

引用格式: 马晓丽, 毕永斌, 蒋明洁, 等. 中低渗油藏高倍数水驱过程中水相渗透率变化特征[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(1): 103-109.

MA Xiaoli, BI Yongbin, JIANG Mingjie, et al. Characteristics of water phase permeability variation in medium-low permeability oil reservoirs during high multiple waterflooding[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 103-109.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.013

## 中低渗油藏高倍数水驱过程中水相渗透率变化特征

马晓丽<sup>1</sup>, 毕永斌<sup>1,2</sup>, 蒋明洁<sup>1</sup>, 李丹<sup>1</sup>, 顾潇<sup>1</sup>

(1. 中国石油冀东油田分公司, 河北唐山 063004; 2. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江大庆 163318)

**摘要:** 冀东油田 G76 断块在注水开发过程中出现注水井注入压力升高, 注水难度增加等问题。为了分析注水过程中储层物性的变化规律, 开展了基于二维核磁共振技术的岩心高倍数水驱实验。对目标油藏岩心进行激光粒度测试分析, 获得岩心的粒度分布; 进行 X 射线衍射矿物含量分析, 获得不同矿物含量占比; 开展基于核磁共振技术的高倍数水驱油实验, 分析储层物性变化规律。研究表明: 岩心 5-1 和岩心 6-1 分别为含中砂粉砂质细砂岩和含粉砂中砂质细砂岩, 其细砂、细粉砂和黏土矿物含量较多。水相相对渗透率及核磁孔隙度随着注水倍数的增加上升到某一高值后呈下降趋势, 核磁  $T_2$  谱中随着注水倍数的增加, 右侧端点值及中、大孔隙对应的曲线左移, 二维图谱中自由水信号强度随着注水倍数的不断增加而增加。注入水由束缚水状态至累计注水倍数为 500 PV 时, 束缚水信号不断增加; 累计注水倍数为 >500~1 000 PV 时, 岩心 5-1 的束缚水信号持续增强而岩心 6-1 的束缚水信号发生减弱。研究认为: 注水前期由于黏土矿物发生微弱的水化作用, 注水后期因受到水的冲刷, 细粉砂粒以及胶结物中的黏土矿物容易脱落运移至喉道处发生堵塞, 对孔隙喉道产生一定损害, 导致水相渗透率降低。研究成果揭示了中低渗油藏注水井出现注水困难和注水压力增大等问题原因, 对有效降低污染、进一步提升注水开发油藏开发效果提供一定的指导。

**关键词:** 中低渗油藏; 水相渗透率; 高倍水驱; 在线核磁; 黏土矿物

中图分类号: TE347

文献标识码: A

### Characteristics of water phase permeability variation in medium-low permeability oil reservoirs during high multiple waterflooding

MA Xiaoli<sup>1</sup>, BI Yongbin<sup>1,2</sup>, JIANG Mingjie<sup>1</sup>, LI Dan<sup>1</sup>, GU Xiao<sup>1</sup>

(1. Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063004, China;

2. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China)

**Abstract:** In fault block G76 of the Jidong Oilfield, issues such as increased injection pressure and difficulty in water injection have arisen during the waterflooding development process. To analyze the variation in reservoir properties during water injection, high multiple waterflooding experiments were conducted on cores using two-dimensional nuclear magnetic resonance (NMR) technology. Laser particle size analysis was performed on the target reservoir cores to obtain particle size distribution, and X-ray diffraction (XRD) analysis was conducted to determine mineral content proportions. High multiple waterflooding experiments based on NMR technology were carried out to analyze reservoir property variations. The results showed that core 5-1 and core 6-1 consisted of medium sand-bearing silty fine sandstone and silt-bearing medium sandy fine sandstone, respectively, with high contents of fine sand, silt, and clay minerals. The relative permeability of the water phase and NMR porosity initially increased with cumulative water injection to a high value and then declined. In the NMR  $T_2$  spectrum, the right endpoint values and the curves corresponding to medium and large pores shifted left as water injection increased. In the two-dimensional spectra, the free water signal intensity increased with cumulative water injection. As the injected water transitioned from bound water to a cumulative injection of 500 PV, the bound water signal continuously increased. When the cumulative injection is beyond 500 and up to 1 000 PV, the bound water signal of core 5-1 continued to strengthen, while that of core 6-1 weakened. The study suggests that, in the early stages of water injection, weak hydration of clay minerals occurs. In the later stages, due to water flushing, fine silt particles and clay minerals in the cement may detach and migrate to pore throats, causing blockage and damage to the pore throat structure, thereby reducing water phase permeability. The findings reveal the reasons for injection difficulty and increased pressure during waterflooding in medium-low permeability oil reservoirs and provide guidance for mitigating contamination and improving the effectiveness of waterflooding development.

