

DOI:10.19650/j.cnki.cjsi.J1905872

核磁共振技术在岩石物理与孔隙结构表征中的应用

王 琨¹, 周航宇¹, 赖 杰¹, 王坤杰², 刘 音³

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院 成都 610500; 2. 中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司 德阳 618014; 3. 中石油渤海钻探工程有限公司井下技术服务分公司 天津 300280)

摘 要:随着石油与天然气工业的勘探开发重点从常规储层转向非常规储层,全面认识非常规储层岩石物性和微观结构对实施高效的建产、增产、稳产措施具有重要的意义。面对油气储集空间多样化、流体在岩石多孔介质中渗流作用机理复杂化等问题,传统岩石物性测试和岩石静态微观结构描述已经不能满足油气渗流、储层增产的研究需要。核磁共振技术(NMR)具备无损、无害的特点,通过共振信号直接反映岩石孔隙流体分布和间接反映岩石孔隙结构变化,在岩石物理测试、孔隙结构表征和孔隙流体识别等方面具有突出优势。从方法基本原理出发,着重介绍了核磁共振技术在岩石物理学和孔隙结构表征领域的应用进展、归纳了应用中现存问题并展望了该项技术未来发展方向。

关键词: 核磁共振; 流体分布; 岩石物理; 孔隙结构; 综述

中图分类号: O482.53+2 TH841 **文献标识码:** A **国家标准学科分类代码:** 460.40

Application of NMR technology in characterization of petrophysics and pore structure

Wang Kun¹, Zhou Hangyu¹, Lai Jie¹, Wang Kunjie², Liu Yin³

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
2. Downhole Operation Branch, Southwest Petroleum Engineering Co., Ltd., Sinopec, Deyang 618014, China;
3. Downhole Operation Branch, Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., CNPC, Tianjin 300280, China)

Abstract: As the exploration and development focus of the oil and gas industry shifts from conventional reservoirs to unconventional reservoirs, comprehensive understanding of petrophysical properties and rock microstructure of unconventional reservoirs is of great significance to implement efficient measures for construction, enhancement and stabilization of production. Facing to the problems of diversified oil and gas reservoir space and sophisticated mechanism of fluid seepage in rock porous media, traditional petrophysical property test and rock static microstructure description fail to meet the research needs of oil and gas seepage and reservoir production enhancement. NMR technology has the characteristics of non-destructive and harmless, which directly reflects the pore fluid distribution and indirectly reflects the pore structure change through MR signal, and possesses significant advantages in the aspects of petrophysical test, pore structure characterization and pore fluid identification. Starting from the principle of NMR method, this paper emphatically introduces the application progress of the NMR technology in the fields of petrophysics and pore structure characterization, summarizes the existing problems in application and looks into the future development direction of this technology.

Keywords: nuclear magnetic resonance (NMR); fluid distribution; petrophysical property; pore structure; review

0 引 言

岩石是一种结构致密、组成复杂的多孔介质,也是油

气勘探开发领域的首要研究对象。岩心中的核磁信号受背景梯度场影响,信噪比低,因此低场核磁共振被广泛应用于岩心分析。低场核磁共振目前主要有两种分析手段,即核磁共振弛豫谱(nuclear magnetic resonance spectrums,

NMRS)和核磁共振成像(magnetic resonance imaging, MRI)。在弛豫谱中, T_1 、 T_2 谱的谱参数计算和谱线形态、趋势变化是应用重点,而时变扩散系数常用于流体识别、扩散弛豫研究和孔隙介质微观结构的理论分析。由于采集信号是笼统氢信号,单弛豫物理量分析会面临平均效应和信号重叠等问题的挑战,弛豫谱分析开始向二维及以上的多维核磁共振谱和不同测试序列对比的方向发展。二维弛豫谱通过增加弛豫物理信息,能有效区分一维谱上因为信号响应相似的不同信号源。序列间测试对比能够通过减去相同弛豫影响,突出特殊弛豫机制产生的额外弛豫信号。核磁共振成像用于直接观察流体在岩石中的形态分布和孔隙介质的结构变化,研究渗流规律和流-固物理化学作用。由于磁场强度和低信噪比的限制,真实岩样的成像结果分辨率低,因此成像目前主要应用于疏松多孔介质和人造岩心弛豫的理论研究和对弛豫谱分析的辅助解释。

1 测试基本原理

开放环境中,氢核的自由弛豫现象受核磁共振基本规律控制。但在岩石多孔介质中,氢核弛豫受固有弛豫、表面弛豫及扩散弛豫等多因素影响,弛豫时间可由 BT 修正模型^[1-8]给出。

$$\begin{cases} \frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1B}} + \frac{1}{T_{1S}} = \frac{1}{T_{1B}} + \rho_1 \frac{S}{V} \\ \frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{(\gamma GT_E)^2 D}{12} \end{cases} \quad (1)$$

式中: T_B 为体弛豫时间,由流体固有属性决定; T_S 为表面弛豫时间,表征由自旋氢核与岩石孔壁碰撞引起能量衰减的过程; S 为孔隙表面积; V 为孔隙体积; ρ 为表面弛豫强度; γ 为氢核旋磁比; G 为磁场有效梯度; T_E 为 CPMG 脉冲序列回波间隔; D 为有效扩散系数。

为提高一维弛豫谱分辨率,发展了适用于岩心分析的二维核磁共振谱^[9-13],它依赖于在同一段脉冲序列中加载获得多个物理量。以二维脉冲序列为例,两个弛豫量(如弛豫时间和扩散系数)必须随时间独立变化,保证核函数中描述的分布关系和测量数据能够分开。

$$M(t_1, t_2) = \iint dx_1 dx_2 f(x_1, x_2) k_1(x_1, t_1) k_2(x_2, t_2) \quad (2)$$

式中: f 为分布函数; k 为核函数,即基于多孔介质弛豫理论得到的指数函数。通过拉普拉斯反演后即可获得不同量之间的分布关系。

此外,在三维外加梯度场作用下,经历层面选择、相位编码和频率编码 3 个过程可以实现核磁共振成像。层面选择即确定感兴趣的观测面,根据预检信号强弱可以选择分片成像和整体成像;通过相位编码和频率编码对

共振信号进行空间定位,相应参数存储在“K 空间”中;最后将“K 空间”中包含不同频率、相位及幅度的复数通过傅里叶变换转化为像素值,重建核磁共振图像^[14-15]。

2 岩石物性测试

核磁信号直接反映孔隙中含氢流体的规模,通过衰减信号反演获得的弛豫参数(T_1 、 T_2 和 D)是研究岩石物性参数的基础。核磁孔隙度由核磁信号总量确定,饱和度和渗透率及润湿性表征依赖弛豫参数和理论模型,因此后三者是间接获得的参数。

