

# 利用CT扫描研究低渗透砂岩低速水驱特征

莫邵元<sup>1</sup>, 何顺利<sup>1</sup>, 谢全<sup>2</sup>, 栾国华<sup>3</sup>, 盖少华<sup>1</sup>, 雷刚<sup>1</sup>

1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

3. 中国石油安全环保技术研究院, 北京 102200

**摘要** 利用CT扫描技术、核磁共振技术(NMR)和恒速压汞,研究了低渗透砂岩岩心微观孔隙结构及低速水驱特征,讨论了束缚水和流速对水驱特征的影响。研究结果发现,低流速情况下由于沿程阻力差异较小,岩心内部产生类活塞式驱替,油水界面十分清晰,两相区域十分狭窄,含水饱和度剖面十分陡峭且几乎与运动方向垂直。在低速驱替过程中,水相直接通过大孔隙而把大量的剩余油封闭在中小孔隙当中,而且一旦注入水突破,靠增加注入速度及注入时间无法降低剩余油含量。这是因为岩心高孔隙比使得卡断和绕流效应增强,导致采出程度非常低下。与无束缚水相比,束缚水的存在改善了油相的流动性,且类活塞式驱替使得稳定的隔断无法形成,从而提高了驱油效率。

**关键词** CT扫描技术;核磁共振;恒速压汞;低渗透油藏;类活塞式驱替

**中图分类号** TE348

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.05.006

## Low rate waterflooding in low permeability sandstones with CT scanning

MO Shaoyuan<sup>1</sup>, HE Shunli<sup>1</sup>, XIE Quan<sup>2</sup>, LUAN Guohua<sup>3</sup>, GAI Shaohua<sup>1</sup>, LEI Gang<sup>1</sup>

1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

3. China Petroleum Safety and Environmental Protection Institute of Technology, Beijing 102200, China

**Abstract** Pore structure of low permeability sandstones and characteristics of the corresponding low rate waterfloods have been investigated in virtue of CT scanning technology, nuclear magnetic resonance and rate-controlled mercury. The paper also addressed the effects of initial water and flow rate on characteristics of waterfloods. It was found that low rate can induce quasi-piston-like displacement where the saturations profile was steep and almost vertical to the forward direction and the water front was narrow and distinct. The reason for this flooding pattern may be the non-pronounced differences of flooding resistances. Notably, water passed directly through large pores and immediately blocked considerable oil in small and middle pores to be residue, though water was preferential to those pores. Moreover, once water breaks through, increasing flooding rate or flooding time hardly reduces the oil remaining inside the samples. It brings a low oil recovery probably due to the high pore-throat ratio which may result in enhancement of bypassing and snap-off. The results confirmed that the presence of initial water enhanced sweep efficiency substantially. On one hand, because water had previously occupied the small pores, the subsequent oil can only invade relatively large pores and became more movable. On the other hand, stable collars cannot form due to the steep front, which may suppress the snap-off.

**Keywords** CT scanning; nuclear magnetic resonance; rate-controlled mercury; low permeability reservoirs; quasi-piston-like displacement

收稿日期:2014-10-14;修回日期:2014-12-24

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05013-006)

作者简介:莫邵元,博士研究生,研究方向为油藏工程与渗流力学,电子信箱:Stanley\_msy@163.com

引用格式:莫邵元,何顺利,谢全,等.利用CT扫描研究低渗透砂岩低速水驱特征[J].科技导报,2015,33(5):46-51.

低渗透砂岩油藏目前常用注水的方式进行开发生产,目前存在的主要问题是,当注入水从井底突破之后,油井含水上升率快,产油量迅速降低甚至无法产油,即使通过提高注入量也无法提高产油量。因此,开展低渗透岩心微观驱替机理及特征研究十分重要。与中高渗透岩心相比,低渗透储层具有孔喉细小、渗透率低和孔喉比高等特点,使得驱替过程中毛管效应要比中高渗透岩心强烈。低渗透储层两相驱替过程中毛管力多体现为阻力,驱替流体在驱替力、毛管力的共同作用下进入大小不同的孔隙,进而产生卡断效应、贾敏、绕流效应等一系列毛管阻力效应<sup>[1,2]</sup>。毛管阻力特征十分复杂,是流体的性质、表面张力、润湿角、孔隙介质的润湿性、孔隙颗粒的分布、孔隙尺度的非均质性等多因素影响的结果。在常规驱替实验中,宏观描述无法真实反映微观的驱替机理,而且为抑制毛管效应,常规驱替实验通常以高流速或大压力梯度进行,而这与油藏实际情况相背离。CT扫描技术及核磁共振自20世纪80年代引进石油行业,在国外已作为常规测试技术,广泛用于岩心描述、岩心的非均质性测定、岩心样品处理和裂缝定量分析等方面<sup>[3,4]</sup>。岩心驱替实验结合此类技术,不仅能够从微观的角度对驱替机理进行更好地解释,而且大大降低了实验条件,诸如驱替压力、驱替压差的限制,进行更符合油藏情况的驱替实验。为此,本文利用CT扫描技术、核磁共振(NMR)及恒速压汞,通过得到含水饱和度变化历史、岩心中流体分布特征及岩心孔喉结构,从微观角度分析束缚水及流速对低渗透砂岩低速水驱特征的影响。