**Keywords:** medium-low permeability oil reservoir; water phase permeability; high multiple waterflooding; in-situ NMR; clay minerals

收稿日期: 2024-06-03。

第一作者简介: 马晓丽 (1982—), 女, 硕士, 高级工程师, 从事油气田开发工程研究。地址: 河北省唐山市路北区新华西道中国石油冀东油田分公司, 邮政编码: 063004。E-mail: 86456447@qq.com

基金项目: 国家自然科学基金项目“超低渗透油藏  $CO_2$  强化采油过程中多孔介质相态及微观渗流机理研究” (51974268)。

冀东油田G76断块是典型的层状构造岩性油藏,埋藏深度为2 800~3 000 m,储层非均质性强,中孔中低渗,平均孔隙度为18.1%,平均渗透率为 $58.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油藏目前已经进入高含水阶段,注水开发过程中出现水井注入压力升高,注水难度增加等问题。为了分析注水过程中储层物性的变化规律,开展了基于二维核磁共振技术的岩心高倍数水驱实验。

目前核磁共振技术已较广泛应用于分析水驱过程中流体的分布特征研究。邓瑞健<sup>[1]</sup>采用核磁共振技术进行了天然岩心水驱实验,表明了剩余油主要分布于中、小喉道内。刘红现等<sup>[2]</sup>确立了孔隙半径与横向弛豫时间( $T_2$ )之间的对应关系,精确分析了剩余油在微观孔隙结构中的分布规律。李振涛<sup>[3]</sup>基于流体的扩散系数存在差异的特点,建立了一套用于解析核磁共振二维谱图的模板。王学武等<sup>[4]</sup>将特低渗透物理模拟实验和低磁场核磁共振仪相结合,分析了润湿性、驱替压力以及含水阶段的微观剩余油分布规律的影响。刘凡等<sup>[5]</sup>利用核磁共振成像和 $T_2$ 谱技术,建立了一套用于研究高含水油田在后期水平井挖潜动用规律的实验方法。张振涛等<sup>[6]</sup>基于核磁共振技术研究不同类型油水过渡带中剩余油的启动机理和主要分布状态,在此基础上研究油水过渡带的开发特征。研究表明,气驱对于低渗岩心开发效果明显,并且通过化学驱降低界面张力后小孔隙中的剩余油动用程度增加。徐思越<sup>[7]</sup>通过储层基本特征分析,划分了3类储层,并据此设计实验方案,开展了岩心水驱油模拟实验和核磁共振测试及含油薄片分析,揭示了微观剩余油分布规律。白龙辉等<sup>[8]</sup>对目标页岩样品进行抽提前后、自发渗吸以及加热过程中的核磁共振检测,定量评价页岩异相流体含量、赋存状态以及页岩放置时的流体散失。研究发现在二维核磁谱中,含烃有机质主要分布在纵向弛豫时间大于10 ms的上方,页岩油主要以游离态及吸附态赋存。陈瑶等<sup>[9]</sup>通过改进实验步骤和数据处理的方法,在标准的核磁 $T_2$ 谱的基础之上,增加毛管压力新维度,得到了 $T_2$ - $p_c$ 二维核磁实验图谱,利用核磁共振实验分析了孔隙连通性的问题。

目前关于微粒运移损害研究的实验方法主要以填砂模型和岩心驱替实验为主。景岷雪等<sup>[10]</sup>与李龙等<sup>[11]</sup>通过速敏实验和正反驱替实验判断岩心微粒运移状况,说明了储层中微粒运移是储层损害的主要因素之一。曹宝格等<sup>[12]</sup>运用高压压汞、铸体薄片、X衍射等实验方法,研究了储层黏土矿物类型及含量、微观孔隙结构特征、岩石矿物类型及含量,分析了水驱前后储层特征的变化规律,明确了水驱过程中黏土矿物造成孔隙结构变化。黎晓茸等<sup>[13]</sup>通过多组岩心体积流量实验及正反向流动实验,证明了储层中存在明显的微粒运移现象是导致注水井注水

困难的主要因素之一。李力等<sup>[14]</sup>与崔传智等<sup>[15]</sup>通过驱替实验,证明了储层中的微粒能够导致储层孔隙的堵塞,进而引发储层渗透性降低的现象。

综合国内外相关研究可以看出,核磁共振技术结合水驱油实验开展岩心孔隙中流体赋存特征研究较多,但注水倍数达到1 000倍的研究较少。虽然核磁共振技术具有高精度和无损样品等特点,并且获得的 $T_2$ 谱能够反映岩石孔隙结构与流体赋存状态<sup>[16-18]</sup>,但是孔隙中的残余油、束缚水、可动油、自由水等很难利用一维的 $T_2$ 谱进行区分。二维核磁共振技术是新兴的岩心分析技术,通过核磁共振纵向弛豫时间( $T_1$ )和横向弛豫时间( $T_2$ )可以直观地认识不同孔隙中不同流体的分布状况。

在对目标油藏岩心进行激光粒度测试分析以及X射线衍射矿物含量分析的基础上,开展高倍数水驱油实验,获取不同注水倍数下水相渗透率及二维核磁谱,分析水相渗透率变化特征及原因,为目标油藏注水开发提供技术支撑。

## 1 岩心属性参数

对来自目标区块G76-62井的2块岩心进行分析,岩心5-1和岩心6-1气测孔隙度分别为20.324%、19.761%,克氏气测渗透率分别为 $67.23 \times 10^{-3}$ 、 $113.64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。岩心基础数据如表1所示。

对岩心进行X射线衍射矿物含量测试,测试结果如表2所示。岩心5-1矿物含量最多的是斜长石,占比为38.82%;含量最少的是黄铁矿,占比为0.20%;黏土矿物占比为2.22%。岩心6-1矿物含量最多的是石英,占比为39.79%;含量最少的是白云石,占比为1.81%;黏土矿物占比为2.36%。