2.1 孔隙度

总信号与样品中氢核总量成正比,因此 T_2 谱积分面积与岩心孔隙中流体含氢量也成正比,通过标定得到核磁信号与孔隙度的相关关系可以获取待测岩样核磁孔隙度^[16]。其中,单位饱和流体核磁共振信号用含氢指数表示。

$$\text{含氢指数} = \frac{\text{岩样中总氢原子数}}{\text{相同体积标定样品中氢原子总数}} \quad (3)$$

随着研究储层改变,核磁孔隙度的分析对象经历了从常规储层岩心向非常规储层岩心和从规则到不规则样品的转变。如图 1 所示,对碳酸盐岩、致密砂岩及页岩等岩样的孔隙度表征,核磁测试能获得与氦气测孔基本一致的结果^[17-20];但对于火成岩这类强磁化率岩样,其磁化率越大,核磁孔隙度与氦测孔隙度误差越大。此外,岩样表面的残留水、孔隙内部流体的种类和性质对测试结果都有影响。因此,利用低场核磁共振技术对标准小岩柱($\phi 2.54 \text{ cm} \times 5.08 \text{ cm}$)进行单一孔隙度表征不具优势。

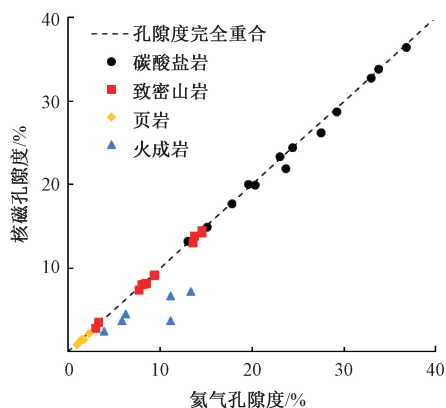


图 1 各种岩心的核磁孔隙度与氦气孔隙度对比^[17-20]

Fig.1 Comparison of NMR porosity and helium porosity of various cores^[17-20]

Fellah 等^[21]根据一定质量钻屑的 $1H$ 信号和 $19F$ 信号分别确定钻屑孔隙体积和钻屑外表体积,再计算得到钻屑孔隙度,且结果表明钻屑孔隙度与标准岩心孔隙度基本一

致。所以,不规则样的核磁孔隙度测试在很大程度上解决了取心少或缺乏取心井获取储层孔隙度困难的问题,为降低试验成本、获取更多地层认识提供了新思路。

2.2 流体饱和度

由式(1)可知, T_2 谱实际上反映了地层孔隙半径分布情况。受毛管力和粘滞力约束,当孔隙半径小到一定程度时,流体将被束缚在孔隙中无法流动,这个孔径在 T_2 谱上会对应一个临界值。当流体弛豫时间大于 T_2 临界值时,流体视为可动流体,反之为不可动流体,因此这个临界值也称为可动流体 T_2 截止值($T_{2\text{cutoff}}$)。 $T_{2\text{cutoff}}$ 是计算束缚流体饱和度的重要参数,用于评价储层流体可动用程度。对于中、高渗岩样,文献[22]基于大量实验结果和经验统计,推荐砂泥岩 T_2 截止值取 33 ms,碳酸盐岩取 92 ms。郑可等^[23]测得克拉玛依油田八区下乌尔禾组、青海油田狮子沟地区上干柴沟组、长庆安塞—姬塬—西峰油田延长组砂岩储层的 $T_{2\text{cutoff}}$ 分别为 5.11、16.18、8.91 ms,虽然结果各异,但均小于中、高渗储层可动流体评价常用的 33 ms。这是由于低渗储层中顺磁物质含量高,造成了表面弛豫效应增强、弛豫时间缩短。为获得更加准确的 $T_{2\text{cutoff}}$,可以用压汞法、相渗透率法或者半渗透隔板法等手段标定核磁饱和度,但这同时增加了测试时间^[24-26]。结合高速离心实验,对比饱水状态和最佳离心力状态下的 T_2 谱也能获得岩心束缚水饱和度^[27-28]。但是,Coates 等^[29]认为任何尺寸孔隙都存在一定量束缚水,随着孔隙尺寸的增大,束缚水含量会降低。基于大量砂岩和碳酸盐岩样品的实验结果的相关性统计,Coates 建立了束缚水饱和度的倒数与 T_2 几何平均值($T_{2\text{gm}}$)的经验公式,也即谱系数法。为验证谱系数法的普适性,王翼君等^[30]测试了 30 块伊拉克上白垩统 Khasib 储层碳酸盐岩不同离心力下 $T_{2\text{gm}}$ 与束缚水饱和度倒数的相关性,相应的谱系数与 Coates 给出的结果差异较大,表明采用谱系数法经验公式计算诸如碳酸盐岩这类非均质性强的岩心的束缚水饱和度时,需要对谱系数进行修正。

总的来说,目前有 4 种确定 T_2 截止值的方法的具体内容和适用性如表 1 所示。

由于使用弛豫参数确定流体饱和度会因为信号质量和反演方法而产生不可避免的误差^[31],因此无论哪种方法,即便是针对不同地区的同种岩性储层,其 T_2 截止值的确定也存在模型多样、结果迥异的事实,如表 2 所示。其中,通过经验统计法和 T_2 谱面积对比法获得的 $T_{2\text{cutoff}}$ 的准确性较其他两种方法更低,但后者更易操作和实现,且常用于岩性润湿性判断等后续实验。出于统一测试流程和增强可对比性等方面考虑,岩心参数标定法在获得低信噪比对象的饱和度时更加可靠,因此也被广泛使用。

表 1 T_2 截止值的 4 种确定方法		
Table 1 Four methods for determining cutoff value T_2 cutoff		
方法名称	方法内容	适用性
经验统计法	通过观察和统计方法对大量测试数据总结出经验值或拟合出经验关系式。	依赖于实验数量,工作量较大且普适性较差。
岩心参数标定法	采用常规岩心分析方法确定储层束缚水饱和度并求得束缚流体体积,当饱和水状态的 T_2 谱积分面积等于束缚流体体积时,对应 T_2 值即为 T_2 截止值。	标定方法获取束缚流体体积的准确性决定了 T_2 截止值选取的准确性。
T_2 谱面积对比法	从最佳离心力状态的 T_2 谱累积线最大值处作时间轴平行线,与饱和水状态的 T_2 谱累积线相交,由交点引垂线到时间轴,其对应的值为 T_2 截止值。	在小于 T_2 截止值的孔隙空间内,小于 T_2 截止值的孔隙流体仍然具有可动能力,而在大于 T_2 截止值的孔隙空间内,离心后也具有一定的不可动流体。
谱系数法	每个 T_2 时间点 i 的信号 T_{2i} 都包含了一定量的束缚水的贡献,因而每个信号都对应着特定的束缚水饱和度 $S_{\text{wirr}}(T_{2i})$ 。	总束缚水饱和度由 $S_{\text{wirr}}(T_{2i})$ 和 T_{2i} 对应的信号幅度 P_i 决定。