## 1 CT岩心扫描技术

### 1.1 CT扫描成像原理

CT扫描成像技术以Beer's定理为基础,即X-ray射线穿透一个物体时,大部分光线能穿透物体,部分光束会被吸收或反射掉。射线强度与物体的密度在射线穿透物体后有<sup>[5,6]</sup>:

$$I = I_0 \times \exp(-\mu h) \quad (1)$$

式中, $I$ 为未衰减之前的射线强度; $I_0$ 为透过物体后的射线强度; $\mu$ 为射线衰减系数; $h$ 为透过物体的厚度。其中,衰减系数与物质的密度和原子数有关:

$$\mu = \rho(a + b \cdot Z^{3.8}/E^{3.2}) \quad (2)$$

式中, $\rho$ 为体积密度; $a$ 、 $b$ 为Klein-Nishina常数; $Z$ 为物质的有效原子系数; $E$ 为射线的能量。若X-ray射线沿其通路穿过长度为 $L$ 的 $n$ 个单元,令每个单元的长度相同均为 $dx$ ,则有

$$\ln\left(\frac{I}{I_0}\right) = dx \sum \mu_i \quad (3)$$

对每个位置进行扫描可采集到一组一维的投影数据,再结合转动或平移改变射线源的位置,就可得到许多方向上的投影数据。采用由式(1)~式(3)构成的衰减系数的多元一次方程组,经过迭代运算,可得到衰减系数的断面分布,从而得到不同方向的CT投影。本实验采用第5代X-ray CT装置,具有较高精度,能够满足实验要求。

### 1.2 就地饱和度计算方法

首先对干燥岩心进行CT扫描,岩心饱和流体后再进行CT扫描。对比干燥岩心及饱和流体后岩心的CT值,进行岩心孔隙度的求解<sup>[5,6]</sup>。

干燥岩心的CT值:

$$CT_{dry} = (1 - \phi)CT_{grain} + \phi \cdot CT_{air} \quad (4)$$

饱和单相流体的岩心的CT值:

$$CT_{saturated} = (1 - \phi)CT_{grain} + \phi \cdot CT_{phase1} \quad (5)$$

式中, $CT_{dry}$ 、 $CT_{saturated}$ 、 $CT_{air}$ 、 $CT_{phase1}$ 分别为干燥岩心、饱和流体岩心、空气、饱和流体的CT值。则由式(4)和式(5),岩心孔隙度为

$$\phi = \frac{CT_{saturated} - CT_{dry}}{CT_{phase1} - CT_{air}} \quad (6)$$

在两相驱替过程中,进行CT扫描。当岩心内部存在两种流体时,则岩心的 $CT_{two}$ 值为

$$CT_{two} = (1 - \phi)CT_{grain} + \phi \cdot S_{phase1} \cdot CT_{phase1} + \phi \cdot (1 - S_{phase1}) \cdot CT_{phase2} \quad (7)$$

式中, $CT_{phase2}$ 为驱替相的CT值。由式(7)和式(5)得到在扫描断面上的被驱替相饱和度为

$$1 - S_{phase1} = \frac{1}{\phi} \frac{CT_{saturated} - CT_{two}}{CT_{phase1} - CT_{phase2}} \quad (8)$$

