

江苏低渗透油藏核磁共振剩余油微观实验研究

张顺康¹, 刘炳官², 尤启东³, 林波¹, 孙东升¹, 金勇³

(1. 中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009; 2. 中国石化江苏油田分公司, 江苏 扬州 225009;

3. 中国石化江苏油田开发管理部, 江苏 扬州 225009)

摘要:针对江苏低渗透油藏开发过程中的问题,开展了基于核磁共振二维谱技术的水驱油实验研究,对比分析了不同驱替阶段的油水变化规律。结果表明:在水驱初期,连片状剩余油占主导地位;随着水驱的进行,连片状剩余油体积比例不断降低,而其他三种剩余油比例不断增加,同时,连片状剩余油体积绝对量不断降低;水驱后期,连片状剩余油不再处于主导地位,但其体积绝对量与网络状、孤岛状体积绝对量相当,依旧具有较大的开发潜力。

关键词:低渗透;核磁共振;二维谱;水驱油;剩余油

中图分类号:TE327 **文献标志码:**A

Experimental study of NMR residual oil microscopy in low permeability reservoirs of Jiangsu Oilfield

ZHANG Shunkang¹, LIU Bingguan², YOU Qidong³, LIN Bo¹, SUN Dongsheng¹, JIN Yong³

(1. Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China; 2. Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China; 3. Development Management Department of Jiangsu Oilfield, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

Abstract: Aiming at the problems in the development of low permeability reservoirs in Jiangsu Oilfield, an experimental study of water-driven oil based on nuclear magnetic resonance (NMR) two-dimensional spectroscopy was carried out to compare and analyze the oil-water change laws during different displacement stages. The results show that in the early stage of water flooding, continuous residual oil is dominant. With the progress of water flooding, the volume proportion of continuous residual oil decreases continuously, while the proportion of the other three types of residual oil increases continuously. At the same time, the absolute volume of continuous residual oil decreases continuously. In the later stage of water flooding, the continuous residual oil is no longer in the dominant position, but its absolute volume is comparable to that of the network and isolated island, which still has large development potential.

Key words: low permeability; NMR; two-dimensional spectrum; water displacing oil; residual oil

引用格式:张顺康, 刘炳官, 尤启东, 等. 江苏低渗透油藏核磁共振剩余油微观实验研究[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(2): 199-203.

ZHANG Shunkang, LIU Bingguan, YOU Qidong, et al. Experimental study of NMR residual oil microscopy in low permeability reservoirs of Jiangsu Oilfield[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(2): 199-203.

目前江苏低渗透油藏面临产量递减快、地层能量不足、采出程度低等问题,有必要研究剩余油微观赋存状态,分析水驱油过程中不同类型剩余油动用规律及微观分布特征。现有的微观剩余油研究方法主要采用岩心薄片,采用荧光显微镜、玻璃刻蚀可视化模型、低场核磁共振等技术对岩心薄片中的剩余油进行分析^[1-9]。其中,玻璃刻蚀可视化模型方法孔隙结构与真实岩心存在较大差异,不能真实反映油水三维空间分布。电子显微镜、紫外荧光和激光共聚焦技术等方法由于样品尺寸太小无法获得驱替过程中的剩余油变化规律。核磁共振一维弛豫谱测试方法由于表面弛豫的作用导致岩心

中油水在弛豫谱上相互重叠,无法准确识别水驱油过程中的剩余油变化。而核磁共振二维谱技术^[10]能够提取油水在岩心中分布的关键信息,可以更全面地反映岩心中油水的分布状况,从而为准确描述微观剩余油赋存状态变化提供有效的技术手段。

本次研究将核磁共振二维谱技术与常规水驱油实验相结合,通过分析水驱油过程中的二维谱变

收稿日期: 2022-05-27; 改回日期: 2022-08-24。

第一作者简介: 张顺康(1979—), 博士, 高级工程师, 现从事油藏工程研究。E-mail: zhangsk.jsyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“江苏低品位储量提高采收率技术研究”(P21082)。