表 2 不同岩样 T_2 截止值或束缚水饱和度测试结果
Table 2 Test results of cutoff value T_2 cutoff or irreducible water saturation for different rock samples

学者	时间	岩性	经验结果或者关系式
Coates ^[29]	1998	砂岩碳酸盐岩	$\frac{1}{S_{\text{wirr}}} = mT_{2\text{gm}} + b$
汪中浩 ^[32]	2004	碳酸盐岩	$T_{2\text{cutoff}} = 12.587 \cdot (\sqrt{K/\phi})^2 + 11.124 \cdot \sqrt{K/\phi} + 11.298$
高楚桥 ^[25]	2004	砂岩	$T_{2\text{cutoff}} = \frac{17.934}{p_c^{0.2974}}$
桑茜 ^[33]	2017	页岩	可动水和可动油的平均 T_2 截止值分别为 0.22 和 0.54 ms

注: $T_{2\text{gm}}$ 为 T_2 分布的几何平均值,ms; S_{wirr} 为岩心离心后测量的束缚水饱和度,%; m 和 b 为经验系数; K 为渗透率,mD; ϕ 为孔隙度,%; p_c 为气水毛细管压力,MPa。

2.3 渗透率

经典的核磁渗透率估算主要有两大类方法,即依赖流体饱和度的 Coates 模型和依赖孔径大小的斯伦贝谢道尔实验室模型(schlumberger-Doll research laboratory,SDR)。初期研究表明,碎屑岩的渗透率与束

束缚水饱和度相关,因此主要工作集中在根据实验数据建立束缚水饱和度与渗透率的相关关系^[33]。在此基础上,Coates 根据孔隙度和可动流体与束缚流体占比来确定渗透率。后续研究逐渐认识到 T2 特征值与渗透率具有相关关系,而 T2 与孔隙大小有关,因此 Kenyon 等^[34]用孔隙度和 T2 几何平均值来确定渗透率。事实上,Coates 模型和 SDR 模型都考虑了孔径分布对渗透率的影响,但 Coates 模型则简单地认为渗透率只是可动流体和束缚流体的两段式贡献作用,而 SDR 模型只是将孔径分布简单平均化。对于具有简单孔隙结构的常规储层岩心,两种方法对渗透率的表征结果较理想,但随着岩样孔隙空间越来越多样、孔径分布越来越复杂,它们很可能失准。李志愿等^[35]对渤海某油田 3 个区域岩样的孔、渗数据进行了对比。如图 2(a)所示,虽然各区块平均孔隙度相差不大,但渗透率和它的相关性较差;如图 2(b)所示,虽然平均孔隙半径差别较大,但它与渗透率具有良好的相关性。表明在岩性、胶结等条件相近的情况下,低孔低渗储层的渗透率主要取决于岩石的孔径分布情况。

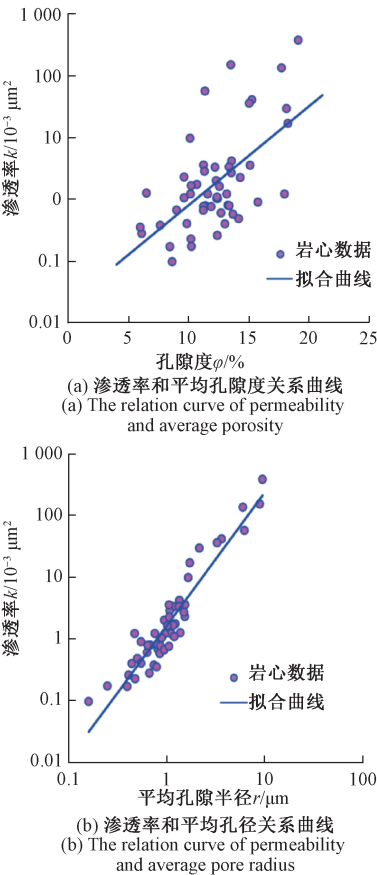


图2 渤海某油田岩样物性参数相关性对比^[35]
Fig.2 Correlation comparison of petrophysical parameters for a certain oil field in Bohai^[35]

范宜仁等^[18]对 28 块来自集鄂尔多斯盆地 XX 油田延长组长 8 段的低孔、超低渗致密砂岩采用波义耳单室法测量岩样氦气孔隙度,采用非稳态脉冲衰减法测量岩样渗透率,结果如图 3 所示,孔隙度与渗透率相关性同样较差。这也证实了通过单一孔隙度无法预测获得准确的核磁渗透率。

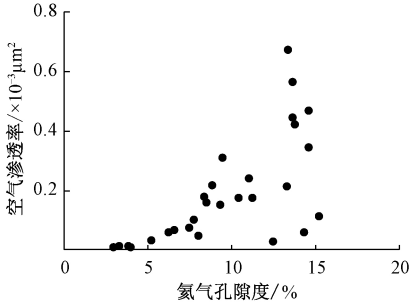


图3 氦气孔隙度与空气渗透率的相关关系^[18]
Fig.3 Correlation relationship between helium porosity and air permeability^[18]

此外,对于具有孔隙跨尺度特征、孔喉分布较宽的储层,如同时发育孔、洞、缝的碳酸盐岩储层,或是发育大量纳米级孔隙的页岩储层,由于不同尺寸孔喉的连续分布且对渗透率的贡献差异较大,需要有针对性地修正和完善模型,因此目前的计算模型和方法也向着双截止值和多孔隙贡献等方向发展。表 3 所示为核磁渗透率计算方法的发展历程,预计未来的预测模型将更加注重孔隙中可动流体对渗透率的贡献。

但是,上述模型仍是针对特定储层岩样的孔隙度和渗透率的相关关系推导得到,需要经过实验校正才可能推广应用于研究对象。因此,可以通过分析渗透率与孔隙度、孔径分布、可动/束缚流体饱和度等参数的相关关系,明确储层渗透率影响因素和各自权重,得到更加完善和准确的核磁渗透率预测模型。

2.4 润湿性

不同于常规润湿角测定来定量表征岩样润湿性,核磁润湿性表征基于流体饱和度测试,需要结合不同流体饱和及离心实验,通过对比实验前后弛豫谱谱线的形状和演化趋势,或者通过截止值计算获得流体饱和度和变化历程,更加偏向定性地说明确岩心润湿情况。Zhang 等^[39]和 Freedman 等^[40]通过饱和岩心离心前后的 T_1 谱观测砂岩和白云岩的含液情况,结合矿物成分分析发现砂岩主要呈显水湿性、白云岩显混湿性,但都忽略了 T_1 测试时间的影响。为缩短测试时间、更明确地区分可动流体和束缚流体,Al-Mahrooqi^[41]获得了不同浓度盐水饱和的砂岩并在长时间饱和油后 T2 的变化情况,发现岩石的润湿性会从水湿变成混湿。Flaum 等^[42]也发现润湿反转现象

表 3 核磁渗透率计算方法发展历程
Table 3 Development history of NMR permeability calculation methods