## 2 实验准备及过程

### 2.1 实验岩心与流体

实验所用砂岩岩心为取自华庆地区鄂尔多斯盆地的亲水露头岩心,岩心渗透率在 $0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,其孔隙度差异并不明显,平均为12%,实验岩心基本物性如表1所示,每块岩心事先切出2 cm左右的小块用于恒速压汞。在驱替实验中,被驱替相为煤油,其室温下的黏度为1.25 mPa·s,密度为0.8 g/mL,驱替相则选择用标准盐水。两种流体的CT值差异越大则CT扫描结果越精确<sup>[7,8]</sup>。所以,为提高驱替相的CT值,标准盐水中采用碘化钾(KI)溶液取代部分的氯化钠(NaCl)溶液。重新配比后的标准盐水其室温下的黏度为1.28 mPa·s,密度为1.06 g/mL。在实验之前,利用甲醛及甲苯的混合液对所有岩样进行洗油,直至流出物的颜色变为无色,则洗油结束。

表1 实验岩心基本物性参数

Table 1 Properties of the samples used in experiments

岩心号	长度/ cm	直径/ cm	孔隙体积/ mL	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	实验 方法
C1#	15.042	2.424	8.57	12.35	0.4529	CT
C2#	5.122	2.52	2.97	11.64	0.3857	NMR

### 2.2 恒速压汞实验

与常规压汞相比,恒速压汞能够明显区分岩样之间孔隙结构上的差异性,克服了常规压汞对应同一毛管压力曲线会有不同孔隙结构的缺陷。该实验以极低的速度向多孔介质

注入汞,在非常低的恒速进汞过程中,界面张力与接触角不变;汞进入每一个孔隙,都会引起弯月面形状的改变,从而引起系统毛管压力的改变,记录此过程的压力-体积变化曲线,可以获得孔隙结构的信息。实验采用美国 Coretest 公司制造的 ASPE730 恒速压汞仪,进汞压力 0~6.21 MPa,进汞速度  $5 \times 10^{-5}$  mL/min,接触角  $140^\circ$ ,界面张力  $485 \times 10^{-5}$  N/cm。

### 2.3 低速水驱实验

实验采用恒速非稳态法进行,回压控制在 6.8 MPa,静围压控制在 3.5 MPa。实验分为两个部分:利用 CT 扫描技术监测饱和度剖面及驱替前缘,研究流速与束缚水的影响;利用核磁共振技术研究驱替过程中流体在岩心中的分布特征。

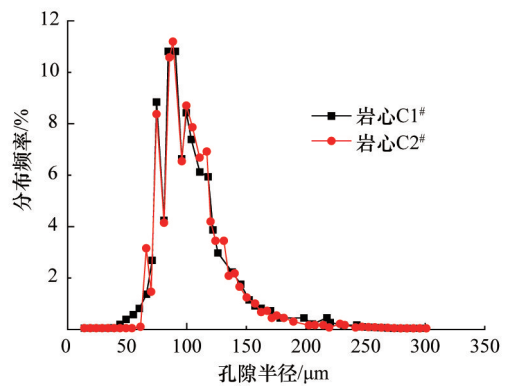
CT 扫描驱替实验包括 3 个实验:1) 岩心 C1# 不建立束缚水并充分饱和煤油,恒速驱替,流速 0.005 mL/min。2) 岩心 C1# 建立束缚水,恒速驱替,流速 0.005 mL/min。3) 岩心 C1# 不建立束缚水并充分饱和煤油,恒速驱替,流速 0.01 mL/min。每次驱替实验之前,先对岩心进行洗油、洗盐及烘干。每次驱替时在一定的时间间隔内,对岩心进行 CT 扫描以获得饱和度剖面及驱替前缘信息,当出口端含水率达 99% 以上,驱替停止。关于 CT 扫描技术计算饱和度的方法及步骤见诸于许多文献<sup>[7,8]</sup>,在此不再赘述。

为去除模拟油信号,核磁共振采用与煤油黏度相近的氟油进行实验。核磁共振实验分为以下几个步骤:1) 岩心 C2# 完全饱和含有碘化钠的标准盐水,进行核磁共振扫描。2) 用氟油将岩心 C2# 驱替至束缚水状态,并进行核磁共振扫描。3) 恒速驱替实验以初始流速 0.005 mL/min 进行,当出口端产水量达到 2 倍孔隙体积时,取出岩心进行核磁共振扫描。4) 驱替继续进行,流速提高至 0.05 mL/min,驱至出口端含水率 99% 以上,实验停止,取出岩心进行核磁共振扫描。5) 将岩心 C2# 洗油、洗盐及烘干之后,重复以上步骤,进行初始流速为 0.01 mL/min 的恒速驱替实验。

