

# 核磁共振技术在油气储层润湿性评价中的应用综述

孙军昌<sup>1</sup>, 杨正明<sup>1,2</sup>, 刘学伟<sup>1,2</sup>, 熊生春<sup>2</sup>

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007

**摘要** 油气藏储层润湿性是影响油水微观分布、毛细力、相对渗透率及束缚水饱和度等的关键因素之一, 润湿性测定也是岩心专项分析的重点研究内容之一。准确评价储层岩石润湿性特征对于制定合理的开发方案及优选提高采收率措施具有极为重要的基础指导作用。在简要介绍 3 种经典润湿性评价方法及自吸速率法评价储层润湿性方法的基础上, 通过对大量文献的综合调研分析, 综述了使用核磁共振技术评价储层岩石润湿性的发展历史、研究成果及应用现状等内容。结合多孔介质多相流体相互作用机制, 分析了核磁共振技术定量评价储层润湿性的基本原理、适应性及优缺点, 指出了目前研究的局限性及需要进一步研究的内容。

**关键词** 润湿性; 核磁共振; 弛豫时间; 多相流体渗流

**中图分类号** TE311

**文献标识码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.27.011

## Reservoir Wettability Evaluation Using Nuclear Magnetic Resonance Technology

SUN Junchang<sup>1</sup>, YANG Zhengming<sup>1,2</sup>, LIU Xuewei<sup>1,2</sup>, XIONG Shengchun<sup>2</sup>

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, Hebei Province, China
2. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang, Langfang 065007, Hebei Province, China

**Abstract** Wettability is one of the most important factors affecting micro-distribution of water and oil in rock pore space, capillary pressure, relative permeability, and irreducible water saturation. Wettability measurement is one of key research branches in special core analysis. It is very useful to develop the best development strategy and select an optimal EOR method on the basis of accurate known wettability of target petroleum reservoir. The three classical wettability evaluation methods and their disadvantages are briefly introduced. The development history, research results, and applications are reviewed through the investigation into a large number of professional literatures. Meanwhile, the basic mechanism, accuracy, and advantages are also analyzed with the multiphase fluid flow theory in wettability evaluation using Nuclear Magnetic Resonance (NMR).

**Keywords** wettability; Nuclear Magnetic Resonance; relaxation time; multiphase fluid flow in porous media

### 0 引言

润湿性是指当岩石孔隙中存在两种非混相流体时, 其中某一相流体相对于另一相流体对于岩石孔隙表面具有更强的亲和力或铺展性<sup>[1]</sup>。油气藏储层润湿性是储层最基本的物性特征之一, 也是岩心专项分析的重点研究内容之一<sup>[1-3]</sup>。储层岩石的润湿性是影响油水微观分布、毛细力、相对渗透率、束缚水饱和度及残余油饱和度等的关键因素之一, 准确评价

储层润湿性对于制定合理的油田开发方案及优选提高采收率措施具有极为重要的指导作用<sup>[1-4]</sup>。

与孔隙度、渗透率等常规物性参数不同, 润湿性是一个与储层岩石矿物成分、孔隙流体数量和类型等有关的相对特征参数, 并且其在油藏水驱开发过程中会发生一定程度的变化<sup>[1-2, 4]</sup>。目前常用的储层润湿性评价方法有 3 种, 即润湿角测定法、自吸法 (Amott 法) 和离心机法 (USBM 法)<sup>[3]</sup>。润湿角测定

收稿日期: 2012-6-27; 修回日期: 2012-07-30

基金项目: 国家油气重大专项 (2011ZX05013-006)

作者简介: 孙军昌, 博士研究生, 研究方向为油气渗流力学, 电子信箱: jjsun1983@yahoo.com.cn

法属于最直接的润湿性评价方法,通过测定光滑固体表面液体润湿角的大小来判断润湿性<sup>[1]</sup>,Amott 法与 USBM 法均是结合多相流体渗流理论在岩心尺度上进行储层岩石润湿性评价,通过分别测定自发(强制)吸水量和自发(强制)吸油量确定相应的润湿性指数<sup>[1-3]</sup>。20 世纪 90 年代,在 Morrow 等<sup>[4]</sup>提出使用无因次时间  $t_D$  对自发渗吸驱油实验数据进行归一化处理之后,自发渗吸速率法也逐渐成为一种广泛使用的润湿性评价方法。

自哈佛大学 Purcell 和斯坦福大学 Bloch 两人于 1946 年独立发现核磁共振(Nuclear Magnetic Resonance)现象之后,该项技术在科学研究和工业领域的应用日益广泛<sup>[5]</sup>。在多孔介质渗流力学和石油工业领域,Brown 和 Fatt 于 1956 年首先研究了多孔介质中水的核磁共振弛豫特征,发现多孔介质中水的弛豫时间远小于其自由状态的体弛豫时间(约为 3000ms)<sup>[6]</sup>。根据核磁共振机制,由于多孔介质中水的弛豫时间主要反映的是水的表面弛豫特征,即水与多孔介质孔隙表面之间的相互作用力强弱,液固之间的作用力越强则液体的弛豫时间越短,否则液体的弛豫时间越长<sup>[5]</sup>。在 Brown 等研究的基础上,国内外很多学者对使用核磁共振技术评价储层润湿性进行了大量的实验和理论研究<sup>[7-20]</sup>,给出了若干种定量评价方法与核磁测井资料相结合初步应用于油田生产开发中。