学者	时间	岩性	核磁渗透率计算模型	备注
Timur ^[36]	1968	砂岩	$K = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wir}^2}$	155 块岩样的统计结果
Kenyon 等 ^[34]	1988	砂岩	$K = a_1 \phi^{b_1} T_{2gm}^{c_1}$	T_{2gm} 为 T_2 几何平均值, a_1 、 b_1 、 c_1 为模型参数, 由岩心分析获取; 缺少岩心分析数据时, 分别取为 10、4、2
Coates 等 ^[29]	1998	砂岩碳酸盐岩	$K = \left(\frac{\phi}{a_2}\right)^{b_2} \cdot \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^{c_2}$	自由流体体积 (FFI)、束缚流体体积 (BVI) 均用百分数表示, a_2 、 b_2 、 c_2 为模型参数, 由岩心分析获取
Chang 等 ^[22]	1997	碳酸盐岩	$K = 4.75 (\phi_{T_2 < 750 \text{ ms}})^4 (T_2 < 750 \text{ ms})^2$	只考虑 T_2 不超过 750 ms 的孔隙度
Yao 等 ^[37]	2010	煤岩	$K = 0.49 \exp\left(\frac{\phi_p}{135}\right) - 0.54$	PP 模型考虑可动流体孔隙度对流体在孔隙内的流动起主要贡献
范宜仁等 ^[18]	2018	砂岩	$K = a \frac{S_{wmd}^b}{S_{wid}^c} T_{2gmd}^d \phi_{NMR}^e$	基于核磁共振双截止值的致密砂岩渗透率模型, a 、 b 、 c 、 d 、 e 为模型参数, 由岩心分析获取
韩玉娇等 ^[38]	2018	碳酸盐岩	$K = a \phi^b \frac{S_3^c S_4^d}{S_1^e S_2^f}$	基于不同孔隙分量贡献的多组分渗透率计算模型, a 、 b 、 c 、 d 、 e 、 f 为模型参数, $S_1 \sim S_4$ 分别为微孔、小孔、中孔、大孔孔隙组分占比, %

会发生在受油基泥浆中的表面活性剂影响的碳酸盐岩岩样上,而且由于束缚水信号弛豫时间更长,导致岩心的 T_2 截止值被高估,导致束缚流体体积增加、润湿性判断出现偏差。为定量表征岩心的润湿性,Chen 等^[43] 给出了 NMR 润湿 I_w 指数计算方程。

$$I_w = \frac{NMR(S_w) - NMR(S_0)}{NMR(S_w) + NMR(S_0)} \quad (4)$$

式中: I_w 取值在-1 到 1 之间,其中-1 代表强油湿,0 代表不显润湿偏好,1 代表强水湿。Sulucarnain 等^[44] 将该式用到页岩润湿性表征中,在此基础上,Odusina 等^[45] 结合 T_1 谱区分了页岩孔隙中润湿和非润湿流体,指出页岩的润湿性受孔隙结构、矿物成分和有机质含量的影响。由于不同种类、地区储层矿物组分和含量差异明显,导致页岩这类组成复杂的岩心的润湿性评价困难。所以,润湿性表征也由单因素和单一手段向多因素综合分析和多方法互相验证的方向发展。

3 孔隙结构表征

压汞法和 CO_2/N_2 吸附法是传统、广泛应用的岩心孔径分布测试方法。压汞法通过外压力的大小反映孔径的大小和孔喉分布,但在高压条件下会破坏岩石微观结构,部分孔隙数据会失真,因此测试范围主要包括样品中的大孔和部分分孔。气体吸附法虽然完善了对微孔-中孔(2~50 nm)分布的表征,但对大孔(>100 nm)监测范围有限,和压汞法同属于侵入岩心的有损测试。低场核磁共振测得的 T_2 谱反映了岩样全部孔隙信息,同时保证样品不被破坏,因而被越来越广泛地使用。

根据多孔介质弛豫理论,在绝大部分岩石的孔隙中(微米级及以下),氢核弛豫属于快扩散域,当孔隙中仅有一种流体时, T_{2b} 通常大于 3 000 ms,体弛豫比表面弛豫要慢得多,因此可以忽略前者影响;通过脉冲序列参数优化和主磁场强度控制能够尽量降低磁场梯度的影响,式(2)退化为快扩散弛豫模型。

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2s}} = \rho_2 \frac{S}{V} = \rho_2 a = \rho_2 \frac{F_s}{r} \quad (5)$$

式中: a 为孔隙特征尺寸, m^{-1} ; F_s 为孔隙形状几何因子:对于球状孔隙, $F_s = 3$;对于圆柱状孔隙, $F_s = 2$;对于片状孔隙, $F_s = 1$; r 为对应孔隙形状的特征长度, m 。

由式(5)可知,弛豫速率取决于质子与表面碰撞的频繁程度,该频繁程度由孔隙比表面积(S/V)决定,因此 T_2 分布反映了孔隙尺寸信息。具体而言,谱线峰值越高、分布越窄,代表该峰对应的孔隙占比约大、孔隙分布越均匀,反之亦然。根据弛豫谱线的形状和走势,可以反演出双峰或多峰模型并用于计算小、大孔中的弛豫对总弛豫产生的贡献,研究孔隙网络的连通性。

虽然相似地区或同一层位的岩样的表面弛豫率可近似相等,但表面弛豫率和形状因子取值一般不具备普适性。为考虑孔隙半径和喉道半径的区别,结合压汞曲线能够完成 T_2 谱向孔喉半径分布曲线的转化^[46]。

$$r_t = CT_2^{-\frac{1}{\rho_2}} \quad (6)$$

式中: r_t 为孔喉半径, m ; C 为与形状因子和表面弛豫率有关的常数。

恒速压汞使用等效球体半径计算出的孔隙体积会偏大,而核磁共振利用特征尺寸推算的孔隙半径接近实际孔隙的最大内切半径。从核磁共振全孔隙分布中去掉恒

速压汞喉道分布的贡献,得到孔隙体分布^[47]。Gao 等^[48]使用低场核磁共振和恒速压汞联合测试的方法测得延长组低孔、超低渗砂岩孔喉和孔隙半径分别分布在 1~10 和 10~100 ms 两个区间, T_2 值与压汞孔喉半径转换系数为 0.42~0.97 $\mu\text{m}/\text{ms}$ 。Lyu 等^[49]进一步指出,当孔隙尺寸小于 0.05 μm 时,孔隙和喉道大小相近,喉道半径小于 1 μm 时,流体处于束缚状态,而可动水主要保存在半径 10~100 μm 的空隙中,但无法区分到底是孔隙还是裂缝的贡献。修改式(7)中的形状因子,可以对微裂缝宽度 w 进行定量表征。

$$\frac{1}{T_2} = \rho_e \frac{2}{w} \quad (7)$$

实验表明,页岩中微裂缝的弛豫时间在 10~100 ms 范围内^[50],如果以表面弛豫率 0.05 $\mu\text{m}/\text{ms}$ 为例,计算得到微裂缝宽度为 1~10 μm ,这与 SEM 观测结果一致^[51],验证了式(7)的适用性。事实上,对于短弛豫组分容易被丢失的页岩岩样和扩散耦合强烈的碳酸盐岩岩样, T_2 谱显示范围有限并且结果存在平均效应,因此基于 BT 模型获得的孔径分布一般不能反映真实情况。