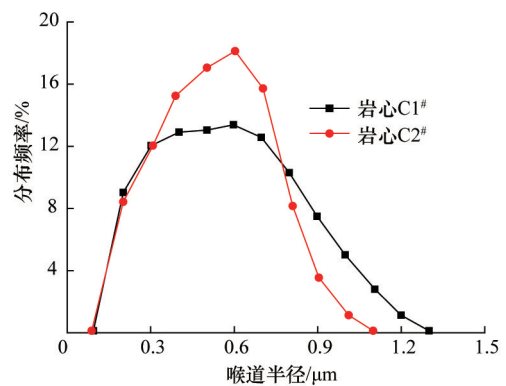
## 3 结果及分析

### 3.1 岩心孔喉结构特征

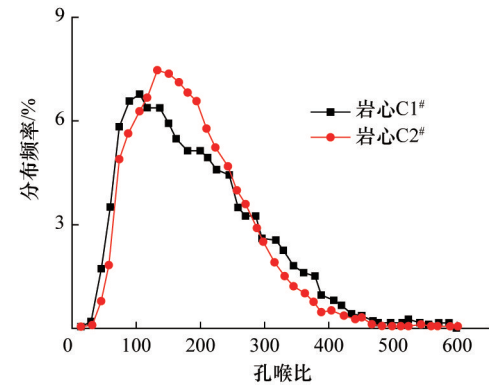
利用恒速压汞技术不仅能够区分出孔隙及喉道,而且能够获得岩心的孔喉比。图 1(a) 为岩心孔隙半径分布图,如图 1(a) 所示,两块岩心孔隙半径分布图形态相似,孔隙半径分布范围、分布状态相差无几。孔隙半径 50~200  $\mu\text{m}$ ,主要分布在 80~120  $\mu\text{m}$ 。孔隙半径峰值向小孔径方向偏移,说明岩心中小孔隙占大多数,同时正偏态的分布形式说明孔隙分选性相对较差,非均质性较强。由图 1(b) 岩心喉道半径分布可知,喉道半径较孔隙半径来说相对较小,绝大多数介于 0.1~1.3  $\mu\text{m}$  之间,从分布特征可以看出,喉道分选性较好,相对均质。如图 1(c) 所示,实验岩心孔喉比较高,其值分布在 50~500 之间,平均孔喉比为 200。分布呈现严重的正偏态特征,峰值向低值方向倾斜,表现出较强的非均质性。总体来看,岩心分选性较差,非均质性较强,岩心孔喉比高,较大孔隙被小喉道所控制。



(a) 岩心孔隙半径分布频率



(b) 岩心喉道半径分布频率



(c) 岩心孔喉比分布频率

图 1 实验岩心孔喉结构特征

Fig. 1 Characteristics of the pore structure of experimental samples

### 3.2 低速水驱时束缚水对驱替特征的影响

首先,岩心 C1# 完全饱和煤油在不建立束缚水条件下进行水驱实验。为模拟注水开发的真实情况,以 0.005 mL/min 的流速进行,与此对应的毛管数为  $5 \times 10^{-8}$ 。图 2 为不同时刻的岩心 CT 扫描图像,图 3 为对应的含水饱和度变化。如图 2 所示,水驱前缘非常清晰,以活塞的方式向出口端推进。前缘之后的图像基本不随时间变化,意味着前缘之后的油相已是残余油状态。

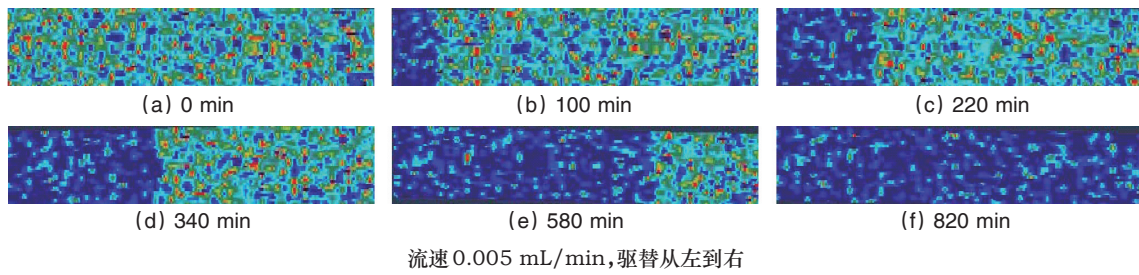


图2 不同时刻未建立束缚水的水驱前缘CT扫描图像

Fig. 2 CT scanning at different times for waterfront without irreducible water

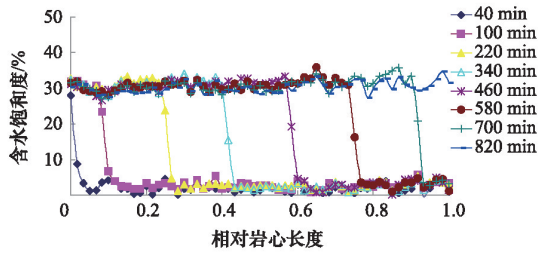


图3 流速0.005 mL/min时,未建立束缚水的含水饱和度剖面  
Fig. 3 Water saturations profile without irreducible water at the rate of 0.005 mL/min