化,定量获得不同驱替阶段油水在孔隙中的分布规律,为江苏低渗油藏合理有效开发决策提供依据。

1 核磁共振二维谱剩余油微观实验

核磁共振二维谱剩余油测试的基本原理是通过脉冲序列测量得到信号,然后所得信号反演得到核磁共振二维谱。核磁共振二维谱技术可以得到扩散系数和弛豫时间两项基本参数,再通过对二维谱图进行合理处理和深入分析,进一步得到岩石及流体信息,例如岩心孔隙分布、岩心内流体的量、含水饱和度、含油饱和度,以及剩余油赋存状态等。

由于核磁共振一维谱存在明显的局限性,而核磁共振二维谱技术可以同时获得扩散系数和弛豫时间两项参数,由此反演得到的二维谱比弛豫谱包含更多信息。二维谱不仅可以得到弛豫谱中油水在岩心不同孔径的分布信息,还能更清楚地看到剩余油的变化,包括剩余油在孔隙中的位置变化以及形态变化(见图1)。

因此二维谱相较于一维弛豫谱包含更多信息,在剩余油微观赋存状态研究中更有优势。若在水驱油过程所测二维谱中,对每个弛豫时间统计相关参数,则可根据每个弛豫时间里的扩散系数分布,区分连片、网络、条带或孤岛、油膜状等4种典型的剩余油,并定量计算每种剩余油的含量。

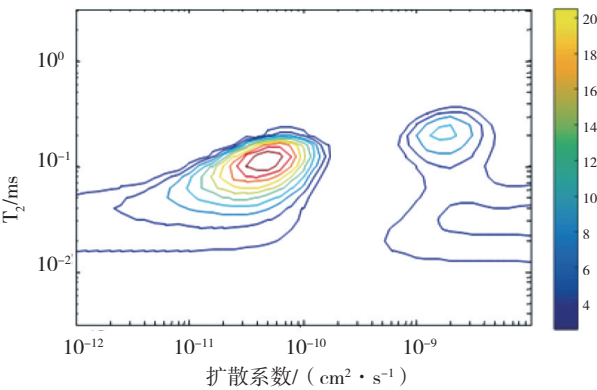


图1 水驱油过程中岩心扩散弛豫二维谱

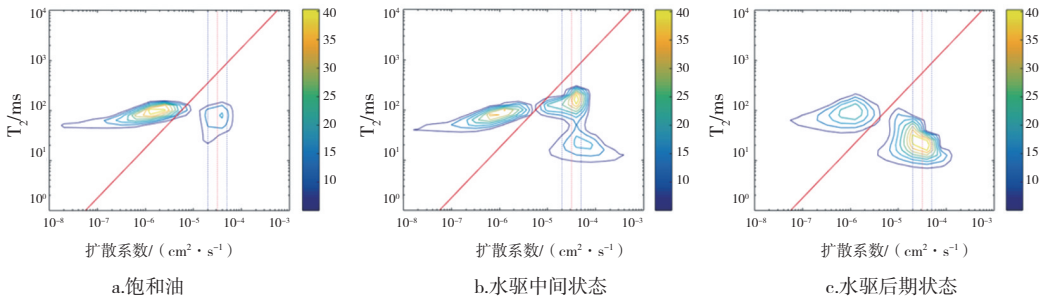


图2 2号岩心不同驱替阶段二维谱

1.1 实验方案设计

1.1.1 实验步骤

(1)烘干称重:洗油后在恒温箱烘干48 h,称干重。

(2)抽真空饱和水,抽真空自吸水,加压25 MPa饱和水,称重并进行核磁扫描。

(3)饱和油:以0.3 mL/min的速度注入白油,直至不出水,记录出水量,进行核磁扫描。

(4)水驱油:以0.3 mL/min注入3% KCl溶液3 PV,进行核磁扫描。

1.1.2 岩心参数

岩心参数见表1。

表1 岩心基本信息

岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
2	2.5	5	19.4	1.7
3	2.5	5	19.8	5.7

1.2 实验结果

1.2.1 2号岩心实验结果

对比饱和油、水驱中间状态、水驱后期状态三个阶段用体积法和二维谱计算的含油饱和度(见表2),不同驱替阶段二维谱如图2所示。

表2 2号岩心不同驱替阶段含油饱和度

驱替阶段	体积法计算的含油饱和度/%	二维谱计算的含油饱和度/%
饱和油	65.24	64.82
水驱中间状态	51.61	50.53
水驱后期状态	25.48	27.71