表1 岩心基础数据  
Table 1 Core basic data

岩心编号	深度/m	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率(克氏)/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
5-1	2 931.91	3.967	2.540	20.324	67.23
6-1	2 909.39	4.166	2.536	19.761	113.64

表2 岩心X射线衍射矿物含量分析结果  
Table 2 Analysis results of mineral content in cores by X-ray diffraction

岩心编号	%							黏土矿物
	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	赤铁矿	
5-1	37.99	14.77	38.82	3.65	2.05	0.20	0.30	2.22
6-1	39.79	12.63	38.43	4.33	1.81	0.25	0.40	2.36

对2块目标岩心进行激光粒度测试,岩心5-1为含中砂粉砂质细砂岩,其细砂占为31.404%,细粉砂占比达到12.079%,黏土占比为1.998%。岩心6-1为含粉砂中砂质细砂岩,其细砂占比为42.618%,细粉砂占比为8.218%,黏土占比为1.020%,岩心具体粒度分析结果如表3所示。

## 2 高倍数水驱油实验方案

### 2.1 二维核磁谱流体类型划分

核磁共振测试的基础是氢原子与磁场的相互作用,信号量的多少反映了岩心内流体含量的多少<sup>[19-22]</sup>。岩心在饱和水、油以及注水驱替的过程中,由于原油和水中的氢原子核具有核磁矩,核磁矩在外加静磁场的作用下产生能级分裂,此时对岩心施加一定频率的射频场,核磁矩就会发生吸收跃迁,产生核磁共振。随后撤掉射频场,可以接收到一个幅度随时间以值函数衰减的信号。由于孔隙中残余油、束缚水、可动油、自由水等很难利用核磁共振 $T_2$ 谱进行区分这些信息,所以该研究基于二维核磁共振技术与高倍水驱油实验相结合,利用二维核磁共振技术可区分不同孔隙范围内不同流体的分布状况(图1)。

### 2.2 高倍数水驱油方案设计

实验用水来自油田注入水,其矿化度为5 000 mg/L。

表3 岩心激光粒度分析结果

Table 3 Results of laser core particle size analysis %

岩心编号	巨砾	中砾	细砾	粗砂	中砂	细砂	极细砂	粗粉砂	细粉砂	黏土
5-1	0	0	0	0.766	22.012	31.404	12.344	12.390	19.072	1.998
6-1	0	0	0	2.184	22.566	42.618	17.186	6.198	8.218	1.020

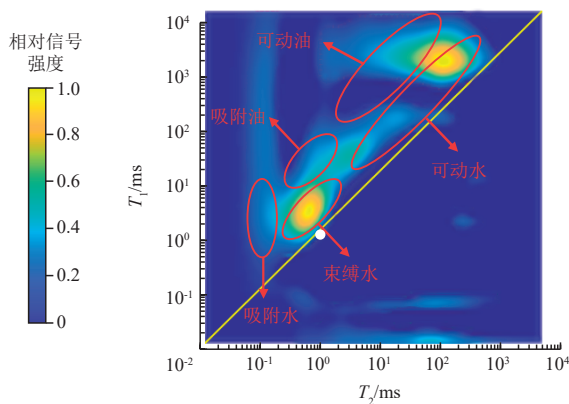


图1 含氢组分核磁共振 $T_1$ - $T_2$ 图谱分布  
Fig. 1 Distribution of NMR  $T_1$ - $T_2$  spectra for hydrogen-bearing components

实验油样为油田提供的原油,其地下原油黏度为1.5 mPa·s。实验方案设计步骤如下:

- 1) 取目标岩心5-1和6-1进行洗油、烘干。
- 2) 测得目标岩心的长度、直径、孔隙度、渗透率。
- 3) 将岩心置于矿化度为5 000 mg/L的地层水中,地层水液面覆盖岩心顶部,利用真空泵抽真空48 h,使实验岩心充分饱和地层水(饱和水阶段)。
- 4) 将岩心置于驱替装置中,用原油驱替饱和地层水的岩心,使岩心饱和油,呈束缚水状态,采集束缚水状态下的二维核磁谱。
- 5) 以1.0 mL/min的恒定流量进行水驱实验,记录出油量、出水量、压力。
- 6) 在累计注水倍数至100、500、1 000 PV时采集二维核磁谱。当累计注水倍数升至1 000 PV时实验结束。
- 7) 依据记录的出水量、压力,计算水相渗透率。

## 3 高倍水驱油过程中水相渗透率变化特征

### 3.1 水相渗透率变化特征

从水相相对渗透率的变化规律(图2)可以看出,随着注水倍数的增加,水相相对渗透率迅速上升到一高值后呈现下降趋势。岩心5-1和岩心6-1的水相相对渗透率分别由 $9.92 \times 10^{-3}$ 、 $4.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 上升至 $12.08 \times 10^{-3}$ 、 $4.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,随后分别持续降至 $3.30 \times 10^{-3}$ 、 $2.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从2块岩心对比来看,岩心5-1的水相相对渗透率的降低幅度远大于岩心6-1的水相相对渗透率的降低幅度。

从岩心注水倍数与核磁孔隙度关系(图3)可以看出。第一阶段(注水倍数0~100 PV)主要是注入水置换岩石孔隙中部分剩余油,并且注水过程中发生水化作用,孔隙中存水量增加,导致核磁孔隙度增大;同时岩心5-1的核磁孔隙度增加幅度大于岩心6-1,与岩心5-1的细粉砂及黏土矿物含量大于岩心6-1是一致的,这也是导致