如图3所示,对应的含水饱和度剖面十分陡峭,含水饱和度呈现跳跃式变化,随着驱替的进行,前缘之后的含水饱和度基本不变。岩心驱替效率非常低,残余油饱和度较高,约为71%。从之前的恒速压汞实验可知,实验岩心孔喉狭小、孔喉比高,岩心渗透率低,非均质性严重,毛管效应明显。此时,过低的流速无法提供足够的能量让水相克服强烈的毛管力,致使大量的油滞留在中小孔隙中无法被驱出,导致微观波及系数较低。与此同时,低流速又使得水在沿程所克服的毛管阻力差异较小,亦即水所能经过的孔隙,其大小分布较

为均匀,而表现出了活塞式的驱替特征。此外,卡断效应也是油相残留的主要原因<sup>[9]</sup>。实验岩心平均孔喉比为200,远高于中高渗岩心的10~50。Nguyen等<sup>[9]</sup>的动态网络模型模拟结果表明,岩心孔喉比越高,油相的卡断效应越容易发生,且随着孔喉比的增大,卡断效应越强烈。

接着,岩心C1<sup>#</sup>在洗油、洗盐、烘干之后,饱和盐水,用煤油驱至束缚水状态。水驱实验以同样的流速0.005 mL/min进行,图4为不同时刻岩心CT扫描图像,图5为对应的含水饱和度剖面。驱替形式与之前一样,为活塞式驱替,前缘清晰,油水两相区狭窄。含水饱和度呈现非连续变化,从42%直接突变至65%。见水后出口端含水率100%,不再产油,最终采出程度为39%,比之前不建立束缚水时高10%。首先,束缚水预先占据了小孔隙,而油相只能进入中大孔隙,在水驱油时相对容易被驱出。其次,束缚水是以非连续相的形式存在于岩心中,之间并无水动力学的联系,虽然容易被注入水补充聚集形成隔断,但是活塞式驱替使得稳定的隔断无法在前缘到达之前形成,从而抑制了束缚水对于卡断效应的促进作用,降低了残余油饱和度。

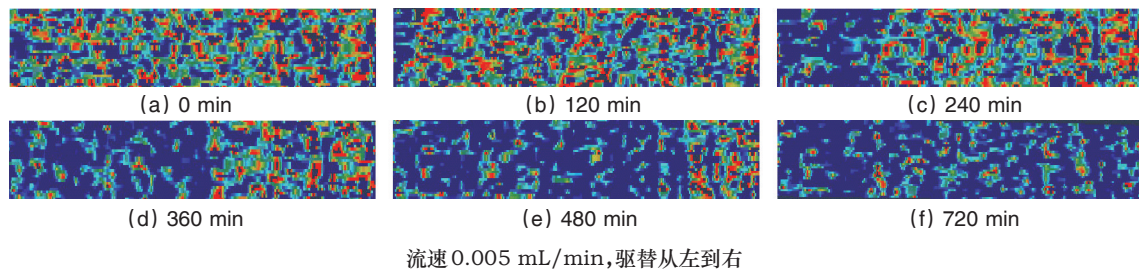


图4 不同时刻建立束缚水的水驱前缘CT扫描图

Fig. 4 CT scanning at different times for waterfront with irreducible water

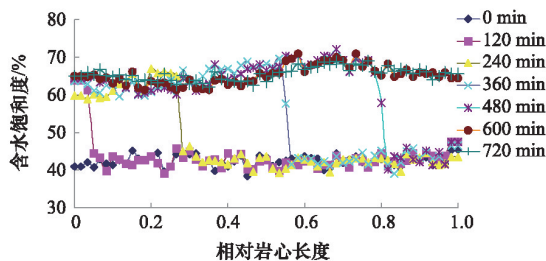


图5 流速0.005 mL/min时,建立束缚水的含水饱和度剖面  
Fig. 5 Water saturations profile with irreducible water at the rate of 0.005 mL/min

