道相砂体是陆相砂岩油藏的重要组成部分之一^[12], 我国有相当一部分陆相砂岩油藏以河道相砂体为主, 真实、直观、准确地分析河道相砂体特高含水期微观剩余油分布规律及特征, 对特高含水期油藏的进一步挖潜具有重要意义^[12, 13]。本文将基于 CT 扫描成像

1) 基金资助项目 (国家自然科学基金 NO.52034010)

2) Email: yangyongfei@upc.edu.cn

技术，设计河道相砂体真实岩心微观驱替实验，针对河道相砂体砂岩油藏微观剩余油分布进行研究。

1 微观驱替实验原理与流程

1.1 实验原理

X 射线穿过物体时，会发生反射、折射、衰减等作用。CT 扫描成像技术就是利用 X 射线穿透样品后，通过接收探头接收穿过样品后射线衰减后的射线能量值，再利用射线衰减公式反演出被检测物体密度分布信息射线衰减与被检测物体密度原子数及使用的 X 射线源的强度有关。由 CT 扫描仪发出的 X 射线衰减满足 Beer-Lambert 公式^[14]：

$$I = I_0 e^{-\sum \mu_i x_i} \quad (1-1)$$

式中： I_0 与 I 分别为初始与衰减后的射线强度； μ_i 为组分 i 对 X 射线的衰减系数； x_i 为组分 i 在 X 射线当前路径上的长度。

为保证各扫描节点扫描的是岩心同一位置，使用由聚醚醚酮树脂（PEEK）材料特别定做的岩心加持器固定岩心。聚醚醚酮树脂具有良好的 X 射线透过性、强度高特点，能够有效协助实现良好的 CT 扫描效果。为准确得到不同驱替状态下的微观剩余油分布情况，实验全程处于恒温 20°C 条件完成。实验装置图如图 1 所示。

1.2 实验材料与设备

(1) CT 扫描仪。本次实验所用 CT 设备是由蔡司公司生产的 MicroXCT-400 型 CT 扫描仪，如图 2 所示。该设备 X 射线源最大功率 10W，最

大电压可达到 140kV，配备 0.39 倍、4 倍、10 倍及 20 倍四种射线接收物镜，分辨率最高可达 1 微米。



图 2 MicroXCT-400 型 CT 扫描仪

(2) 岩心样品。本次 CT 扫描驱替实验所用岩心样品为天然河道相砂岩，根据实验装置要求，将标准岩心加工为长度 1.0cm~2.0cm，直径 0.5cm 的实验岩心样品。以渗透率为主要筛选标准，选取 20 块渗透率大小在 $600\mu\text{m}^2 \sim 3000\mu\text{m}^2$ 之间的真实岩心，再从中优选 6 块进行驱替实验，其中，1 号和 2 号岩心为大型河道相砂体岩心，3 号和 4 号岩心为中型河道相砂体岩心，5 号和 6 号岩心为小型河道相砂体岩心。优选岩心具体参数见表 1。

(3) 实验用油及用水。按照研究油藏地层条件流体性质，用白油和煤油按一定比例混合，制备密度为 $0.8\text{g}/\text{cm}^3$ 、粘度为 $9.6\text{mPa} \cdot \text{s}$ 的模拟油，制备密度为 $1.0\text{g}/\text{cm}^3$ 、粘度为 $0.65\text{mPa} \cdot \text{s}$ 、矿化度为 $6778\text{mg}/\text{L}$ 、油水界面张力为 $36\text{mN}/\text{m}$ 的模拟地层水。