不同微观剩余油赋存状态下,不同含油饱和度下的剩余油比例如图3所示。

由表2和图3可知,2号岩心渗透率仅为 $0.17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,饱和油可达到64.82%的含油饱和度,驱油效率为57.3%,水驱油后,连片状剩余油含量从61.97%降到26.44%,其余三种剩余油均有增加。

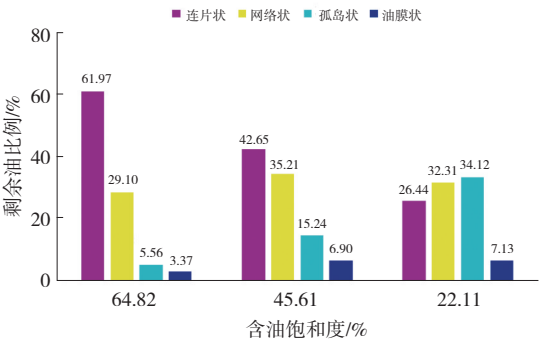


图3 2号岩心不同含油饱和度下的剩余油比例

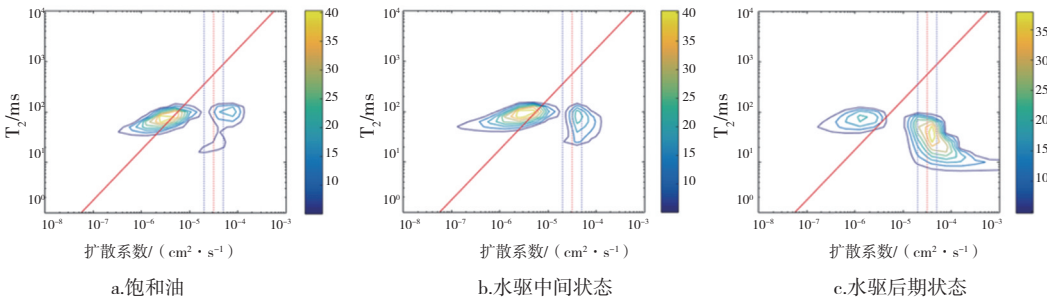


图4 3号岩心不同驱替阶段二维谱

不同微观剩余油赋存状态下,不同含油饱和度下的剩余油比例如图5所示。

由表3和图5可知,3号岩心渗透率高于2号岩心,饱和油状态含油饱和度达到66.7%,驱油效率为63.4%,水驱油后,连片状剩余油含量从72.98%降到27.05%,其余三种剩余油均有增加。

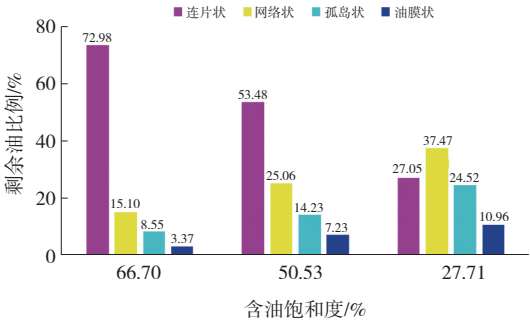


图5 3号岩心不同含油饱和度下的剩余油比例

2 实验结果分析

2.1 孔喉结构分析

根据2,3号岩心在不同微观剩余油赋存状态下的T2谱结果,可以认为:渗透率较高的3号岩心的初始含油饱和度达到了66.7%,略高于2号岩心;水驱油条件下,剩余油饱和度为22.11%,略低于2号岩心;3号岩心驱油效率为63.4%,而2号岩心驱油效率仅为57.3%;在相同孔隙度条件下,渗透率越大

1.2.2 3号岩心实验结果

对比饱和油、水驱中间状态、水驱后期状态三个阶段用体积法和二维谱计算的含油饱和度(见表3),不同驱替阶段二维谱如图4所示。

表3 3号岩心不同驱替阶段含油饱和度

驱替阶段	体积法计算的含油饱和度/%	二维谱计算的含油饱和度/%
饱和油	67.24	66.70
水驱中间状态	47.22	45.61
水驱后期状态	24.48	22.11