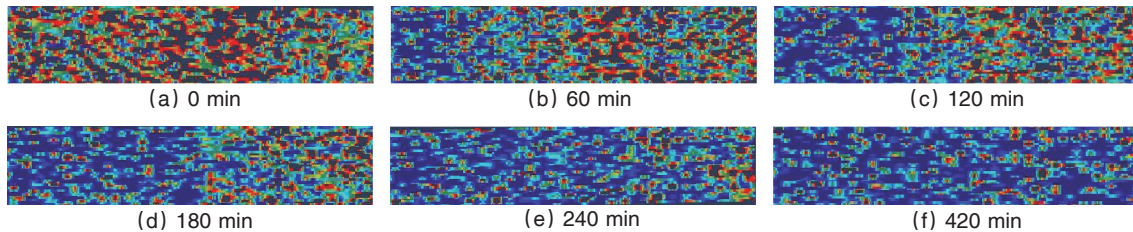
### 3.3 驱替速度对驱替特征的影响

#### 3.3.1 饱和度剖面演化及前缘推进特征

为研究流速对驱替特征的影响,并与不建立束缚水时的0.005 mL/min CT驱替实验对比,岩心C1<sup>#</sup>在洗油、洗盐、烘干之后,不建立束缚水完全饱和煤油,实验以0.01 mL/min的流速进行。如图6不同时刻岩心CT扫描图像所示,驱替形态与此前完全不同,水驱前缘十分模糊,岩心内油相逐渐减少。如图7所示,含水饱和度剖面十分平缓,随着驱替进行,前缘之后的含水饱和度逐渐增加,当注入水突破之后,岩心内部的含水饱和度继续上升。最终的残余油饱和度为65%,低于

流速0.005 mL/min没建立束缚水的实验。流速的增加使得更多的孔隙参与流动,沿程阻力差异增大,致使活塞式驱替无法形成。流速的增加使得卡断效应得到抑制,本实验中流速

从0.005 mL/min增至0.01 mL/min,毛管数从 $5 \times 10^{-8}$ 增至 $10^{-7}$ , Mogensen等<sup>[10]</sup>表明,此时毛管数处于一个十分微妙的位置,轻微的增加将会对采收率产生较明显的影响。



流速0.01 mL/min,驱替从左到右

图6 不同时刻未建立束缚水的水驱前缘CT扫描图像

Fig. 6 CT scanning at different times for waterfront without irreducible water

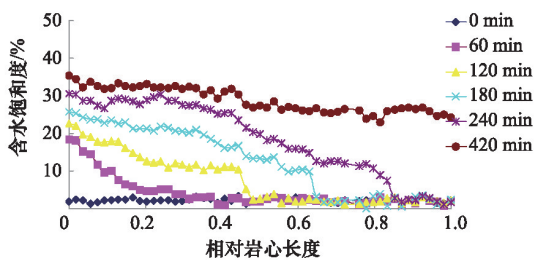


图7 流速0.01 mL/min时,未建立束缚水的含水饱和度剖面

Fig.7 Water saturations profile without irreducible water at the rate of 0.01 mL/min

### 3.3.2 孔隙流体分布特征

为更为清晰地揭示流速对驱替特征的影响,在实验室采用核磁共振手段对C2#岩心的驱替实验进行研究。图8为C2#岩心在初始流速0.005 mL/min时不同阶段的 $T_2$ 谱图。束缚水状态下测得 $T_2$ 谱图可以理解为束缚水在孔隙中的分布。可以看出,束缚水主要分布在小孔隙中( $T_2$ 弛豫时间与孔隙半径尺寸正相关)。油驱水时,非润湿相油首先沿周围毛细管阻力小的相对较大孔隙排驱润湿相,进而将小孔隙群中的润湿

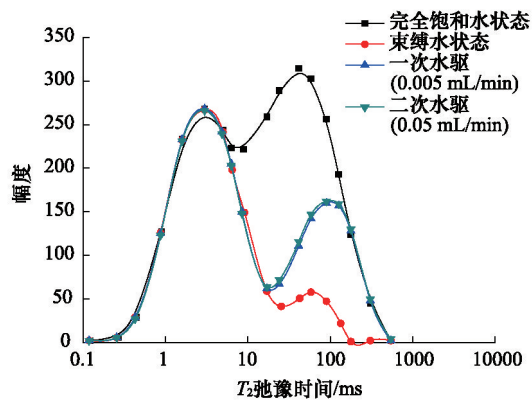


图8 初始流速0.005 mL/min时,C2#岩心  $T_2$ 分布频率

Fig. 8  $T_2$  distributions of C2# at the initial rate of 0.005 mL/min

相流体切断形成束缚水。其主要机理是绕流,相对较大的孔隙渗流阻力较小,非润湿相流体通过较大孔隙形成绕流,从而把小孔隙中的水包围,断绝它与其他可动水形成水力上的联系,也是形成束缚水的重要原因<sup>[11]</sup>。