不同于基于 BT 模型计算孔隙结构参数的方法,核磁共振冷冻测孔法利用饱和流体凝固前后信号差异计算获得孔隙尺寸,避免了表面弛豫强度测量和顺磁物质对核磁信号的影响,但该方法表征的孔隙范围有限,且对饱和液体性质要求较高^[52]。

$$\begin{cases} \Delta T_m = T_m^\infty - T_m(x) = \frac{4\sigma_{sl}T_m^\infty}{x\Delta H_f\rho_s} \cos(\theta) \\ x = \frac{K_{GT}}{\Delta T_m} = \frac{K_gK_sK_i}{\Delta T_m} \end{cases} \quad (8)$$

式中: T_m^∞ 为固体熔点; $T_m(x)$ 为孔内晶体熔点; x 为孔隙尺寸; σ_{sl} 为固-液界面表面能; ΔH_f 为熔化焓; ρ_s 为固体密度; θ 为液体与孔壁的接触角; K_{GT} 为比例常数。

根据氢质子自由扩散的特点,以氢核扩散系数为变量可用于研究岩石孔隙的几何形貌和连通特征,但无论是基于简化假设的解析推导还是基于随机漫步的数值模拟,都无法描述复杂的孔隙形状和氢核在孔隙网络中的扩散过程,只能给出极端状态下的孔隙尺寸和连通情况。

$$\begin{cases} \frac{D(t)}{D_0} \approx \begin{cases} 1 - \frac{4}{9} \frac{S}{V} \left(\frac{D_0 t}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}}, \\ \rho \ll (D_0/t)^{\frac{1}{2}} \\ 1 - \frac{2}{9} \frac{S}{V} \left(\frac{D_0 t}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}}, \\ \rho \gg (D_0/t)^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (\text{短时极限}) \\ \frac{D_\infty}{D_0} = \frac{1}{F\phi} \quad (\text{长时极限}) \end{cases} \quad (9)$$

式中: D 、 D_0 、 D_∞ 分比为有效扩散系数、自由扩散系数和最终扩散系数。

结合 $T_1 \sim T_2$ 二维谱和扩散弛豫模型^[53],可以通过在实验中改变回波间隔 τ 得到弛豫速率差 $T_{2\text{sec}}$ 与平均磁场梯度 G 和孔隙半径 R 的关系式,并且在 T_1 - T_2 谱上能够观察到不同孔隙尺寸的多孔介质具有差异明显的信号分布^[54]。

$$\frac{1}{T_{2\text{sec}}} = \frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{2s}} - \frac{1}{T_{1s}} + \frac{1}{T_{2D}} = \frac{3\rho_2}{R} - \frac{3\rho_1}{R} + \frac{1}{T_{2D}(\tau, G, R)} \quad (10)$$

由于获取准确的表面弛豫率 ρ 困难, DDIF 序列通过内部场激发获得高特征态 ($n \geq 1$) 弛豫信息^[55] 和孔隙特征尺寸 a 的关系。

$$T_1^n = \frac{a^2}{D\pi^2 n^2} \quad (11)$$

Zhang 等^[56]使用 PFG-DDIF 序列获得的 D - a (T_1) 谱研究了扩散系数与孔径分布的关系:随着扩散时间增加,水分子运动受到的限制更严;孔隙尺寸越大,水分子扩散受到的限制越少,受限扩散系数 D 越接近自由扩散系数 D_0 。无论是获取孔径分布还是表征孔隙形状、连通性,都需要利用充盈孔隙的水中的氢核探针去“触摸”孔壁,结果受氢核弛豫行为控制,所以利用弛豫时间计算孔隙结构相关参数时对样品空袭尺寸和连通情况也有严格要求。此外,受图像分辨率限制的核磁共振成像虽然不能刻画出孔隙结构的细节,但可用于观察重大的结构变化。

4 孔隙流体识别

如图 4(a) 所示孔隙流体识别是二维核磁共振技术在岩心分析领域最基本的应用。由于油、气、水扩散系数差异明显 ($D_w: 2.0 \times 10^{-5} \sim 2.5 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$; $D_o: 1.0 \times 10^{-6} \sim 2.5 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$; $D_g: 2.5 \times 10^{-5} \sim 0.1 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$), D - T_2 二维分布可以区分这 3 种在岩石中的常见流体,弥补了一维 T_2 谱中信号重叠的短板,如图 4(b) 所示。 D - T_2 谱分布会因岩样组成和流体类型的不同而产生差异,所以在分离多相流体信号的基础上还可以估算流体黏度、量化油气饱和度。Freedman 等^[57]观察到溶解气的存在会对原油组分在 D - T_2 谱上的分布产生影响,即信号向高扩散系数 D 和短弛豫时间 T_2 方向偏移。Mattea 等^[58]用多孔玻璃代替岩石多孔介质,通过 D - T_2 谱成功区分了孔隙内外的甲烷气;在此基础上, Zielinski 等^[59]尝试直接区分页岩孔隙中的吸附气和游离气,由于有机孔的强吸附作用和表面弛豫影响,两种气体之间存在快速交换,区分效果不明显,表明 D - T_2 谱对流体的识别效果受信噪比约束。范宜仁等^[60]对比了恒定梯度场和脉冲梯度场在同时采集 D 和 T_2 信息时的优缺点,基于改进的 D - T_2

序列,通过实验和模拟指出当信噪比大于 50 时,反演谱和构造谱吻合程度较高。

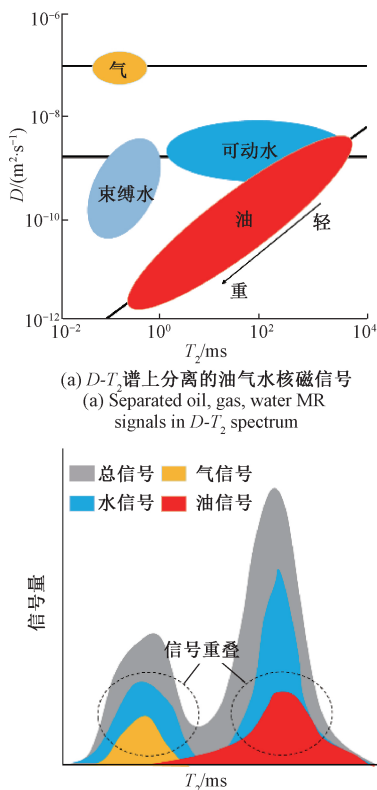


图 4 油气水核磁信号在弛豫谱上的分布^[60]
Fig.4 The oil, gas, water MR signal distribution in relaxation spectrum^[60]