其驱油效率越高;3号岩心的初始连片状剩余油体积比例为72.98%,远大于2号岩心的61.97%,说明3号岩心具有更好的孔喉结构,与其较大的渗透率也相对应。

此外,表4的T2谱图像表征参数统计结果也可以进一步说明上述结论:3号岩心的最大弛豫时间大于2号岩心,最小弛豫时间小于3号岩心,说明2号岩心的孔隙尺寸分布更广,孔喉结构差异更大,非均质性更强;2,3号岩心的半弛豫时间相同,谱峰弛豫时间3号岩心更大,说明3号岩心具有较多的半径较大的孔隙;对于T2谱图像所围成的面积,3号岩心更大一些,说明3号岩心具有较大的孔隙度,大孔喉占比多,孔喉结构较好,渗透率较高,与实验前的测定值相符合。

表4 T2谱图像表征参数统计

T2谱图像表征	2号岩心	3号岩心
最大弛豫时间/ms	158.49	199.53
最小弛豫时间/ms	1.58	0.40
半弛豫时间/ms	25.12	25.12
谱峰弛豫时间/ms	31.62	39.81
图像面积/像素	320.75	393.11

2.2 不同驱替阶段对剩余油的影响

图6至图9为不同驱替状态下,不同种类剩余油体积比例及绝对量。随着水驱的进行,出口含水

率增加,岩心含油饱和度不断降低,2号岩心从64.82%降低到22.11%,3号岩心从66.70%降低到27.71%;随着水驱的进行,连片状剩余油体积比例不断降低,而其他三种剩余油比例出现了增加,水驱后期时,连片状剩余油不再处于主导地位。随着水驱的进行,连片状剩余油体积绝对量不断降低,水驱后期连片状剩余油不再处于主导地位,但体积绝对量与网络状和孤岛状体积绝对量相当,依旧具有较大的开发潜力。