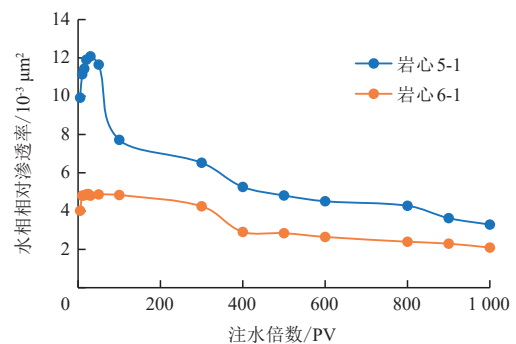


图2 不同注水倍数对应的水相渗透率曲线  
Fig. 2 Water phase permeability curves corresponding to different injection multiples

岩心5-1的水相渗透率降低幅度远大于岩心6-1的水相渗透率降低幅度的原因。在第二阶段(注水倍数为>100~500 PV)以及第三阶段(注水倍数为>500~1 000 PV)中,黏土的水化作用减弱,随注入水的不断冲刷,细粉砂及黏土矿物吸水膨胀后脱落,并在孔隙喉道中产生堆积导致孔隙半径减小,核磁孔隙度及水相渗透率降低。

### 3.2 原因分析

图4、图5分别为岩心5-1和岩心6-1在不同驱替倍数下的核磁 $T_2$ 谱,可以看出岩心油驱水建立束缚水状态

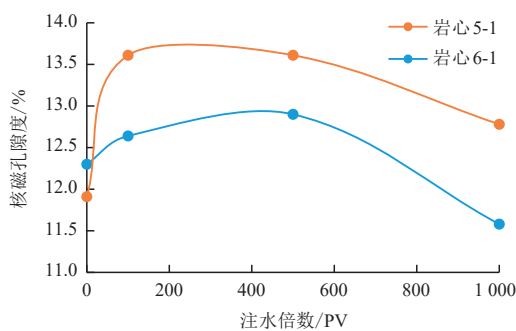


图3 不同注水倍数对应的核磁孔隙度

Fig. 3 NMR porosity curves corresponding to different water injection multiples

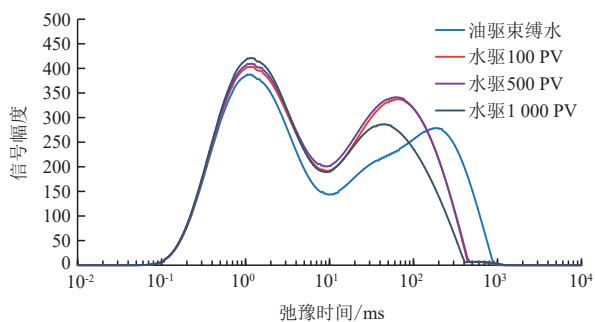


图4 岩心5-1不同注水倍数下 $T_2$ 谱曲线

Fig. 4  $T_2$  spectra curves for core 5-1 at different water injection multiples

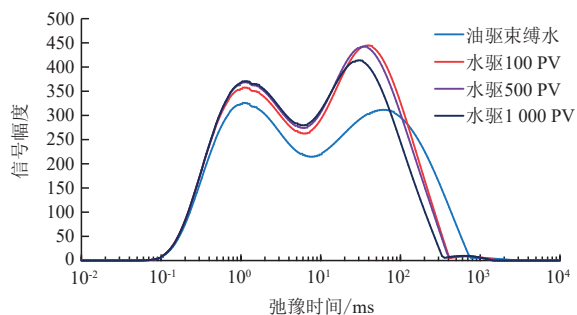


图5 岩心6-1不同注水倍数下 $T_2$ 谱曲线

Fig. 5  $T_2$  spectra curves for core 6-1 at different water injection multiples

时 $T_2$ 谱呈双峰形态。小孔隙( $T_2 < 10$  ms)中随着水的不断注入信号强度不断增大但是增幅较小,而中孔隙( $10 \text{ ms} \leq T_2 \leq 100 \text{ ms}$ )、大孔隙( $T_2 \geq 100 \text{ ms}$ )中由束缚水状态到累计注水倍数100 PV时信号强度增大明显,后续注水的过程中当注水倍数为500 PV信号强度变化幅度较小;但是当注水倍数达1 000 PV时信号强度减弱; $T_2$ 谱右侧端点值及中、大孔隙对应的曲线左移。不同驱替倍数下的核磁 $T_2$ 谱的变化规律说明,注水过程中水优先进入中、大孔隙中,只有很少一部分水进入小孔隙中,所以小孔隙中信号强度增幅较小,中、大孔隙中信号强度变化幅度较大;同时不断注水过程中由于黏土矿物的水化,以及细粉砂和黏土矿物的脱落运移,堵塞中、大孔隙,导致中、大孔隙半径减小,其所占比例降低,含水量降低,从而信号强度降低。