本文在简要介绍经典使用的润湿性评价方法及其优缺点的基础上,通过对国内外大量文献的调研综合分析,重点介绍了使用核磁共振弛豫谱技术评价油气藏储层润湿性的发展历史、研究成果和应用现状,最后指出了目前研究中存在的问题及需要进一步研究的内容。

## 1 储层润湿性评价的经典方法简介

### 1.1 常用的 3 种经典评价方法

如前所述,经典的储层润湿性评价方法主要包括润湿角测定法、Amott 法和 USBM 方法<sup>[1]</sup>。由于润湿角测定法仅能够测定光滑矿物表面液滴润湿角大小,因此,使用该方法时对实验样品的要求较高,同时一般需要结合磨片、光学摄像等辅助技术进行润湿角测定,给出的实验结果反映的是矿物的“点”润湿性特征,几乎无法准确测量表面粗糙且含有不同类型黏土的地下油气藏储层岩石的润湿性特征<sup>[1]</sup>。

1958 年,美国科学家 Amott<sup>[27]</sup>给出了一种新的定量评价多孔介质润湿性的方法,称为自吸法或 Amott 法。Amott 法将自发渗吸驱油(水)与自发及强制渗吸驱油(水)量之比定义为亲油(水)指数,将亲水指数与亲油指数之差定义为 Amott 指数(AI index),其变化范围为 -1—1,分别对应强亲油和强亲水状态<sup>[27]</sup>。1969 年,Donaldson 等<sup>[28]</sup>根据离心法测毛管压力循环线的特点,提出了一种确定润湿性指数的方法,这个方法即为著名的离心机法(USBM 法)。实验过程中,用离心机交替进行水驱油和油驱水实验,得到测试岩心的毛管压力循环线,不同毛管压力曲线下所围的面积代表不同驱替过程所做

的功。显然,润湿相流体驱替非湿相流体所做的功要小于非湿相驱替湿相所做的功。因此,不同驱替方式得到的毛管压力曲线下包面积不同,用面积比值可以直观地表示润湿程度。USBM 法使用油驱水毛管压力曲线下包面积与水驱油毛管压力曲线下包面积之比的对数值来定量评价测试岩心的润湿性特征,该对数值从  $-\infty$  变化到  $+\infty$ ,分别对应强亲油和强亲水状态<sup>[28]</sup>。

与润湿角测定法相比,Amott 法和 USBM 法能够较好地评价天然岩石的润湿性,实验结果能够较好地应用于油田开发工程应用,但这两种方法的缺点也是显而易见的。Amott 法实验周期较长,尤其是进行自发渗吸水驱油及油驱水时,自吸过程持续时间较长,如果实验中自吸过程未能充分完成,最终获得的实验结果可能具有较大偏差<sup>[1]</sup>。USBM 法虽然具有相对较高的实验效率,但是由于需要使用高速离心机,高速离心过程中可能改变岩心原始微观孔隙结构特征。另外,Amott 法和 USBM 法均需不断改变岩心原始流体饱和度分布状态,使用的也是水驱油或油驱水最终状态的岩心含油、水饱和度数据,即反映的是岩心的静态润湿性特征<sup>[18]</sup>,无法反映水驱油或油驱水过程中岩心的动态润湿性<sup>[1]</sup>。

### 1.2 自吸速率法

自吸速率法于 20 世纪 50 年代由 Bobek<sup>[30]</sup>、Denekas 等<sup>[31]</sup>提出,用于评价岩石润湿性的基本原理是,岩心亲水性越强,则毛管力越大,自发渗吸驱油时渗吸速率越高,否则反之。因此,利用自发渗吸速率就可以较为快速地评价储层亲水性强弱,因为其省略了 Amott 法还需进行的水驱油和油渗吸、油驱水实验,提高了实验效率。但是由于岩心自发渗吸驱油过程中渗吸速率不仅与岩心的润湿性有关,而且与渗吸方式、岩心孔隙结构、渗透率、孔隙度、油水表面张力和岩心形状等因素有关,实验获得的直接的自发渗吸驱油数据并不能唯一地反映岩心亲水性强弱对自吸速率的影响<sup>[32]</sup>。因此,该方法自 20 世纪 50 年代提出后,石油工业界一直认为其仅是一种定性的润湿性评价方法<sup>[32-33]</sup>。直到 20 世纪 90 年代,Morrow 等<sup>[33]</sup>提出使用无因次时间  $t_D$  对自发渗吸实验数据进行归一化处理之后,该方法才成为一种定量的润湿性评价方法。无因次时间  $t_D$  数学表达式为

$$t_D = t \sqrt{\frac{K}{\phi}} \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \frac{1}{L_c} \quad (1)$$

其中, $t$  为自吸时间, $K$  为渗透率, $\phi$  为孔隙度, $\sigma$  为表面张力, $\mu_w$  和  $\mu_o$  分别为水和油的黏度, $L_c$  为岩心特征尺度。

使用无因次时间  $t_D$  将自发渗吸实验数据进行归一化处理,获得的自吸驱油效率与  $t_D$  之间的关系将唯一地反映亲水性对自发渗吸驱油速率的影响<sup>[33]</sup>。结合 Ma 等<sup>[34]</sup>提出的无因次渗吸功的计算方法,自吸速率法就可以较好地评价储层岩石的润湿性特征。与经典的 Amott 法和 USBM 法相比,自吸速率法具有相对较高的实验效率,并且在一定程度上反映的是岩心的动态润湿性特征<sup>[33-35]</sup>。但对于低渗、特低渗油藏储层,由