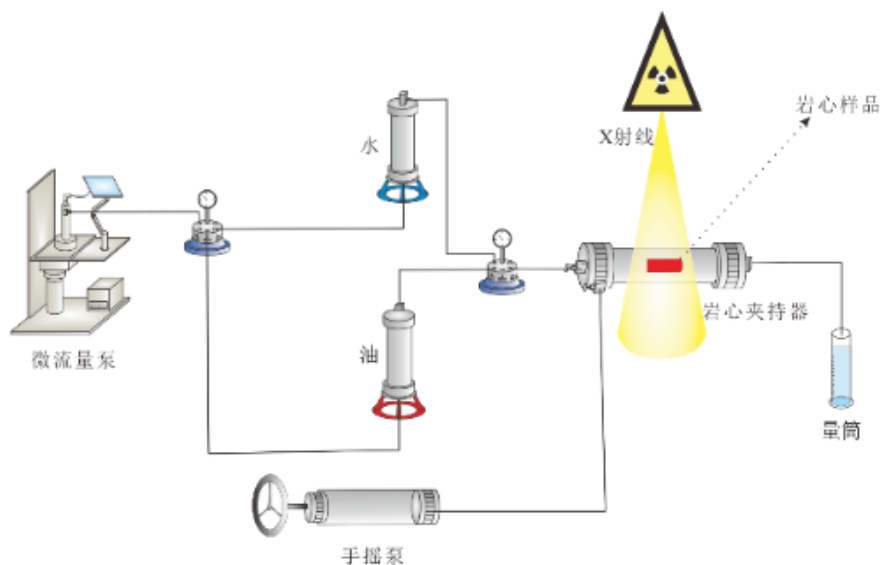


图 1 实验装置图

表1 岩心样品参数

岩心编号	长度 L/cm	直径 D/cm	有效孔隙度 ϕ /%	渗透率 $k/\times 10^{-6}\mu\text{m}^2$	砂体类型
1	5.56	2.48	32.73	2.85	大型河道相砂体
2	6.20	2.52	31.68	2.43	大型河道相砂体
3	5.20	2.52	27.42	2.11	中型河道相砂体
4	5.52	2.48	28.32	1.73	中型河道相砂体
5	4.98	2.48	25.18	1.16	小型河道相砂体
6	6.36	2.50	24.03	0.77	小型河道相砂体

1.3 实验方法与步骤

为保证驱替实验结果尽可能准确，整体实验主要由模拟油藏形成阶段、模拟油藏开发阶段两个阶段组成。模拟油藏形成阶段主要分为干岩样扫描、饱和水以及饱和油三步。通过设置不同驱替节点注入水量，来模拟不同开发阶段。

实验主要步骤如下：

(1) 干岩样扫描。利用线切割技术，对优选的标准岩心进行加工，得到长度为 1.5cm 左右，直径为 0.5cm 的实验岩心样品，并保证样品两端平整，根据所测岩心数据，计算实验岩心样品的孔隙体积 (Pore Volume, PV)。将岩心样品放入 PEEK 加持器中，并固定于合适位置，以保证后续对岩样多次扫描时均扫描同一位置。检查加持器气密性，并通过手摇泵向加持器施加 3MPa 的围压。将岩心加持器固定到 CT 设备样品台上，调整 CT 设备岩心位于扫描镜头正中央，设定对应参数，并对参数进行记录，以确保该岩心后续所有扫描参数一致。

(2) 饱和水。干岩样扫描完成后，将岩心加持器接入驱替装置，将驱替装置设置为水驱模式，开启微流量泵，待出口端见水后，关闭出口端阀门。通过微流量泵观察入口端压力，当入口端压力达到 2MPa 时，关闭微流量泵，保持该状态 5min~10min，打开微流量泵排出多余流体。重复上述操作 2~3 次。将岩心加持器重复上一步操作，核对参数，确保两次扫描参数一致。扫描结束后，对扫描结果进行成像观察，确保孔隙完全被水饱和。

(3) 饱和油。对前一步扫描结果进行成像观察，满足实验要求后，将岩心加持器接入驱替装置，将驱替装置设置为油驱模式，开启为流量泵，待出口端见油后，关闭出口端阀门。通过微流量泵观察入口端压力，当入口端压力达到 1.5MPa 时，关闭微流量泵，保持该状态 5min~10min，打开微流量泵排出多余流体。重

复上述操作 2~3 次。重复 CT 扫描操作。对扫描结果进行处理，得到实验岩心样品含水率在 20%~30% 之间，符合所取岩心现场束缚水饱和度规律，模拟油藏形成阶段完成。

(4) 水驱。模拟油藏形成阶段完成后，将岩心加持器接入驱替装置，将驱替装置设置为水驱模式，开启微流量泵，参考现场数据换算驱替流速，设置水驱速度为 $0.015\text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$ ，出口端压力为大气压。根据步骤 (1) 中计算的岩心样品孔隙体积，结合不同开发阶段特征，设置驱替注入模拟地层水体积为 1PV、5PV、30PV，分别对应油田开发的中含水期、高含水期、特高含水期。每完成一个驱替节点，进行一次扫描操作，每次扫描参数均与步骤 (1) 中扫描参数一致。