当岩石孔隙中含氢流体分子量差异较大时, T_1/T_2 比值也会有很大差异^[61],因此,除 $D-T_2$ 谱外, T_1-T_2 谱也能用于区分流体和孔隙中其他组成。Fleury 等^[62] 对于干燥页岩和饱和水页岩分别进行 T_1-T_2 测试,获得的水和有机物质的不同信号响应如图 5 所示。

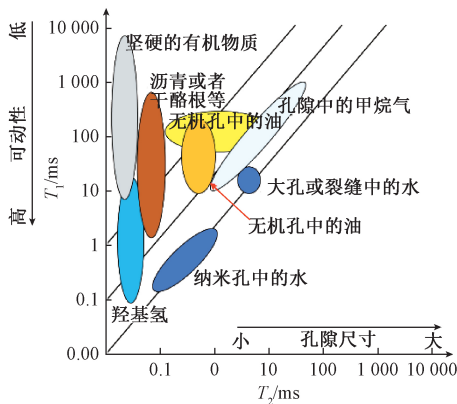


图 5 页岩孔隙流体和其他组成的核磁信号在 T_1-T_2 谱上的分布
Fig.5 MR signal distribution of shale pore fluids and other components in T_1-T_2 spectrum

Li 等^[63] 对比了海相页岩和陆相页岩中流体的弛豫信号在 T_1-T_2 谱分布上的差异,认为陆相页岩中存在大量粘土矿物构成的晶间孔,导致自由水峰值出现提前并可能丢失,这也给 T_1-T_2 谱在陆相页岩孔隙组分的识别上提出了挑战。

5 结合 MRI 的其他研究

在岩心浸泡、驱替、离心和干湿循环等实验基础之上,结合核磁谱线和成像技术,可以直接或间接反映多孔介质中流体分布变化情况,进一步分析孔隙结构变化,从而对常规和非常规能源开发生产中的各种现象进行研究。

第一类应用通过驱替前后核磁信号在空间分布的变化研究流体的形态分布特征和运移规律。如表 4 所示,这类应用以核磁共振技术在提高采收率、CO₂ 驱煤层气、水合物合成与分解等方面的研究为代表,定性描述为主、提供用于理论分析的客观支撑。

含氢和不含氢的液体驱替介质的核磁信号差异强,成像观测效果好;而含氢气体驱替介质信号强度弱于液体,在真实岩样中受噪声影响更容易被丢失,而且实验观测时间较长。如图 6 所示,熊侯武^[71] 借助 Spiral 成像序列才观测到煤岩对甲烷的吸附情况。由于水合物在真实岩心内的生成条件比较苛刻,即便满足水合物生成条件,受信噪比的限制,也不容易通过核磁共振成像观察水合物的生成和分解过程,因此常用人造岩心开展成像实验并结合核磁谱线辅助分析。典型的室内水合物生成过程如图 7 所示。

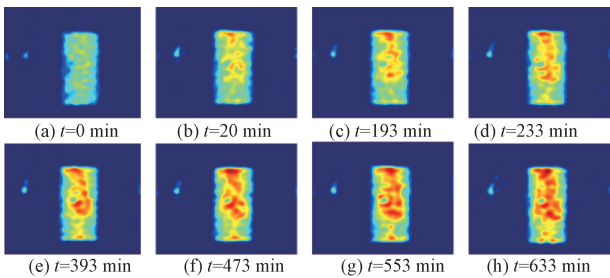


图 6 通过 Spiral 序列成像观测甲烷吸附量随时间的变化情况^[71]

Fig.6 Variation of methane adsorption amount vs. time observed with Spiral sequence imaging^[71]

第二类应用在获取流体分布和运移规律的基础上判断孔隙结构的变化。如表 5 所示,这类应用以页岩自吸和水化损伤、岩石冻融循环损伤、碳酸盐岩蚀孔及裂缝表征等为代表。

表 4 基于核磁共振的流体运移过程与分布监测

Table 4 Fluid migration process and distribution monitoring based on NMR

研究方向	研究时间	学者	核磁信号来源	研究成果
提高采收率	2015	高辉等 ^[64]	油、水中的 ¹ H	利用改进的核磁共振高压驱替系统开展了水驱油实验,指出较小孔喉和中等孔喉是剩余油的主要赋存空间。
	2017	狄勤丰等 ^[65]	水中的 ¹ H	用重水配制聚合物和弱凝胶,对不同驱替剂组合方式下的驱替特征进行了可视化实验研究。
	2017	Wang 等 ^[66]	油、水中的 ¹ H	对比了纯 CO ₂ 驱、CO ₂ 与水交替驱、CO ₂ 泡沫驱的驱替效果。
	2018	张景楠等 ^[67]	油、水中的 ¹ H	泡沫波及效率较高、洗油效果显著,且泡沫可起到一定的调剖作用,岩心内不同大小孔隙出油比较均匀。
	2018	Cheng 等 ^[68]	油、水中的 ¹ H	直观展现了自吸维度提升对提高原油采收率的积极效果。
	2018	Jiang 等 ^[69]	油、水中的 ¹ H	核磁共振信号量计算致密砂岩内部原油质量,加压明显增大原油采收率。
	2019	Alshehri 等 ^[70]	油、水中的 ¹ H	用重水配制盐水和凝胶,分析了水驱油和凝胶驱油对提高采收率的影响。
CO ₂ 驱煤层气	2018	熊武侯 ^[71]	甲烷气中的 ¹ H	用投影重建法和 Spiral 序列对煤样吸附饱和和甲烷及二氧化碳驱替甲烷等过程进行成像观测,研究了煤样非均质性。
水合物的合成及分解	2010	姚蕾 ^[72]	水中的 ¹ H	利用不同粒径的玻璃砂样品观测了不同客体分子水合物的形成和分解过程。
	2012	孟庆国等 ^[73]	水中的 ¹ H	在 20 ml 的顶空瓶内观测四氢呋喃水合物的形成和分解过程。

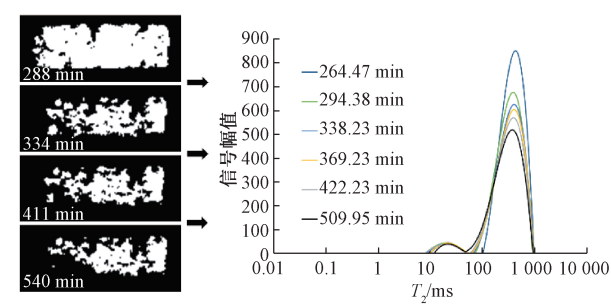


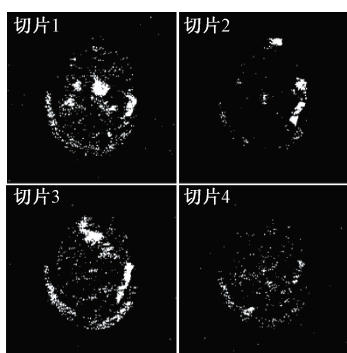
图 7 利用人造岩心 MR 成像和 T_2 谱线分析水合物生成过程
Fig.7 Analysis of hydrate formation process with artificial core MRI and T_2 spectrum