于岩心孔隙体积较小,自发渗吸驱油过程中岩心表面的“壁挂”现象使得岩心含油、水饱和度的变化很难实时精确测量,导致最终评价结果误差较大<sup>[35]</sup>。因此,使用自发渗吸速率法评价致密储层岩石润湿性特征时,设计巧妙的实验测试和油水变化计量方法是获得准确的润湿性评价结果的关键之一。

## 2 核磁共振技术在储层润湿性评价中的应用

### 2.1 核磁共振原理

顾名思义,核磁共振即是指原子核与磁场之间的相互作用。对饱和水(油)的岩石进行核磁测量得到的是岩石孔隙中含氢流体的核磁弛豫信号<sup>[9]</sup>。由于岩石中通常包括不同大小的孔隙,因此,仪器测试得到的自选回波串实际上是多种横向弛豫分量共同叠加的结果,可用数学公式表示如下

$$S(t) = \sum_i M_i \exp(-t/T_{2i}) \quad (2)$$

其中, $S(t)$ 为 $t$ 时刻测试得到的回波信号; $M_i$ 为弛豫时间为 $T_{2i}$ 时孔隙流体核磁弛豫信号所占的比例。

在得到式(2)描述的自旋回波串后,采用数学反演方法就可以计算得到不同 $T_2$ 弛豫时间流体所占的比例,即所谓的核磁共振 $T_2$ 谱<sup>[9]</sup>。根据核磁共振弛豫机制, $T_2$ 谱上弛豫时间较长的核磁信号对应岩石中较大孔隙中的流体, $T_2$ 谱上弛豫时间较短的核磁信号对应细微孔隙中的流体<sup>[9]</sup>。根据核磁共振 $T_2$ 谱,不仅可以得到孔隙度、渗透率等储层常规物性参数,而且与离心、水驱油等实验技术相结合,还可以获得可动流体百分数、剩余油微观分布状态等储层评价所需的关键参数<sup>[9]</sup>,其作为一种快速、无损检测技术在石油工业领域中的应用越来越广泛<sup>[5,36]</sup>。

### 2.2 核磁技术评价储层润湿性研究进展

#### 2.2.1 针对人造多孔介质的定性研究阶段

使用核磁共振技术评价油气藏储层岩石润湿性源于对多孔介质中润湿性流体和非润湿性流体弛豫时间特征的研究,实质即是核磁共振弛豫谱对于多孔介质中润湿性和非润湿性流体与固体孔隙表面作用力强弱特征的反映不同。

Brown等<sup>[6]</sup>于1956年在历史上首先研究了多孔介质中水的核磁共振弛豫特征,其对由不同比例的亲水和亲油砂粒混合组成的5块砂岩岩心中水的核磁共振纵向弛豫时间(spin-lattice relaxation) $T_1$ 进行了对比研究。发现多孔介质中水的纵向弛豫时间 $T_1$ 远小于其自由状态的体弛豫时间,同时发现亲水砂岩中水的 $T_1$ 弛豫时间小于亲油砂岩中水的 $T_1$ 弛豫时间,水的 $T_1$ 弛豫速率(即 $1/T_1$ )随着亲油砂粒比例的增加而线性减小<sup>[6]</sup>。Kumar等<sup>[7]</sup>于1969年对由玻璃珠和树脂制作的多孔介质中水的 $T_1$ 弛豫时间研究发现,随着多孔介质中树脂含量的增加,水的 $T_1$ 弛豫时间也呈线性增大的趋势。由于水对树脂的非润湿性,Kumar等的研究结果与Brown等的研究结果相同,即饱和水的人造多孔介质中水的 $T_1$ 弛豫时间随着非亲水固体矿物比例的增加而线性增大。

Brown等<sup>[6]</sup>的研究发现了影响多孔介质孔隙流体弛豫时间减小的根本原因,即孔隙流体与孔隙表面之间的相互作用力强弱。多孔介质中非亲水固体比例越多则孔隙表面对水的作用越弱,则水的弛豫时间就越长。由于Brown、Kumar等的研究对象是均质性较好、孔隙结构较为简单的疏松人造多孔介质,并且研究是在常温、常压下进行的,还远不能代表实际油气藏储层岩石复杂的孔隙结构特征及高温、高压条件,并且实验研究中多孔介质孔隙中也仅饱和了单相流体,其所获得的 $T_1$ 弛豫时间与亲油砂粒比例之间的线性函数关系也具有一定的局限性。但是Brown等发现的多孔介质中流体弛豫时间小于其自由状态体弛豫时间的现象为核磁共振技术应用于科学技术和工业领域奠定了理论基础<sup>[9]</sup>。