2 实验结果分析与讨论

对各步骤扫描结果进行成像处理，将油相从孔隙结构中分割提取出来进行分析。以形状因子为主要分类标准将微观剩余油分为三类。形状因子 S 的计算公式如下：

$$S = \frac{A_{3D}^3}{36\pi A_{CS}^2} \quad (2-1)$$

式中： A_{3D} 是剩余油的表面积； A_{CS} 是剩余油横截面面积。

将 $S < 5$ 的剩余油定义为 I 类剩余油； $5 < S < 20$ 的剩余油定义为 II 类剩余油；将 $S > 20$ 的剩余油定义为 III 类剩余油。其中，I 类剩余油为较难动用的角隅状剩余油、窄缝状剩余油、喉道状剩余油、吸附状剩余油、薄膜状剩余油和相对较易动用的油滴状剩余油；II 类剩余油为较易动用的孤岛状剩余油和多孔状剩余油；III 类剩余油为易动用的网络状剩余油。

2.1 不同阶段剩余油分布情况

模拟油藏开发阶段，大型河道相砂体 1 号、2 号岩心各阶段剩余油饱和度如图 3 所示。1 号岩心中含水期阶段剩余油饱和度为 58.1%，高

含水期阶段剩余油饱和度为 33.9%，特高含水期阶段剩余油饱和度为 21.7%。2 号岩心中含水期阶段剩余油饱和度为 55.8%，高含水期阶段剩余油饱和度为 38.6%，特高含水期阶段剩余油饱和度为 19.2%。

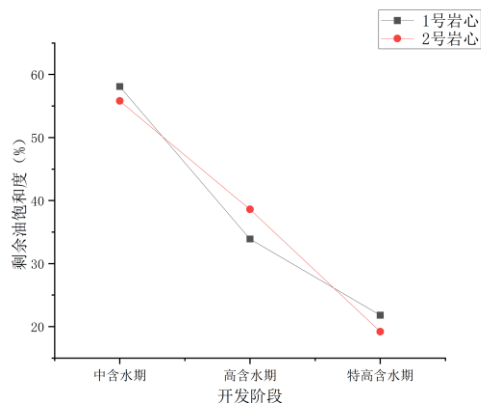


图3 1号、2号岩心剩余油饱和度

中型河道相砂体 3 号、4 号岩心各阶段剩余油饱和度如图 4 所示。3 号岩心中含水期阶段剩余油饱和度为 54.1%，高含水期阶段剩余油饱和度为 35.6%，特高含水期阶段剩余油饱和度为 22.9%。4 号岩心中含水期阶段剩余油饱和度为 52.5%，高含水期阶段剩余油饱和度为 36.0%，特高含水期阶段剩余油饱和度为 21.9%。

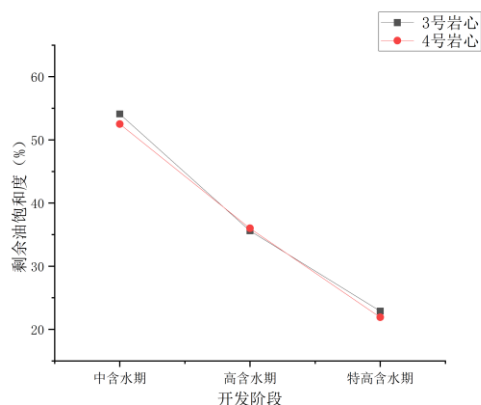


图4 3号、4号岩心剩余油饱和度

小型河道相砂体 5 号、6 号岩心各阶段剩余油饱和度如图 5 所示。5 号岩心中含水期阶段剩余油饱和度为 55.1%，高含水期阶段剩余油饱和度为 30.1%，特高含水期阶段剩余油饱和度为 24.3%。2 号岩心中含水期阶段剩余油饱和度为 57.7%，高含水期阶段剩余油饱和度为 30.7%，特高含水期阶段剩余油饱和度为 23.5%。