岩石损伤类实验成像观测主要根据图像的亮斑和亮度直观、定性地认识和描述岩石内部孔隙演化和微裂缝的发育情况,如花岗岩的冻融损伤和页岩的水化损伤分别如图 8(a)和(b)所示。对于致密、孔隙度小的岩样,受信号采集和分辨率限制,只有在饱和状态下获得有使用价值的图片,所以一般会结合谱线变化进行假设演绎和解释分析。针对不适于流体保存的大孔洞、大裂缝等储集空间,如碳酸盐岩中的酸蚀蚓孔或贯穿裂缝,核磁信号源的蒸发或者流失会严重影响成像结果;如果持续对岩心夹持器中的样品进行驱替以防止流体流失,管线中的流体会产生额外共振信号,不利于定量计算空隙体积。因此,可以借助 CT 扫描和数字岩心重构的方法辅助核磁共振技术开展类似研究。

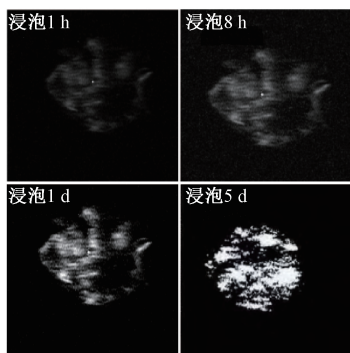
表 5 基于核磁共振的孔隙结构演化研究

Table 5 Pore structure evolution study based on NMR

研究方向	研究时间	学者	研究成果
页岩自吸和水化损伤	2015	Meng 等 ^[74]	认识了页岩不同于砂岩和火成岩的自吸能力和自吸方式。
	2015	王萍等 ^[75]	观测了页岩水化后微观结构的损伤演化特征。
岩石冻融循环损伤	2012	周科平等 ^[76]	对比了花岗岩岩样在自然饱和及真空饱和的条件下的冻融损伤效果。
	2019	姜德义等 ^[77]	研究了冻融次数对砂岩内部结构的破坏。
	2019	宋勇军等 ^[78]	从岩石力学角度分析了弱胶结砂岩干湿循环损伤特征。
	2019	俞缙等 ^[79]	对比了水化学溶液浸泡和冻融循环对砂岩的不同损伤效果。
	2019	谢凯楠等 ^[80]	利用核磁图像中像素点的分布和亮度变化作为判断孔隙度演变的标准。
碳酸盐岩酸蚀蚓孔和裂缝表征	2005	Gombia 等 ^[81]	利用核磁共振成像技术对裂缝进行了三维重构。
	2014	Krebs 等 ^[82]	借用医学上的核磁共振技术对酸蚀蚓孔进行了三维重构,并比较了与 μ CT 重构结果的差异。
	2016	Mahmoud 等 ^[83]	结合核磁谱线技术和 CT 扫描表征了酸蚀蚓孔的发育过程。
	2017	齐宁等 ^[84]	使用人造碳酸盐岩岩心开展酸液驱替过程中酸蚀蚓孔扩展的核磁共振成像分析。



(a) 花岗岩岩样经历40次冻融循环后的核磁成像
(a) MRI of granite sample after 40 freezing and thawing cycles



(b) 页岩在不同浸泡时间下的核磁成像
(b) MRI of shale under different soaking time

图8 通过核磁成像对岩石内部损伤情况观测^[75-76]

Fig.8 Observation of rock internal damage with MRI^[75-76]

6 应用中的问题与探讨

总结核磁共振技术在油气能源领域的应用成果,发现存在以下几个问题:

1) 核磁共振技术应用涉及多孔介质弛豫理论发展、脉冲序列开发设计、采集参数优化以及采集数据反演等内容,是典型的学科交叉过程。目前,同时具备核磁共振基础知识、核磁共振应用研发能力和油气专业背景的研究人员不足,导致从理论到行业应用存在断层,极大延缓了该技术的发展速度。

2) 氢核探针理论上能够捕捉到分子量级的信息,但由于设备物理极限和探测对象的限制,核磁共振技术测试分辨率还有很大提升空间。首先,由于真实岩石孔隙较小,且骨架表面和孔隙中分布有顺磁杂质,主磁场频率过高会引起背景梯度场过强,过低会丢失短弛豫组分,导致测试结果信噪比低。因此,NMR技术,尤其是MRI在真实岩心上的测试结果的分析解释仍具有挑战性。其次,弛豫模型中涉及到诸如表面弛豫率 ρ 和岩石内部磁化率分布等物理量的获取比较困难。此外,除了硬件自身对信号发出和采集的时间要求,对采集数据的反演方

法也影响了核磁实验的效率,需要在时间成本和分辨率上寻求平衡。

3) 不同储层间的岩石差别迥异,导致理论和模型的针对性和普适性较差。比如,经过BT弛豫控制方程导出的基态弛豫时间转化出的孔隙特征尺寸只是一个笼统的平均值,不反映孔隙结构的几何性质和拓扑性质,影响测试结果的可解释性。此外,根据自旋氢核的运动和弛豫机制受孔隙尺寸和组成影响,尤其对于跨尺度孔隙空间,目前还没有合适模型用于描述氢核的扩散和弛豫行为。

7 结 论

经过六十多年的发展,适于岩石多孔介质研究的核磁共振技术已经相当成熟,并因其无损检测的特点被越来越广泛地应用在采矿学科领域中,但仍不及其在医疗、卫生、食品等领域的普及程度和应用效果,这不仅与受检测对象本身有关,也与该项技术在本领域的理论应用水平和发展密不可分。本文总结了核磁共振技术在岩石物理测试和结构表征方面的应用成果,归纳了现存于应用中的问题和技术瓶颈,总结出该项技术的发展趋势,即要围绕完善和发展岩石多孔介质弛豫理论、丰富检测对象、提高信噪比、优化实验参数及步骤和改进反演算法共4个方面开展。其中,丰富检测对象包括通过序列开发获取更多含有弛豫信息的物理量,以不同流体介质作为核磁信号载体,将质子探针的探测对象从孔隙空间中的流体拓宽到岩石骨架颗粒、关注不同矿物成分的核磁响应,即借鉴更多固体核磁测试的方法和思路等。同时要加深对各类储层本身的认识,取长补短,结合多种分析计算方法和实验手段,辅助和验证核磁实验结果。