水驱过程中( $T_2$ 谱图中间两条曲线),饱和水状态与水驱状态之间的区域可以理解为剩余油所占据的孔隙空间,而束缚水与水驱状态之间的区域可以理解为产出油原先在孔隙中的位置。如图8所示,在低流速下,剩余油主要分布在中小孔当中,大孔隙中的剩余油相对较少。就动用程度上看,随着孔隙半径的减小,水驱动用程度降低。不含束缚水的大孔隙中的油完全被水驱出。虽然中孔中剩余油量多,但多数驱出的油量都来自于此。至于小孔隙,在如此低速下动用程度非常低。核磁共振所得的流体分布特征为之前驱替特征的解释提供了有利的证据。由于绕流的原因,水优先选择阻力较小的大中孔隙,把油阻隔在小孔隙当中。对于中孔的残余油来说,当水驱油经过孔喉比较大的孔喉时,油会被卡断留在中孔当中。如何提高中小孔隙中的油,能够给采收率带来极大影响。

在见水之后,流速提高至0.05 mL/min继续进行驱替,此时毛管数为 $5 \times 10^{-7}$ 。从图8两次水驱油的核磁共振曲线还可以看出,第二次水驱油并没有改变岩心中残余油在岩心孔隙中的分布。活塞式驱替的发生意味着见水的那一刻岩心中就形成了残余油,此时在一定程度条件下增加驱替速度无法降低残余油饱和度。这是因为一旦优势通道建立后,受毛管阻力影响较明显的小喉道阻力较大,在毛管压力的作用下形成局部水锁现象<sup>[12]</sup>。因此,这部分被毛管压力锁住的残余油很难再通过增加驱替时间和PV数来提高驱油效率<sup>[13,14]</sup>。

图9为C2#岩心在初始流速0.01 mL/min时不同阶段的 $T_2$ 谱图。从第一次水驱 $T_2$ 分布和束缚水状态下 $T_2$ 分布的区间可以看出,由于初始流速的增加,更多的小孔隙参与了流动。流速增大至0.05 mL/min后, $T_2$ 曲线与之前有所差别,显示岩心中并没有发生活塞式驱替。这意味见水之后,残余油并没有在岩心当中形成。此时,通过增加毛管数和驱替PV数能够降低绕流和卡断效应,从而有效提高驱油效率。

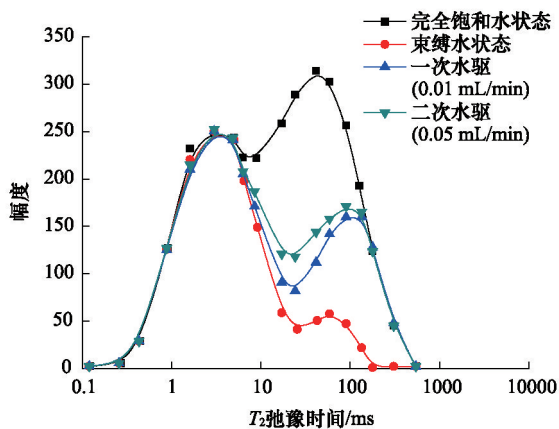


图9 初始流速0.01 mL/min时,C2#岩心  $T_2$ 分布频率  
Fig. 9  $T_2$  distributions of C2# at the initial rate of 0.01 mL/min

#### 4 结论

1) 利用CT扫描及核磁共振技术,对鄂尔多斯盆地低渗透露头岩心进行低流速水驱特征研究。根据恒速压汞实验显示,所用露头岩心属于非均质性强、孔喉细小、孔喉比高的特低渗透岩心。

2) 低速水驱时,由于岩心渗透率低,非均质性严重,导致微观波及系数极低。加之,低流速使得水偏好大孔隙,水在沿程所克服的毛管阻力差异较小。大孔隙中呈现活塞驱替,而小孔隙却难以被波及,综合表现出活塞式的驱替特征。

3) 在活塞式驱替下,建立了束缚水的驱替效率高于无束缚水的驱替效率。首先是因为活塞式驱替前缘十分狭窄,前缘处无法形成稳定的隔断,使得卡断效应减弱。其次,由于束缚水的存在,使得油存在于中大孔中,水驱时流动性增强。