#### 2.2.2 针对天然岩石的定性研究阶段

Borgia等<sup>[8,9]</sup>分别于1991年和1992年对Berea砂岩、油藏砂岩和白垩岩不同含水、油饱和度状态的核磁共振 $T_1$ 弛豫时间特征进行了对比研究,同样发现饱和水的强亲水Berea砂岩和油藏砂岩中水的 $T_1$ 弛豫时间明显小于其自由状态的体弛豫时间。Hsu等<sup>[10]</sup>研究了饱和水的玻璃夹珠多孔介质、石灰岩及白云岩核磁共振 $T_1$ 弛豫时间分布特征,发现 $T_1$ 弛豫时间可以较为敏感地区分出岩石孔隙中的水湿和油湿表面,但是同时也发现 $T_1$ 弛豫时间容易受到孔隙表面顺磁性杂质的影响,从而可能使得其对润湿性反映的准确性有所降低。通过与常规的Amott和USBM法测试结果对比表明,核磁共振 $T_1$ 弛豫谱评价的润湿性结果与Amott和USBM法评价结果具有较好的一致性。Hsu等<sup>[10]</sup>还提出使用核磁共振 $T_1$ 弛豫时间评价岩石润湿性的3个步骤,即分别进行保持原始润湿性岩石、洗油后强亲水状及强亲油状态岩石的核磁共振弛豫谱测试。

Howard等<sup>[11]</sup>对弱亲水的白垩岩研究发现,饱和油状态时较小的 $T_1$ 弛豫时间反映的是岩石细微孔隙中水的弛豫信号,较长 $T_1$ 弛豫时间核磁信号对应较大孔隙中的油,其略小于油相自由状态的体弛豫时间。Howard等<sup>[11]</sup>还发现,随着水驱油过程中岩石含水饱和度增加, $T_1$ 弛豫时间逐渐减小,反映出水驱过程中进入岩心孔隙中的水与孔隙表面之间具有较强的作用力,即水进入岩石中的细微孔隙或黏附在较大孔隙的表面以水膜增厚的方式进行水驱油。Howard<sup>[12]</sup>对白垩岩水驱残余油状态核磁共振 $T_1$ 弛豫谱进行了研究,由于白垩岩孔径分布较为简单,并且采用轻质油作为非润湿性流体,因此饱和油状态的核磁共振 $T_1$ 谱能够明确区分出水相和油相弛豫信号。对于亲油岩心,饱和油时 $T_1$ 弛豫时间明显小于其自由状态的体弛豫时间,这是因为亲油岩心中油与孔隙表面具有较强的相互作用力,导致油相 $T_1$ 弛豫时间明显减小<sup>[12]</sup>。

Zhang等<sup>[13]</sup>对不同黏土含量的3种砂岩与模拟油、地层原油和盐水体系的润湿性特征进行了系统的对比研究。研究发现Bentheim(黏土含量很少)与Berea砂岩(黏土含量约3%)饱和模拟油时其弛豫时间与模拟油体弛豫时间基本相同,表

明此时岩石-模拟油-盐水体系是亲水的。但 Burbank 砂岩 (黏土含量较高,以绿泥石为主)饱和模拟油后弛豫时间略小于模拟油体弛豫时间,反映出 Burbank 砂岩孔隙表面已部分亲油。Burbank 砂岩水驱残余油状态弛豫时间明显大于饱和水状态弛豫时间,结合残余油弛豫时间与其体弛豫时间对比,认为由于绿泥石在孔隙表面的发育,岩石孔隙已部分亲油,残余油状态较长弛豫时间来自于分布在较大孔隙中央的水的信号,即部分岩石孔隙中形成了“油包水”体系。对于原油-岩石-盐水体系,发现岩石饱和原油老化后其弛豫谱均发生一定程度的左移,油相弛豫时间减小。与 AI 亲水指数及残余油饱和度对比,发现实验研究的 3 种岩石与模拟油、原油体系-盐水体系的核磁共振润湿性解释结果与常规方法评价结果完全一致。Zhang 等<sup>[13]</sup>的研究结果不仅表明核磁共振技术能够较为准确地评价地下油气藏储层岩石的润湿性特征,而且可以反映润湿性发生变化的微观机制,储层岩石润湿性动态演化不仅与原油组成有关,而且与黏土含量及其类型密切相关。Freedman 等<sup>[14]</sup>研究了梯度场作用下砂岩、石灰岩及白云岩饱和不同类型油相(精炼油和原油)的核磁共振特征,使用不同的数学模型对获得的 CMPG 核磁信号进行了分析,研究认为梯度磁场作用下的核磁共振实验结果可以识别岩石孔隙中的不同流体类型,同时还可以精确获得岩石总孔

隙度、流体饱和度及油相黏度。

Al-Mahrooqi 等<sup>[15]</sup>使用核磁共振技术研究了渗透率相对较低的露头砂岩不同温度和压力条件下的老化过程中孔隙流体微观分布的变化规律及其所反映的岩石润湿性的动态变化过程,并与电阻率测试结果进行了对比。研究发现,岩心高温老化过程中  $T_2$  弛豫时间较短的核磁信号变化幅度较小,而  $T_2$  弛豫时间较长的核磁信号变化较为明显,认为老化过程中岩石润湿性变化主要发生在较大孔隙中。根据核磁共振  $T_2$  谱计算的  $T_2$  几何均值能够较好地反映岩石润湿性动态变化过程,但是同时发现该对应关系与实验温度密切相关。

针对天然岩石饱和油、水两相的不同润湿性状态的核磁共振研究,表明核磁共振弛豫谱在反映储层岩石润湿性变化过程的准确性和敏感性,与常规润湿性评价方法相比其具有实验效率高、无需多次改变岩石原始流体饱和度分布状态等优点。但是该阶段的研究仍然是一些机制上的分析,尚未建立起核磁共振弛豫谱变化与润湿性之间的定量函数关系。