基于核磁共振技术,通过对比不同注水倍数的核磁 $T_2$ 谱覆盖面积,定量计算冀东油田高76断块岩心不同孔隙范围内损害程度。持续注水过程中,当累计注水倍数达一定量后,曲线覆盖面积会有一定程度降低,即岩心孔隙发生堵塞,孔隙半径减小。假设中孔隙范围内损害前的 $T_2$ 谱面积由 $A_1$ 表示,黏土吸水膨胀以及微粒运移伤害后的 $T_2$ 谱面积由 $A_2$ 表示,可计算目标区块岩心孔隙损害程度:

$$I = \frac{A_1 - A_2}{A_1} \times 100\% \quad (1)$$

式中: $I$ 为孔隙损害程度,%; $A_1$ 为损害前的 $T_2$ 谱面积; $A_2$ 为损害后的 $T_2$ 谱面积。

岩心在注水过程中由于颗粒的运移及黏土矿物吸水膨胀后脱落,随水流方向运移至孔隙处沉淀发生堵塞使得孔隙半径减小对孔隙产生一定损害。由岩心不同孔径范围损害程度(表4)可知,在岩心注水过程中,当累计注水倍数达到500 PV时对孔隙产生损害,岩心的损害主要发生在中、大孔径范围内;累计注水倍数1 000 PV时,岩心5-1和岩心6-1的大孔隙范围损害程度分别为16.30%和26.00%,中孔隙范围损害程度分别为11.74%和7.17%,整体孔隙损害程度分别为7.63%和4.90%。

图6、图7分别为岩心5-1和岩心6-1在不同注水倍数下的二维核磁谱,可以看出,2块岩心初始状态下的束缚水强信号度较大且岩石孔隙中存在一定可动剩余油。

表4 岩心不同孔径范围损害程度

Table 4 Degree of damage in different pore size ranges of cores

岩心编号	注水量/PV	小孔隙	中孔隙	大孔隙	整体孔隙
5-1	1 000	0	11.74%	16.30%	7.63%
6-1	1 000	0	7.17%	26.00%	4.90%

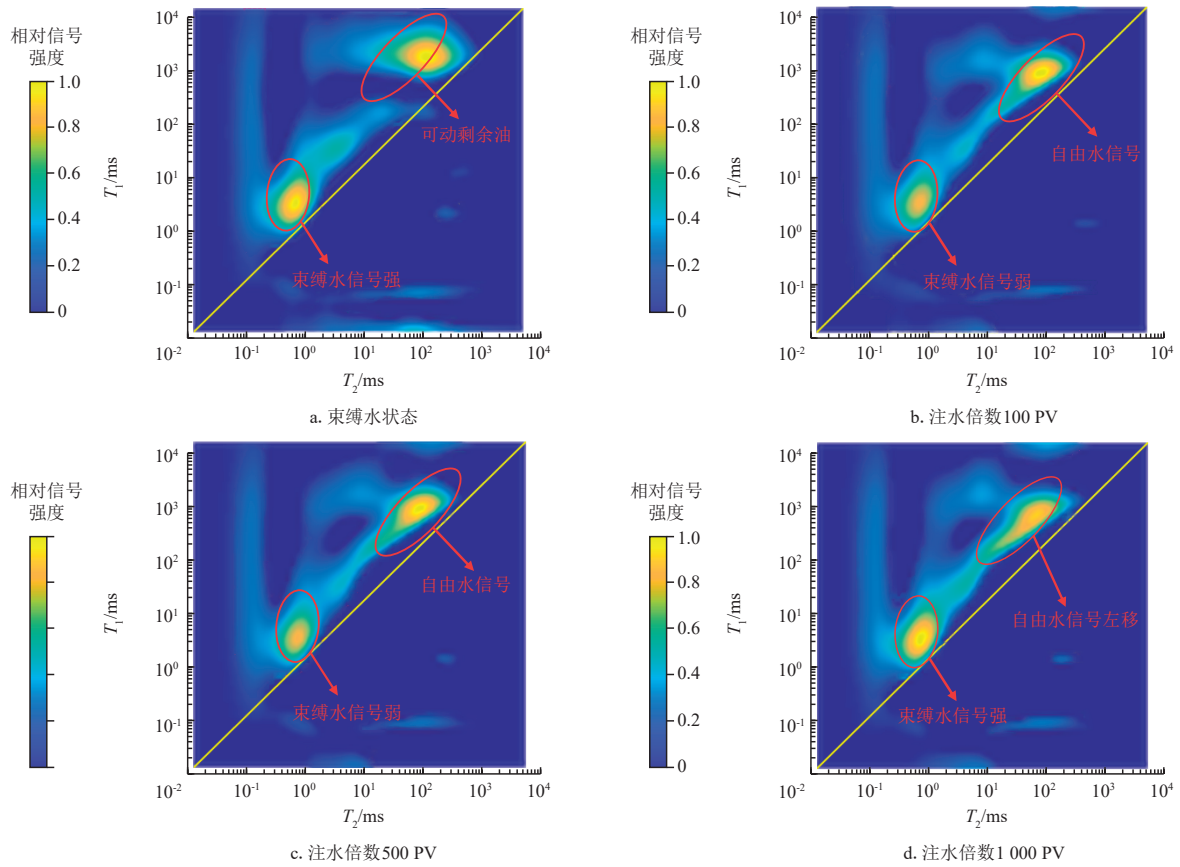


图6 岩心5-1在不同注水倍数下的二维核磁谱

Fig. 6 Two-dimensional NMR spectra of core 5-1 under different water injection multiples