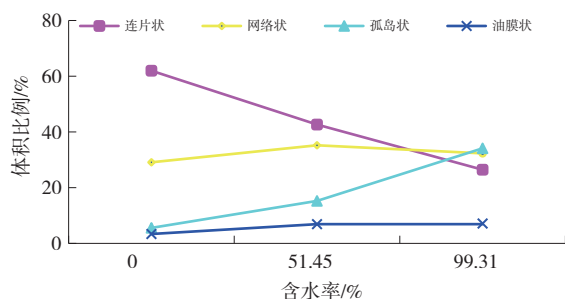


图6 2号岩心不同开发阶段剩余油体积比例

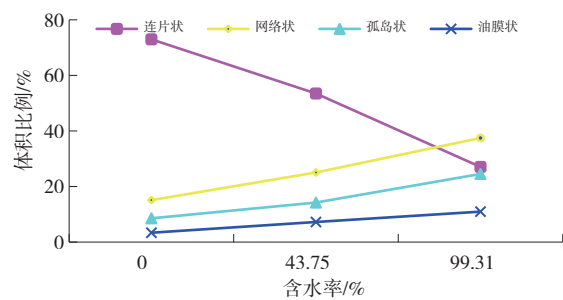


图7 3号岩心不同开发阶段剩余油体积比例

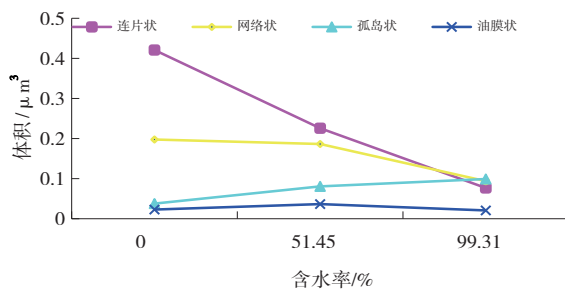


图8 2号岩心不同开发阶段剩余油体积绝对量

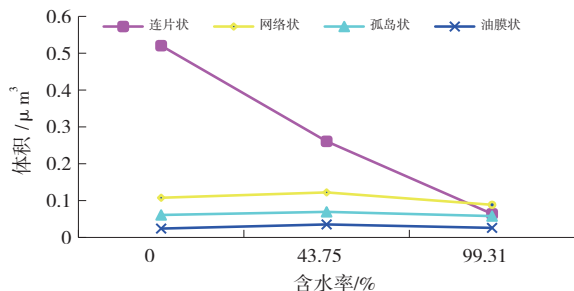


图9 3号岩心不同开发阶段剩余油体积绝对量

2.3 孔喉结构对剩余油的影响

图10至图12为不同驱替状态下2块岩心不同

类型剩余油体积绝对量柱状图,渗透率较高的3号岩心的初始含油饱和度达到了66.7%,略高于2号岩心;水驱油条件下,剩余油饱和度为24.41%,略低于2号岩心;3号岩心驱油效率为63.4%,而2号岩心驱油效率仅为57.3%;在相同孔隙度的条件下,渗透率越大其驱油效率越高;孔喉结构较好的3号岩心的初始连片状剩余油体积为0.52 μm³,远大于2号岩心的0.42 μm³;水驱后期,3号岩心连片状剩余油仅剩0.06 μm³,说明渗透率较大的3号岩心驱替效果更好。

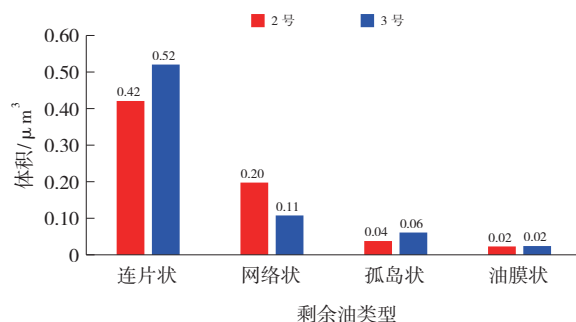


图10 饱和油状态下不同剩余油体积绝对量

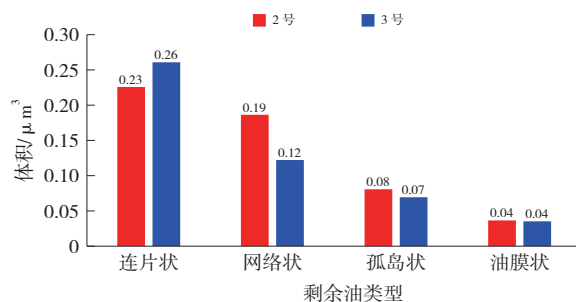


图11 水驱中间状态下不同剩余油体积绝对量

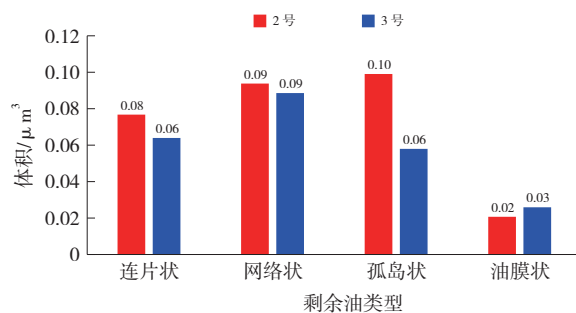


图12 水驱后期状态下不同剩余油体积绝对量

总体来看,在水驱油过程中,成连续相的连片状剩余油被打碎冲刷成非连续相的其他种类剩余油。在水驱后期,岩心中成连续相的连片状剩余油比例仍然在20%以上,依旧具有一定的开采潜力。对于这部分剩余油,可以考虑采用调剖堵水,改变流场等方法进行挖潜;对于动力主要为剪切力的柱状、膜状与滴状流的动用,考虑降低油水表面张力,采用三次采油的方式进行挖潜。

3 结论

(1)T2谱图像表征参数统计结果表明,2号岩心的孔隙尺寸分布更广,孔喉结构差异更大,非均质性更强;3号岩心具有较大的孔隙度,大孔喉占比多,孔喉结构较好,渗透率较高,实验过程中的剩余油分布状态研究也表明3号岩心驱替效果更好。