### 2.2.3 储层润湿性定量评价阶段

Guan 等<sup>[16]</sup>研究了不同润湿性砂岩水驱过程中纵向弛豫时间  $T_1$  和横向弛豫时间  $T_2$  的变化特征,并将核磁共振实验结果与 AI 指数和自吸速率法评价结果进行了对比,如图 1—图 4 所示。提出应用核磁共振弛豫时间加权平均值  $\langle T \rangle$  定量

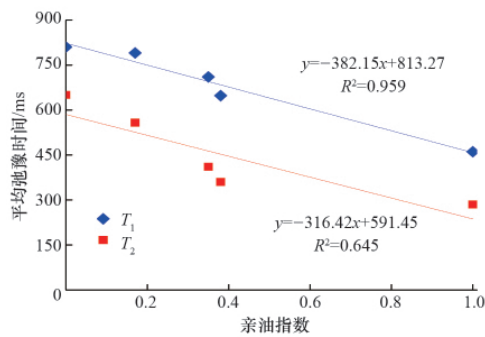


图 1 原始含水饱和度下核磁弛豫时间均值与亲油指数的关系  
Fig. 1 Relationship between average relaxation time at initial water saturation and oil wet index

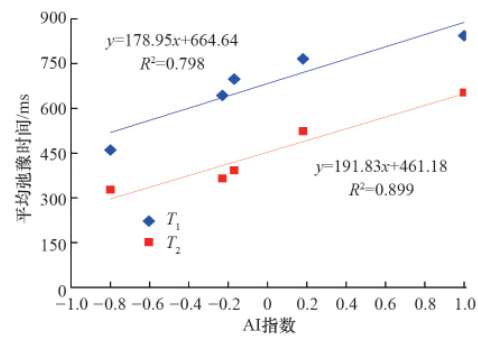


图 2 核磁弛豫时间均值与 AI 指数的关系  
Fig. 2 Relationship between average relaxation time and AI index

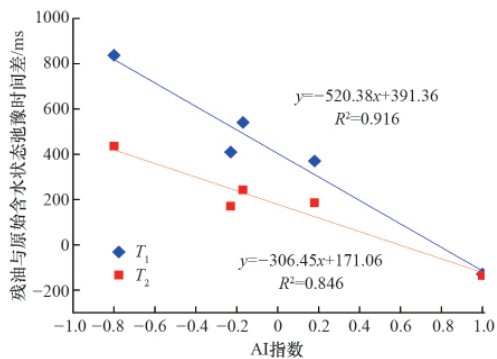


图 3 残油与原始含水状态弛豫时间均值之差与 AI 指数的关系  
Fig. 3 Relationship between average relaxation time difference between residual oil saturation and initial water saturation and AI index

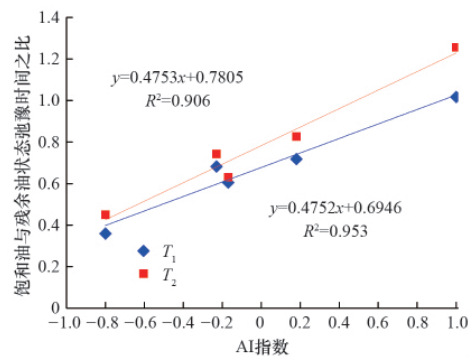


图 4 饱和油与残余油弛豫时间均值之比与 AI 指数的关系  
Fig. 4 Relationship between average relaxation time ratio between initial water saturation and residual oil saturation and AI index

评价储层岩石的润湿性特征:

$$\langle T_j \rangle = \int P(i) dt \quad (3)$$

其中,  $T_j$  为  $T_1$  或  $T_2$  弛豫时间,  $P(i)$  为某一弛豫时间对应的核磁共振信号。

Guan 等<sup>[16]</sup>计算了不同润湿性岩心饱和油、水驱残余油状态的弛豫时间加权平均值大小,数学拟合对比表明,不同润湿性岩心饱和油状态  $\langle T_j \rangle$  与亲油指数 (OWI) 具有较好的线性函数关系,饱和油状态  $\langle T_j \rangle$  随 OWI 的增大而减小,同时饱和油状态  $\langle T_j \rangle$  随 AI 指数的增大而增大,二者之间也具有较好的线性函数关系,如图 1、图 2 所示。根据核磁共振原理进行理论分析,由于饱和油状态核磁共振弛豫谱主要反映油相弛豫信号,岩石亲油性越强,则油与孔隙壁面之间的相互作用就越强,油相弛豫时间就越小。而亲水性越强的岩石,岩石孔隙表面与油相之间的作用力较小,其基本表现出自由状态的体弛豫特征。Guan 等<sup>[16]</sup>还发现水驱残余油状态  $\langle T_j \rangle$  与亲水指数 (WWI)、AI 指数也具有一定的线性函数关系。岩心亲水性越强,即 WWI 指数越大,残余油状态  $\langle T_j \rangle$  就越小。但是残余油状态  $\langle T_j \rangle$  与 AI 指数的相关性要小于饱和油状态  $\langle T_j \rangle$  与 AI 指数之间的相关性。Guan 等<sup>[16]</sup>还定义了水驱残余油与饱和油状态  $\langle T_j \rangle$  之差  $\langle T_{s_w} \rangle - \langle T_{s_o} \rangle$ 、饱和油与水驱残余油状态  $\langle T_j \rangle$  的比值  $\langle T_{s_w} \rangle / \langle T_{s_o} \rangle$  两个物理参数。数学拟合表明,  $\langle T_{s_w} \rangle - \langle T_{s_o} \rangle$ 、 $\langle T_{s_w} \rangle / \langle T_{s_o} \rangle$  与 AI 指数也具有很好的线性函数关系,如图 3、图 4 所示。Guan 等的研究结果给出了室内岩心核磁共振实验评价储层润湿性的较为精确的定量方法,其仅通过饱和油与残余油 2 个状态的核磁共振弛豫谱就可以给出较为精确的润湿性评价结果<sup>[16]</sup>。