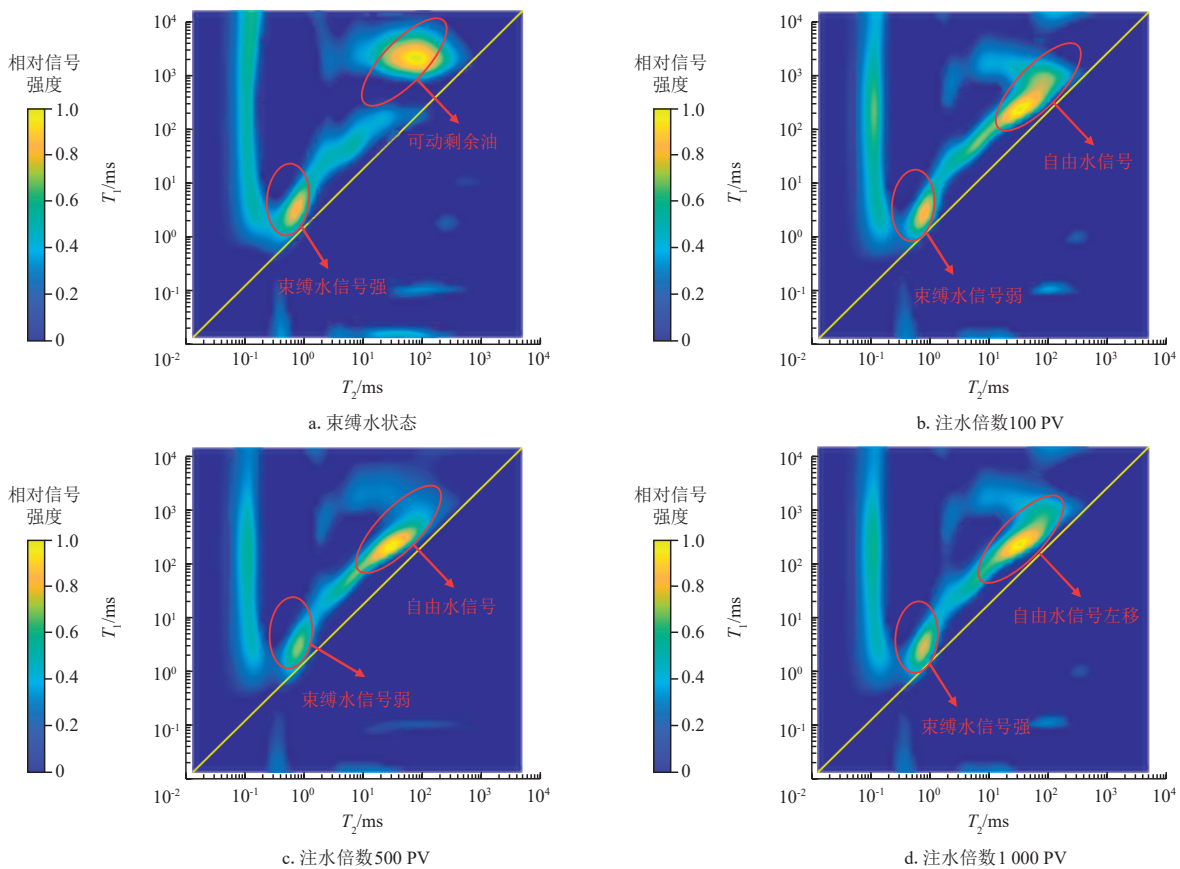


图7 岩心6-1在不同注水倍数下的二维核磁谱

Fig. 7 Two-dimensional NMR spectra of core 6-1 under different water injection multiples

由束缚水状态至累计注水倍数 100 PV 时,由于注入的水优先进入中、大孔隙范围内与原滞留的部分剩余油发生置换,所以累计注水倍数 100 PV 时可动剩余油信号减弱。当累计注水倍数为 >100~500 PV 时,因存在少量黏土矿物水化、脱落以及微粒运移导致水的流动性增强,所以该过程束缚水信号不断减弱,自由水持续增强。当累计注水倍数为 >500~1 000 PV 时,随着注水倍数的不断增加,黏土矿物吸水膨胀后发生大量脱落并且随着水流的方向运移至孔隙喉道处发生堵塞使得孔隙半径减小,大孔隙占比减少,小孔隙占比增多,所以该过程束缚水信号强度增大,自由水信号发生左移。

## 4 结论

在对目标岩心进行 X 射线衍射矿物含量分析及激光粒度分析的基础上,通过核磁共振技术结合高倍水驱油实验得到以下结论:

1) 目标区块属于中低渗油藏,对 2 块岩心进行 X 射线衍射矿物分析和激光粒度分析可知,岩心 5-1 和岩心 6-1 的黏土矿物占比分别为 2.22% 和 2.36%,分别定为含中砂粉砂质细砂岩和含粉砂中砂质细砂岩,开采后期受到长期注水冲刷,细粉砂粒以及胶结物中的黏土矿物容易脱落运移。

2) 高倍数水驱油过程中,2 块岩心的水相相对渗透率先上升后持续降低,驱替结束时水相相对渗透率较低,这是目标区块注水井注水过程中出现出水压力增大,注水困难的主要原因。