4) 不同驱替速度实验表明,活塞式驱替一旦见水,提高驱替速度和增加驱替时间,都无法将滞留在孔隙中的剩余油驱出,其中绕流和卡断效应是大量剩余油滞留孔隙的主要原因。流速轻微地增加能够导致完全不同的驱替特征,这是由于更多的孔隙参与了流动,使得水驱阻力差异显著。此时,见水后岩心中残余油并未形成,通过增加驱替速度及驱替时间能够提高驱替效率。

#### 参考文献(References)

- [1] Blunt M. Effects of heterogeneity and wetting on relative permeability using pore level modeling[J]. SPE Journal, 1997, 2(1): 70-87.
- [2] 李道品. 低渗透油田高效开发决策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 8-9.  
Li Daopin. Decision theory for the effective development of low permeability reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 8-9.
- [3] 吕伟峰, 冷振鹏, 张祖波, 等. 应用CT扫描技术研究低渗透岩心水驱油机理[J]. 油气地质与采收率, 2013(2): 87-90, 117.

- Lü Weifeng, Leng Zhenpeng, Zhang Zubo, et al. Study on waterflooding mechanism in low-permeability cores using CT scan technology[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013(2): 87-90, 117.
- [4] Talabi O, Blunt M. Pore-scale network simulation of NMR response in two-phase flow[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 72(1/2): 1-9.
- [5] 张朝宗, 郭志平, 张朋. 工业CT技术和原理[M]. 北京: 科学出版社, 2009.  
Zhang Chaozong, Guo Zhiping, Zhang Peng. Industrial CT technology and mechanism[M]. Beijing: Science Press, 2009.
- [6] Coles M, Hazlett R, Muegge E, et al. Developments in synchrotron X-ray microtomography with applications to flow in porous media[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1998, 1(4): 288-296.
- [7] 高建, 韩冬, 王家禄, 等. 应用CT成像技术研究岩心水驱含油饱和度分布特征[J]. 新疆石油地质, 2009, 30(2): 269-271.  
Gao Jian, Han Dong, Wang Jialu, et al. Application of CT scanning image technique to study of oil saturation distribution in core displacement test[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30(2): 269-271.
- [8] 孙卫, 史成恩, 赵惊蛰, 等. X-CT扫描成像技术在特低渗透储层微观孔隙结构及渗流机理研究中的应用——以西峰油田庄19井区长82储层为例[J]. 地质学报, 2006, 80(5): 775-779.  
Sun Wei, Shi Cheng'en, Zhao Jingzhe, et al. Application of X-CT scanned image technique in the research of micro-pore texture and percolation mechanism in ultra-permeable oil field: Taking an example from chang 82 formation in the Xifeng oil field[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(5): 775-779.
- [9] Nguyen V, Sheppard A, Knackstedt M, et al. The effect of displacement rate on imbibition relative permeability and residual saturation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 52(1-4): 54-70.
- [10] Mogensen K, Stenby E H, Zhou D. Studies of waterflooding in low-permeable chalk by use of X-ray CT scanning[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, 32(1): 1-10.
- [11] 王学武, 杨正明, 时宇, 等. 核磁共振研究低渗透砂岩油水两相渗流规律[J]. 科技导报, 2009, 27(15): 56-58.  
Wang Xuewu, Yang Zhengming, Shi Yu, et al. Experimental study of water-oil two-phase fluid flow in low permeability reservoir by nuclear magnetic resonance[J]. Science & Technology Review, 2009, 27(15): 56-58.
- [12] 李爱芬, 刘敏, 张化强, 等. 低渗透油藏油水两相启动压力梯度变化规律研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2010, 25(6): 47-50.  
Li Aifen, Liu Min, Zhang Huaqiang, et al. Experimental study on threshold pressure gradient of oil-water two-phase seepage in low permeability reservoirs[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2010, 25(6): 47-50.
- [13] 尹芝林, 孙文静, 姚军. 动态渗透率三维油水两相低渗透油藏数值模拟[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 117-121.  
Yin Zhilin, Sun Wenjing, Yao Jun. Numerical simulation of the 3D oil-water phase dynamic permeability for low-permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 117-121.
- [14] 梅甫良, 林广平. 低渗透油藏油水两相渗流的增维精细积分法[J]. 石油学报, 2010, 31(6): 993-997.  
Mei Fuliang, Lin Guangping. Increment-dimensional precise integration method of two-phase oil-water flows in a low permeability reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 993-997.

(责任编辑 吴晓丽)