Siqveland 等<sup>[17]</sup>使用核磁共振技术研究了高温老化过程中岩石润湿性的变化特征。结果表明,对于初始亲水的岩心饱和原油后进行高温老化,随着老化时间的延长,岩心核磁共振弛豫谱发生不同程度的左移,老化时间越长,弛豫谱左移幅度越大,弛豫谱移动幅度与自发渗吸法评价的润湿性特征具有很好的一致性。图 5 为对特低渗油藏岩心高温老化过程测试的核磁共振弛豫谱,显然,老化后由于岩心亲油性增强,核磁共振弛豫谱上弛豫时间较小的核磁信号具有明显的增加,反映出岩石孔隙表面与油相之间的作用力增强。但是 Siqveland 等<sup>[17]</sup>也发现,核磁共振弛豫谱对于岩心高温老化过程中润湿性改变程度的反映是和老化方式密切相关的。

Al-Mahrooqi 等<sup>[15]</sup>对于洗油后清洁的亲水岩心及经原油老化后的亲油岩心研究发现,不同含水、油饱和度状态时岩心细微孔隙流体对应的弛豫谱信号基本保持不变,对于老化后的亲油岩心,其核磁  $T_2$  谱呈双峰特征,左峰代表细微亲水孔隙中水的弛豫信号,右峰对应亲油的较大孔隙油相的弛豫信号。原油老化后岩心水驱油过程中随着含水饱和度的增加,其核磁共振  $T_2$  谱右峰变宽,这主要是因为此时水进入较大孔隙中央,岩石孔隙表面与水之间的相互作用较弱,其基

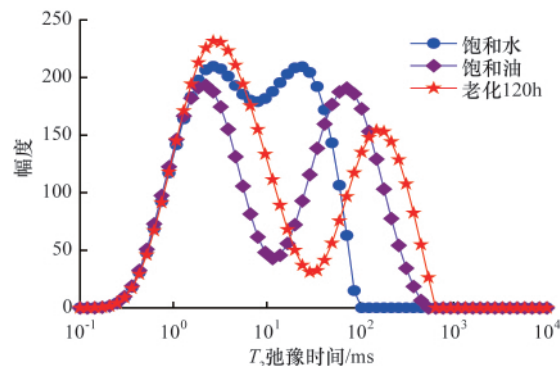


图 5 特低渗岩心老化前后核磁共振  $T_2$  谱  
Fig. 5 NMR spectrums  $T_2$  before and after crude aging of ultra-low permeability reservoir rock

本表现出自由弛豫特征,这与 Guan 等<sup>[16]</sup>的研究结果基本相同。Johannesen 等<sup>[19]</sup>对中、高孔低渗的石灰岩不同润湿性状态的核磁共振弛豫谱特征进行了对比研究,提出将饱和油状态核磁共振弛豫谱右峰峰值对应的弛豫时间作为储层岩石润湿性的评价参数。对于强亲水岩心,自发渗吸过程中随含水饱和度的增加,右峰峰值对应的弛豫时间逐渐增大,随着岩心亲水性减弱,右峰弛豫时间增大幅度逐渐减小。而对于亲油岩心,右峰弛豫时间明显小于亲水岩心右峰弛豫时间。对处于饱和水状态的亲油岩心进行油自发渗吸实验,随着含油饱和度的增加,右峰弛豫时间也是逐渐增大,但随着岩心亲油性增强,移动幅度越来越小。Johannesen 等<sup>[19]</sup>以强亲水岩心饱和油状态  $T_2$  谱右峰峰值对应的弛豫时间为对其余润湿性状态岩心饱和油弛豫谱右峰峰值弛豫时间进行归一化处理,获得了归一化弛豫时间与 AI 指数的关系,两者相关性良好。

荷兰壳牌石油公司的两位学者 Looyestijn 等<sup>[20-22]</sup>和 Hofman<sup>[20]</sup>分别于 2006、2007 和 2008 年先后发表了使用核磁共振技术评价岩心润湿性及将室内岩心实验结果与核磁测井资料结合以获得地层原位润湿性的研究成果。Looyestijn 等<sup>[20-22]</sup>将岩石核磁共振润湿性指数定义为岩石孔隙亲水面积和亲油面积之差与孔隙总面积的比值。基于大量的岩心实验结果,在假设储层含水饱和度和润湿性均是孔隙半径函数的基础上,对于同时含油、水两相的岩心核磁共振弛豫谱进行反演分离计算,分别得到油、水各自的核磁共振弛豫谱,然后进一步分别计算出亲水和亲油孔隙面积和润湿性指数。与标准 USBM 测试结果对比,发现岩心核磁共振润湿性指数与 USBM 评价结果具有较好的一致性。同时,Looyestijn<sup>[22]</sup>在其解释模型中还考虑了原油组分、气油比、原油黏度等参数对核磁共振弛豫谱的影响,成功地将核磁共振技术应用于评价实际地层润湿性特征,首次获得了油藏储层原位润湿性的连续分布信息,针对 3 个油田的实际应用也取得了较好的评价效果。