3) 通过水驱油过程中不同注水倍数下的核磁孔隙度、核磁  $T_2$  谱以及二维核磁谱图的分析,认为在早期注水过程中发生了黏土矿物的水化作用,随注入水的不断冲刷,细粉砂以及黏土矿物吸水膨胀后颗粒脱落,并运移至喉道处产生沉淀堵塞导致水相渗透率降低。

### 参考文献

- [1] 邓瑞健. 核磁共振技术在水驱油实验中的应用[J]. 断块油气田, 2002, 9(4): 33-37.  
DENG Reijian. Application of nuclear magnetic resonance imaging technology in water driving oil experiment[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2002, 9(4): 33-37.
- [2] 刘红现, 许长福, 胡志明. 用核磁共振技术研究剩余油微观分布[J]. 特种油气藏, 2011, 18(1): 96-97.  
LIU Hongxian, XU Changfu, HU Zhiming. Research on microcosmic remaining oil distribution by NMR[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(1): 96-97.
- [3] 李振涛. 利用核磁共振二维谱技术研究岩心含油饱和度[D]. 北京: 中国科学院大学, 2011.  
LI Zhenhao. Using two dimensional NMR technology to research core oil saturation[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2011.
- [4] 王学武, 杨正明, 李海波, 等. 利用核磁共振研究特低渗透油藏微观剩余油分布[J]. 应用基础与工程科学学报, 2013, 21(4): 702-709.  
WANG Xuewu, YANG Zhengming, LI Haibo, et al. Microscopic distribution of remaining oil of ultra-low permeability reservoir by using NMR technique[J]. Journal of Basic Science and Engineering, 2013, 21(4): 702-709.
- [5] 刘凡, 姜汉桥, 张贤松, 等. 基于核磁共振的水平井开发孔隙动用机理研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(6): 99-103.  
LIU Fan, JIANG Hanqiao, ZHANG Xiansong, et al. Study on the mechanism of horizontal well development based on NMR[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(6): 99-103.
- [6] 张振涛, 姜汉桥. 核磁共振方法研究油水过渡带驱替特征[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(4): 54-57.  
ZHANG Zhenhao, JIANG Hanqiao. Displacement characteristics of oil-water transition zones through nuclear magnetic resonance[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(4): 54-57.
- [7] 徐思越. 低渗透油藏微观剩余油分布研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.  
XU Siyue. Study on microscopic remaining oil distribution in low permeability reservoirs[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [8] 白龙辉, 柳波, 迟亚奥, 等. 二维核磁共振技术表征页岩所含流体特征的应用——以松辽盆地青山口组富有机质页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1389-1400.  
BAI Longhui, LIU Bo, CHI Ya'ao, et al. 2D NMR studies of fluids in organic-rich shale from the Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1389-1400.
- [9] 陈瑶, 张宫, 郑国庆, 等.  $T_2-P_c$  二维核磁共振岩心测试技术与应用[J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 549-556.  
CHEN Yao, ZHANG Gong, ZHENG Guoqing, et al. Core testing technology with  $T_2-P_c$  two-dimensional nuclear magnetic resonance and its application[J]. Petroleum Experimental & Geology, 2021, 43(3): 549-556.
- [10] 景岷雪, 罗丽琼. 储层中微粒运移现象的实验判断[J]. 天然气勘探与开发, 2005, 28(2): 50-53.  
JING Minxue, LUO Liqiong. Experimental judgement of reservoir particle migration phenomenon[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2005, 28(2): 50-53.
- [11] 李龙, 鞠斌山, 江怀友, 等. 油层微粒运移及其对储层物性的影响[J]. 中外能源, 2011, 16(12): 50-54.  
LI Long, JU Binshan, JIANG Huaiyou, et al. Fine grain migration and its effects on the physical properties of oil formations[J]. Sino-Global Energy, 2011, 16(12): 50-54.
- [12] 曹宝格, 韩永林, 余永进, 等. 马岭油田南二区延 9 油藏注水开发储集层特征变化研究[J]. 新疆地质, 2019, 37(3): 373-377.  
CAO Baoge, HAN Yonglin, YU Yongjin, et al. Study on reservoir characteristics change in waterflooding development in Yan 9 reservoir of Nan2 district of Maling Oilfield[J]. Xinjiang Geology, 2019, 37(3): 373-377.
- [13] 黎晓茸, 杨立华, 李大建, 等. 西峰油田注水引起的微粒运移实验研究[J]. 断块油气田, 2008, 15(2): 81-82.  
LI Xiaorong, YANG Lihua, LI Dajian, et al. Experiment research on particulate movement caused by water injection in Xifeng Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2008, 15(2): 81-82.