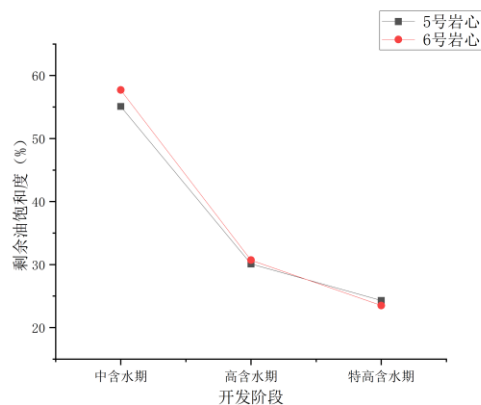


图5 5号、6号岩心剩余油饱和度

2.2 不同类型剩余油分布情况

模拟油藏开发阶段，大型河道相砂体平均各类型剩余油所占比例变化情况如图 6 所示，中型河道相砂体平均各类型剩余油所占比例变化情况如图 7 所示，小型河道相砂体平均各类型剩余油所占比例变化情况如图 8 所示。三类砂体岩心，均呈现 I 类剩余油和 II 类剩余油占比上升、III 类剩余油占比下降的特征。

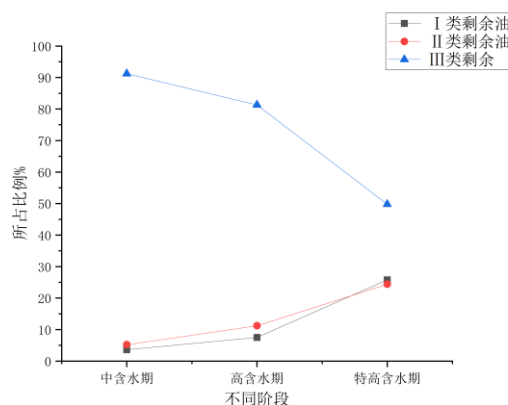


图6 大型河道各类型剩余油变化

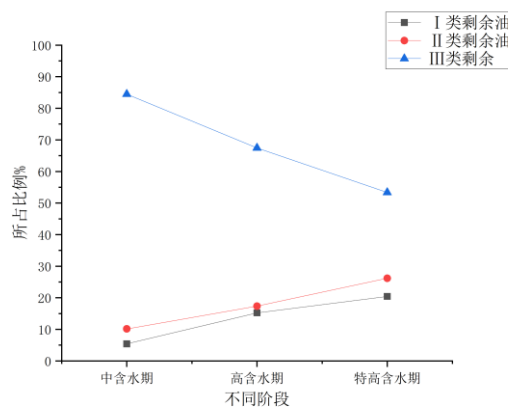


图7 中型河道各类型剩余油变化

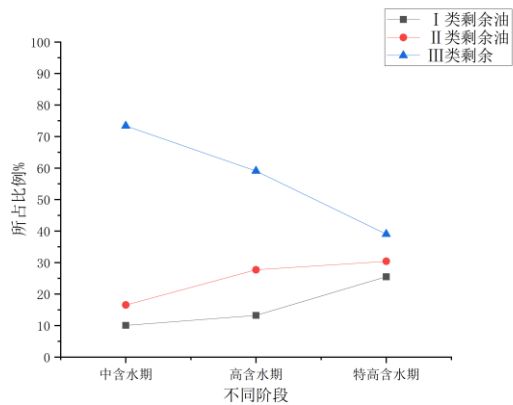


图8 小型河道各类型剩余油变化

从以上几组图表可以得到：1) 随驱替进行，模拟油藏开发阶段由中含水期进入超高含水期，I类剩余油和II类剩余油占总体剩余油比例逐渐上升。其中，高含水期I类剩余油占比20%~30%，大部分剩余油仍属于较易动用和易动用剩余油。2) I类剩余油和II类剩余油占比逐渐上升，相对于III类剩余油较不易动用，但依然有挖潜潜力。3) 随着开发进入特高含水时期，随着渗透率降低，III类剩余油总体占比有所下降，但仍占主导地位，有良好的挖潜潜力。

3 结 论

(1) 随着油田开发从中含水阶段进入特高含水阶段，主要受毛细力和粘滞力影响的网络状剩余油作为挖潜主力被不断采出，并形成其它类型剩余油。进入特高含水阶段后，网络状剩余油仍占主体地位，有良好的挖潜潜力，可以通过注入化学剂等方式提高储层洗油效率，动用剩余油。

(2) 主要受毛细力和粘滞力控制的多孔状和孤岛状剩余油，随开发的不断深入，占比有所上升，依然有不错的挖潜潜力，针对多孔状剩余油和孤岛状剩余油的特征，可以通过注入化学剂提高洗油效率和注入聚合物提高波及系数两种方式综合，进一步采出该类型剩余油。