(2)在水驱初期,连片状剩余油占主导地位;随着水驱的进行,连片状剩余油体积比例不断降低,而其他三种剩余油比例出现了增加,同时,连片状剩余油体积绝对量不断降低;水驱后期连片状剩余油不再处于主导地位,但体积绝对量与网络状和孤岛状体积绝对量相当,依旧具有较大的开发潜力。

参考文献:

- [1] 高亚军,姜汉桥,王硕亮,等. 基于 Level set方法的微观水驱油模拟分析[J]. 中国海上油气,2016,28(6): 59-65.
- [2] 高亚军,姜汉桥,李俊键,等. 基于 Level Set方法的微观窜流特征研究[J]. 科学技术与工程,2017,17(4):

48-54.

- [3] 王瑞飞,孙卫. 特低渗透砂岩微观模型水驱油实验影响驱油效率因素[J]. 石油实验地质,2010,32(1): 93-97.
- [4] 郭小美,孙雷,周涌沂,等. 裂缝性油藏大尺度可视化水驱油物理模拟实验[J]. 特种油气藏,2011,18(3): 109-111.
- [5] 曲岩涛,姜志敏,史京生,等. 水驱油过程的核磁共振二维谱研究[J]. 波谱学杂志,2012,29(1): 51-59.
- [6] 王军,孟小海,王为民,等. 微观剩余油核磁共振二维谱测试技术[J]. 石油实验地质,2015,37(5): 654-659.
- [7] 宋明明,韩淑乔,董云鹏,等. 致密砂岩储层微观水驱油效率及其主控因素[J]. 岩性油气藏,2020,32(1): 135-143.
- [8] 夏惠芬,李文卓,刘洋,等. 弱碱三元驱后剩余油定量分析[J]. 科学技术与工程,2019,19(24):127-131.
- [9] 徐清华. 大庆油田三元复合驱后微观剩余油分布特征[J]. 大庆石油地质与开发,2019,38(4):110-116.
- [10] 曲岩涛,姜志敏,史京生,等. 水驱油过程的核磁共振二维谱研究[J]. 波谱学杂志,2012,29(1): 51-59.

(编辑 谢 葵)

(上接第198页)

参考文献:

- [1] 许建红. 低渗透油藏产能主要影响因素分析与评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2012,34(2): 144-148.
- [2] 孙彦达,王永卓. 大庆外围低渗透油田产能预测影响因素[J]. 石油勘探与开发,2001,28(6):73-76.
- [3] 王秀娟,赵永胜,文武,等. 低渗透储层应力敏感性与产能物性下限[J]. 石油与天然气地质,2003,24(2): 162-166.
- [4] 李红,柳益群,刘林玉. 鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长81低渗透储层成岩作用[J]. 石油与天然气地质,2006,27(2):209-217.
- [5] 何顺利,郑祥克,魏俊之. 沉积微相对单井产能的控制作用[J]. 石油勘探与开发,2002,29(4):72-73.
- [6] 刘晓虹,林畅松,刘俊,等. 低渗透储层产能预测的测井优化建模[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),

2011,33(3):115-120.

- [7] 汪中浩,章成广. 低渗透砂岩储层测井评价方法[M]. 北京:石油工业出版社,2004.
- [8] 彭长水,高文君,李正科,等. 注采井网对水驱采收率的影响[J]. 新疆石油地质,2000,21(4):315-317.
- [9] 朱筱敏,信荃麟,张晋仁. 断陷湖盆滩坝储集体沉积特征及沉积模式[J]. 沉积学报,1994(2):20-28.
- [10] 马英俊. 苏北盆地金湖凹陷阜二段砂岩物性影响因素分析[J]. 石油实验地质,2017,39(4):477-483.
- [11] 赫志兵,汪忠浩,张娟,等. 低孔低渗储层产能评价方法——以东濮凹陷卫城油田为例[J]. 石油天然气学报,2010,32(6):81-86.
- [12] 李太伟,杲春,殷玉平,等. 江苏油田水力压裂裂缝导流能力提高方法实验研究[J]. 石油化工应用,2019,38(1):32-36,58.

(编辑 谢 葵)