- [14] 李力,孙杰,陈伟华,等.四川盆地二叠系玄武岩储层微粒运移损害机理研究[J].河南科学,2021,39(3):403-411.  
LI Li, SUN Jie, CHEN Weihua, et al. Study on the mechanism of particle migration damage in permian basalt reservoirs in Sichuan Basin[J]. Henan Science, 2021, 39(3): 403-411.
- [15] 崔传智,韦自健,刘力军,等.低矿化度水驱中的微粒运移机理及其开发效果[J].工程科学学报,2019,41(6):719-730.  
CUI Chuazhi, WEI Zijian, LIU Lijun, et al. Mechanism of fines migration in low-salinity waterflooding and its development effect[J]. Chinese Journal of Engineering, 2019, 41(6): 719-730.
- [16] 何雨丹,毛志强,肖立志,等.核磁共振 $T_2$ 分布评价岩石孔隙分布的改进方法[J].地球物理学报,2005,48(2):737-742.  
HE Yudan, MAO Zhiqiang, XIAO Lizhi, et al. An improved method of using NMR  $T_2$  distribution to evaluate pore size distribution[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2005, 48(2): 737-742.
- [17] 王翼君,李雪梅,沈建军,等.油气储层孔隙结构核磁共振分析局限性探讨[J].油气藏评价与开发,2016,6(4):44-52.  
WANG Yijun, LI Xuemei, SHEN Jianjun, et al. Discuss on the limitation of nuclear magnetic resonance method for the analysis of reservoir porosity structure[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2016, 6(4): 44-52.
- [18] 任晓娟.低渗砂岩储层孔隙结构与流体微观渗流特征研究[D].西安:西北大学,2006.  
REN Xiaojuan. Pore structure of low permeability sand rock and fluid flowing characteristics[D]. Xi'an: Northwest University, 2006.
- [19] MITCHELL J, GLADDEN L F, CHANDRASEKERA T C, et al. Low-field permanent magnets for industrial process and quality control[J]. Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy, 2014, 76.
- [20] 范宜仁,刘建宇,葛新民,等.基于核磁共振双截止值的致密砂岩渗透率评价新方法[J].地球物理学报,2018,61(4):1628-1638.  
FAN Yiren, LIU Jianyu, GE Xinmin, et al. Permeability evaluation of tight sandstone based on dual  $T_2$  cutoff values measured by NMR[J]. Chinese Journal of geophysics, 2018, 61(4): 1628-1638.
- [21] 王赞惟.鄂尔多斯盆地东缘临兴地区盒8段储层微观孔隙结构及渗流特征[J].非常规油气,2020,7(1):59-64.  
WANG Zanwei. Microscopic pore structure and the seepage characteristics in tight sandstone reservoir of the 8th member of lower Shihezi Formation in Linxing area of East Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(1): 59-64.
- [22] 李楚雄,申宝剑,卢龙飞,等.松辽盆地沙河子组页岩孔隙结构表征:基于低场核磁共振技术[J].油气藏评价与开发,2022,12(3):468-476.  
LI Chuxiong, SHEN Baojian, LU Longfei, et al. Pore structure characterization of Shahezi Formation shale in Songliao Basin: Based on low-field nuclear magnetic resonance technology[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 468-476.

(编辑 顾丽媛)

(上接第102页)

- [20] 辛翠平,王永科,徐云林,等.修正的流动物质平衡法计算致密气藏动态储量[J].特种油气藏,2018,25(2):95-98.  
XIN Cuiping, WANG Yongke, XU Yunlin, et al. Tight gas reservoir dynamic reserve calculation with modified flowing material balance [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 95-98.
- [21] 张雨薇,王晓冬.气藏流动物质平衡方法的不适用性[J].特种油气藏,2016,23(1):120-122.  
ZHANG Yuwei, WANG Xiaodong. Inapplicability of flowing material balance method in gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 120-122.
- [22] 黄家宸,张金川.机器学习预测油气产量现状 [J]. 油气藏评价与开发,2021,11(4):613-620.  
HUANG Jiachen, ZHANG Jinchuan. Overview of oil and gas production forecasting by machine learning[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 613-620.
- [23] 陈玉祥,马发明,王霞,等.凝析气藏物质平衡方程计算新方法[J].天然气工业,2005(2):104-106.  
CHEN Yuxiang, MA Faming, WANG Xia, et al. New calculation method of material equilibrium equation for condensate reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2005(2): 104-106.
- [24] 鹿克峰,程超逸.定容凝析气藏动态储量计算简易新方法[J].中国海上油气,2021,33(5):100-106.  
LU Kefeng, CHENG Chaoyi. A new simple method for calculating dynamic reserves of constant volume condensate gas reservoir[J]. China Off-shore Oil and Gas, 2021, 33(5): 100-106.
- [25] 王娟,郭平,王芳,等.物质平衡法计算缝洞型凝析气藏动态储量 [J]. 特种油气藏,2015,22(4):75-77.  
WANG Juan, GUO Ping, WANG Fang, et al. Calculation of dynamic reserves in fracture-cavity gas condensate reservoirs with material balance method[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 75-77.
- [26] 王怒涛,陈仲良,祝明谦,等.基于质量守恒原理的凝析气藏单井动态储量计算[J].天然气地球科学,2018,29(3):424-428.  
WANG Nutao, CHEN Zhongliang, ZHU Mingqian, et al. Dynamic reserve calculation of single well in condensate gas reservoirs based on a principle of mass conservation[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(3): 424-428.
- [27] FETKOVICH M D, GUERRERO E T, FETKOVICH M J, et al. Oil and gas relative permeabilities determined from rate-time performance data[C]// Paper SPE-15431-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 1986.
- [28] WALSH M P, LAKE L W. A generalized approach to primary hydrocarbon recovery[M]. Amsterdam: Elsevier, 2003: 256-289.
- [29] FEVANG Ø, WHITSON C H. Modeling gas-condensate well deliverability[J]. SPE Reservoir Engineering, 1996, 11(4): 221-230.
- [30] COX S, SUTTON R, BLASINGAME T. Errors introduced by multiphase flow correlations on production analysis[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006(5): 132-138.

(编辑 徐佩)