继 2003 年发表了研究结果之后,Al-Mahrooqi 等<sup>[23]</sup>于 2006 年又发表了结合实验与数值模拟研究的从岩石孔隙尺

度出发使用核磁共振技术评价岩石润湿性的文章,建立了一维的考虑液固相互作用的三角形界面的毛管束渗流模型及在不同驱替压力下油水微观分布对核磁共振弛豫谱的影响。理论与实验研究结果表明,建立的三角形截面毛管束模型模拟的油水微观分布对核磁共振弛豫谱的影响与实验结果具有很好的一致性,从岩石孔隙尺度上更加定量地解释了润湿性差别对核磁共振响应特征的影响。根据提出的核磁共振润湿性指数 INMR (其定义为饱和油弛豫时间几何均值与残余油弛豫时间几何均值之差与残余油弛豫时间几何均值的比值),计算对比了 INMR 与 AI 指数的对应关系,发现二者具有较好的一致性。Pairoys 等<sup>[24]</sup>结合核磁共振与电阻率技术研究了白云岩与石灰岩老化过程中润湿性的动态变化过程,电阻率实验测试结果与核磁共振弛豫谱反映的润湿性变化过程一致性很好,两种实验结果均反映出白云岩老化过程中比石灰岩具有更强的亲油特性,与常规的 USBM 和 AI 指数对比也表明核磁共振润湿性评价结果具有较高的精确性。

### 3 结论与展望

(1) 核磁共振技术应用于储层岩石润湿性评价可分为 3 个阶段,即早期针对人造多孔介质的定性研究阶段、针对天然岩石的定性研究阶段及定量评价油气藏储层岩石润湿性阶段。

(2) 在 Brown 和 Fatt 等研究基础上,Al-Mahrooqi、Grattoni 等先后给出了使用核磁共振技术定量评价储层岩石润湿性的方法,与核磁测井资料相结合,核磁共振技术可以进行油气储层原位润湿性评价。

(3) 结合油气藏开发实际,应用核磁共振技术评价储层岩石润湿性时还需进一步加强室内岩心基础实验研究,包括原油组成、气油比和黏度等因素对评价结果的影响。同时考虑考虑到实际油气藏开发过程及核磁测井中纵向深度的变化,也应当深入研究温度和地层岩性变化对核磁测井结果的影响。

#### 参考文献 (References)

- [1] 佳布 D, 唐纳森 E C. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.  
Tiab D, Donaldson E C. *Petrophysics* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [2] 何更生. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.  
He Gengsheng. *Petrophysics*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
- [3] 国家发展和改革委员会. SY/T5153—2007 油藏岩石润湿性测定[S]. 北京: 国家发展和改革委员会, 2007.  
National Development and Reform Commission. SY/T5153—2007 Measurement of reservoir rock wettability [S]. Beijing: National Development and Reform Commission, 2007.
- [4] Morrow N R. Characterization of wettability and the effects of initial water saturation and aging time on wettability and oil recovery by waterflooding [C]. The 3rd international symposium on evaluation of reservoir wettability and its effect on oil recovery, Wyoming, USA,

September, 1994.

- [5] 肖立志. 核磁共振成像测井与岩石核磁共振及其应用[M]. 北京: 科学出版社, 1998.  
Xiao Lizhi. Nuclear magnetic resonance imaging well logging and rock nuclear magnetic resonance and its application [M]. Beijing: Science Press, 1998.
- [6] Brown R J S, Fatt I. Measurement of fractional wettability of oilfield rocks by the nuclear magnetic relaxation method [J]. *Petroleum Transaction, American Institute of Mining and Metallurgical Engineers*, 1956, 207: 262–264.
- [7] Kumar J, Fatt I, Saraf D N. Nuclear magnetic relaxation time of water in a porous medium with heterogeneous surface wettability [J]. *Journal of Applied Physics*, 1969, 40(10): 4165–4171.
- [8] Borgia G C, Fantazzini P, Mesini E. Wettability effects on oil–water–configuration in porous media: A nuclear magnetic resonance relaxation study[J]. *Journal of Applied Physics*, 1991, 70(12): 7623–7625.
- [9] Borgia G C, Fantazzini P, Fanti G, *et al.* Magnetic resonance relaxation study of preferential wettability effects on displacement efficiency in chalk samples[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1992, 8 (2): 153–159.
- [10] Hsu W F, Li X, Flumerfelt R W. Wettability of porous media by NMR relaxation methods [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington DC, USA, October 4–7, 1992.
- [11] Howard J J, Spinler E A. Nuclear magnetic resonance measurements of wettability and fluid saturation in chalk [C]. SPE Advanced Technology Series, 1995, 3(1): 60–65.
- [12] Howard J J. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements [J]. *Magnetic Resonance Imaging*, 1998, 16 (5/6): 529–533.
- [13] Zhang G Q, Huang C C, Hirasaki G J. Interpretation of wettability in sandstones with NMR analysis[J]. *Petrophysics*, 2000, 41(3): 223–233.
- [14] Freedman R, Heaton N, Flaum M. Field applications of a new nuclear magnetic resonance fluid characterization method [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 30–October 3, 2001.
- [15] Al-Mahrooqi S H, Grattoni C A, Muggeridge A H, *et al.* Wettability alteration during aging: the application of NMR to monitor fluid redistribution [C]. International symposium of the society of core analysts, Toronto, Canada, August 21–25, 2005.
- [16] Guan H, Brougham D, Sorbie K S, *et al.* Wettability effects in a sandstone reservoir and outcrop cores from NMR relaxation time distributions [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, 34: 35–53.
- [17] Siqveland O K, Skjaeveland S M. Aging time control by NMR relaxation [C]. International Symposium of the Society of Core Analysts, Toronto, Canada, August 21–25, 2005.
- [18] Al-Mahrooqi S H, Grattoni C A, Moss A K, *et al.* An investigation of the effects of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, 39: 389–398.
- [19] Johannesen E B, Riskedal H, Tipura L, *et al.* Wettability characterization by NMR  $T_2$  measurements in Edwards limestone rock [C]. International Symposium of the Society of Core Analysts, Calgary, Canada, September 10–12, 2007.
- [20] Looyestijn W J, Hofman J. Wettability-index determination by nuclear magnetic resonance [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006,