(3) III类剩余油中，油滴状剩余油主要受毛细力和粘滞力影响，属于较易动用的剩余油，角隅状剩余油、窄缝状剩余油、喉道状剩余油、吸附状剩余油和薄膜状剩余油属于较难动用的剩余油，采取合理的方式依然有一定挖潜潜力。针对III类剩余油，可以通过注入聚合物等方式提高波及系数，进而动用分散的III类剩余油。

参考文献

- 1 陈欢庆, 石成方, 胡海燕, et al. 高含水油田精细油藏描述研究进展 [J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(06): 1311-22.
- 2 王增林, 李鹏, 魏芳, et al. 胜利油田特高含水期化学防砂技术进展 [J]. 油田化学, 2021, 38(03): 560-3.
- 4 XIE Q, ZHANG P, YANG H, et al. Reservoir prediction and combined inversion of P-S waves in oilfields at the ultra-high water cut stage [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2021, 60(4): 604-10.
- 5 曹广胜, 郭达, 裴秀玲, et al. 喇嘛甸二类油层微观剩余油分布特征研究 [J]. 当代化工, 2021, 50(07): 1597-602.
- 6 张琦. 基于数字岩心的砂岩油藏微观剩余油研究 [D]; 中国石油大学(华东), 2016.
- 7 YAN W, SUN J. Analysis of research present situation of microscopic remaining oil [J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(5): 2198-211.
- 8 YANG Y, TAO L, IGLAUER S, et al. Quantitative Statistical Evaluation of Micro Residual Oil after Polymer Flooding Based on X-ray Micro Computed-Tomography Scanning [J]. Energy & Fuels, 2020, 34(9).
- 9 ALESSIO S, QINGYANG L, ABDULLA A, et al. Dynamics of fluid displacement in mixed-wet porous media [J]. Proceedings Mathematical, physical, and engineering sciences, 2020, 476(2240).
- 10 曹永娜. CT扫描技术在微观驱替实验及剩余油分析中的应用 [J]. CT理论与应用研究, 2015, 24(01): 47-56.
- 11 ALIZADEH A H, KHISHVAND M, IOANNIDIS M A, et al. Multi-scale experimental study of carbonated water injection: An effective process for mobilization and recovery of trapped oil [J]. Fuel, 2014, 132.
- 12 王春伟. 辫状河储层非均质性特征与剩余油分布 [J]. 复杂油气藏, 2022, 15(01): 48-52+7.
- 13 HU H. Adjustment measures of remaining oil tapping based on sand body structure [J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(4): 113-20.
- 14 Dong H. Micro-CT imaging and pore network extraction[D]. London: Imperial College, 2007.

STUDY ON RESIDUAL OIL DISTRIBUTION OF REAL CORE BASED ON CT

YANG Jiangshan¹ ZHANG Qi¹ YANG Yongfei¹

(1 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, 266580, PR China)

Abstract Continental sandstone reservoirs are widely distributed in China. Over the years, this kind of reservoirs has entered the ultra-high water cut period, but the research shows that there is still potential to tap. Therefore, the distribution characteristics of remaining oil in ultra-high water cut period and the depth of tap measures have become the focus of major oil fields. In order to more truly, intuitively and accurately analyze the distribution law and characteristics of microscopic remaining oil in the ultra-high water cut period of channel facies sand body, a group of representative real cores of positive rhythmic channel facies sand body were selected to simulate reservoir formation and water flooding recovery experiments based on CT scanning imaging technology. CT scanning and data processing were carried out on the key nodes of the experiment to obtain the digital and visual oil and water distribution in the real core with different injected pore volumes. Based on the topological changes of the remaining oil, the remaining oil can be divided into three types: type I remaining oil, type II remaining oil and type III remaining oil. The remaining oil in different stages is quantitatively analyzed to obtain the distribution variation rule of each type of remaining oil, and the potential exploitation potential of each type of remaining oil in the ultra-high water cut period is clarified. The results show that the proportion of network remaining oil decreases with the decrease of permeability, and the potential is the largest. The proportion of remaining oil in porous and islanding forms increases with the decrease of permeability, followed by potential exploitation. The proportion of isolated remaining oil increases with the decrease of permeability, and there is still a certain potential for exploitation. In the late stage of extra high water cut, the high permeability reservoir can be further exploited by improving the oil washing efficiency, and the low permeability reservoir can be further exploited by improving the sweep coefficient. The research content is of guiding significance for the further exploration of reservoirs in the ultra-high water cut stage.

Key words ultra high water cut, CT scanning, river phase sandstone, microscopic displacement experiments, remaining oil distribution