- 9(2): 146–153.
- [21] Looyestijn W J. Wettability index determination from NMR logs[C]. 48th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, June 3–6, 2007.
- [22] Looyestijn W J. Wettability index determination from NMR logs[J]. *Petrophysics*, 2008, 49(2): 130–145.
- [23] Al-Mahrooqi S H, Grattoni C A, Muggeridge A H, *et al.* Pore-scale modeling of NMR relaxation for the characterization of wettability[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, 52: 172–186.
- [24] Pairoys F, AL-Zoukani, A, Nicot B, *et al.* Multi-physics approach for aging assessment of carbonate rocks [C]. SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Alkhobar, Saudi Arabia, May 15–18, 2011.
- [25] Borysenko A, Clenell B, Sedev R, *et al.* Experimental investigation of wettability of clays and shales [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2009, 114: 1–11.
- [26] Odusina E, Sondergeld C, Rai C. An NMR study on shale wettability[C]. Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, November 15–17, 2011.
- [27] Amott E. Observation relating to the wettability of porous rock [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Los Angeles, California, October 16–17, 1958.
- [28] Donaldson E C, Lorenz P B, Thomas R D. Wettability determination and its effect on recovery efficiency [J]. *Society of Petroleum Engineering Journal*, 1969, 9(1): 13–20.
- [29] 林光荣, 邵剑国, 王小林, 等. 特低渗储层润湿性评价新方法研究[J]. 特种油气藏, 2006, 13(4): 84–88.  
Lin Guangrong, Shao Chuanguo, Wang Xiaolin, *et al.* *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2006, 13(4): 84–88.
- [30] Bobek J E, Mattax C C, Denekas M O. Reservoir rock wettability—its significance and evaluation [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, October 6–9, 1957.
- [31] Denekas M O, Mattax C C, Davis G T. Effects of crude oil components on rock wettability [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1959, 216: 330–333.
- [32] Anderson W. Wettability literature survey—Part 2: Wettability measurement[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1986, 38(11): 1246–1262.
- [33] Morrow N R. Characterization of wettability and the effects of initial water saturation and aging time on wettability and oil recovery by waterflooding [C]. Presented at the 3rd international symposium on evaluation of reservoir wettability and its effect on oil recovery, Wyoming, USA, September, 1994.
- [34] Ma S M, Morrow N R, Zhang X, *et al.* Characterization of wettability from spontaneous imbibition measurements [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1999, 38(13): 1–8.
- [35] 鄢捷年. 一种定量测定油藏岩石润湿性的新方法 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 83–86.  
Yan Jienian. *Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28(2): 83–86.
- [36] 王为民, 郭和坤, 叶朝辉. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 40–44.  
Wang Weimin, Guo Hekun, Ye Chaohui. *Acta Petrolei Sinica*, 2001, 22(6): 40–44.

(责任编辑 刘志远)

## · 学术动态 ·

## “第二届绿色建筑技术与材料国际会议”征稿

武汉工程大学拟定于2012年12月26—27日在武汉市召开“第二届绿色建筑技术与材料国际会议”。

征稿范围: 绿色建筑材料(低碳建筑材、建筑垃圾的循环利用、生态无机再生建筑材料、建筑材料的低能耗生产技术、新型建筑材料、建筑的保温隔热技术与保温隔热材料、可再生能源在建筑中的应用); 绿色建筑技术(建筑设计与城市规划中的节能技术、建筑生产中的低能耗技术、建筑的节能改造、建筑的保温隔热技术与保温隔热材料、建筑使用中的节能与环保、建筑施工能耗控制、农业产品在建筑领域的应用、建筑的节能改建、建筑能耗监测与控制管理); 其他相关主题。

全文截稿日期: 2012年11月6日。

联系电话: 027-87850667、87850713。

电子信箱: 2012gbtm@gmail.com。

会议网站: <http://www.gbtm2012.org/>。