参考文献

- [1] BROWNSTEIN K R, TARR C E. Spin-lattice relaxation in a system governed by diffusion[J]. Journal of Magnetic Resonance, 1977, 26(1): 17-24.
- [2] BROWNSTEIN K R, TARR C E. Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cells[J]. Physical Review A, 1979, 19(6): 2446-2453.
- [3] KLEINBERG R L, HORSFIELD M A. Transverse relaxation processes in porous sedimentary rock[J]. Journal of Magnetic Resonance, 1990, 88(1): 9-19.
- [4] KLEINBERG R L, KENYON W E, MITRA P P. Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock[J]. Journal of Magnetic Resonance, Series A, 1994, 108(2): 206-214.
- [5] COHEN M H, MENDELSON K S. Nuclear magnetic relaxation and the internal geometry of sedimentary rocks[J]. Journal of Applied Physics, 1982, 53(2):

- 1127-1135.
- [6] D'ORAZIO F, BHATTACHARJA S, HALPERIN W P, et al. Molecular diffusion and nuclear-magnetic-resonance relaxation of water in unsaturated porous silica glass[J]. *Physical Review B*, 1990, 42(16): 9810-9818.
 - [7] GODEFROY S, KORB J P, FLEURY M, et al. Surface nuclear magnetic relaxation and dynamics of water and oil in macroporous media [J]. *Physical Review E*, 2001, 64(2): 1-13.
 - [8] SONG Y Q. Magnetic resonance of porous media (MRPM): A perspective [J]. *Journal of Magnetic Resonance*, 2013, 229: 12-24.
 - [9] SUN B, DUNN K J, BILODEAU B J, et al. Two-dimensional NMR logging and field test results [C]. SPWLA 45th Annual Logging Symposium, 6-9 June 2004, Noordwijk, Netherlands. SPWLA-2004-KK.
 - [10] HÜRLIMANN M D, VENKATARAMANAN L. Quantitative measurement of two-dimensional distribution functions of diffusion and relaxation in grossly inhomogeneous fields [J]. *Journal of Magnetic Resonance*, 2002, 157(1): 31-42.
 - [11] HÜRLIMANN M D, VENKATARAMANAN L, FLAUM C. The diffusion-spin relaxation time distribution function as an experimental probe to characterize fluid mixtures in porous media[J]. *Journal of Chemical Physics*, 2002, 117(22): 10223-10232.
 - [12] SONG Y Q, VENKATARAMANAN L, HÜRLIMANN M D, et al. T_1 - T_2 correlation spectra obtained using a fast two-dimensional Laplace inversion [J]. *Journal of Magnetic Resonance*, 2002, 154(2): 261-268.
 - [13] 吴飞, 范宜仁, 李进, 等. D - T_2 二维核磁共振技术发展综述[J]. *测井技术*, 2015, 39(3): 261-271.
WU F, FAN Y R, LI J, et al. A development overview of D - T_2 two-dimensional NMR technology[J]. *Well Logging Technology*, 2015, 39(3): 261-271.
 - [14] CALLAGHAN P T, FORDE L C, ROFE C J. Correlated susceptibility and diffusion effects in NMR microscopy using both phase-frequency encoding and phase-phase encoding [J]. *Journal of Magnetic Resonance*, 1994, 104(1): 34-52.
 - [15] MORI S, BARKER P B. Diffusion magnetic resonance imaging: Its principle and applications [J]. *Anatomical Record Advances in Integrative Anatomy & Evolutionary Biology*, 1999, 257(3): 102-109.
 - [16] 林君, 王琳, 杨宇, 等. 核磁共振接收线圈谐振优化分析与标定[J]. *仪器仪表学报*, 2015, 36(1): 17-25.
LIN J, WANG L, YANG Y, et al. Resonance receiving circuit analysis and parameters demarcating of NMR equipment[J]. *Chinese Journal of Scientific Instrument*, 2015, 36(1): 17-25.
 - [17] 张凤生, 隋秀英, 段朝伟, 等. 高孔隙度低渗透率碳酸盐岩储层岩心核磁共振实验研究[J]. *测井技术*, 2018, 42(5): 497-502, 529.
ZHANG F SH, SUI X Y, DUAN CH W, et al. NMR experimental study on carbonate reservoirs with high porosity and low permeability [J]. *Well Logging Technology*, 2018, 42(5): 497-502, 529.
 - [18] 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 Y R, LIU J Y, GE X M, 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.
 - [19] 付永红, 司马立强, 张楷晨, 等. 页岩岩心气测孔隙度测量参数初探与对比[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(3): 144-148, 174.
FU Y H, SIMA L Q, ZHANG K CH, et al. Preliminary study and comparison of shale core gas-porosity test parameters[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(3): 144-148, 174.
 - [20] 戴诗华, 赵辉, 姜淑云. 用于计算火成岩储层基质孔隙度的首选测井曲线[J]. *天然气工业*, 2014, 34(1): 58-63.
DAI SH H, ZHAO H, JIANG SH Y. The preferred logging curve for calculation of matrix porosity of volcanic reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(1): 58-63.
 - [21] FELLAH K, UTSUZAWA S, SONG Y Q, et al. Porosity of drill-cuttings using multinuclear ^{19}F and ^1H NMR measurements [J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(7): 7467-7470.
 - [22] CHANG D H, VINEGAR H, MORRIS C, et al. Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging [J]. *Log Analyst*, 1997, 38(2): 60-72.
 - [23] 郑可, 徐怀民, 陈建文, 等. 低渗储层可动流体核磁共振研究[J]. *现代地质*, 2013, 27(3): 710-718.
ZHENG K, XU H M, CHEN J W, et al. Movable fluid study of low permeability reservoir with nuclear magnetic resonance technology [J]. *Geoscience*, 2013, 27(3): 710-718.
 - [24] 孙建孟, 李召成, 耿生臣, 等. 核磁共振测井 $T_{2\text{cutoff}}$ 确定方法探讨[J]. *测井技术*, 2001, 25(3): 175-178, 241.
SUN J M, LI ZH CH, GENG SH CH, et al. On $T_{2\text{cutoff}}$

- value determination of nuclear magnetic resonance logging[J]. Well Logging Technology, 2001, 25(3): 175-178, 241.
- [25] 高楚桥, 何宗斌, 吴洪深, 等. 核磁共振 T_2 截止值与毛细管压力的关系[J]. 石油地球物理勘探, 2004, 39(1): 117-120.
- GAO CH Q, HE Z B, WU H SH, et al. Relationship between NMR T_2 cutoff and capillary pressure[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2004, 39(1): 117-120.
- [26] 王志战, 邓美寅, 翟慎德, 等. 油井样品 NMR T_2 谱的影响因素及 T_2 截止值的确定方法[J]. 波谱学杂志, 2006, 23(1): 143-151.
- WANG ZH ZH, DENG M Y, ZHAI SH D, et al. Factors affecting NMR T_2 spectra of oil well samples and methods for determining the T_2 cutoff value[J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2006, 23(1): 143-151.
- [27] 肖前华, 张亚蒲, 杨正明, 等. 中东碳酸盐岩核磁共振实验研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(22): 6415-6420.
- XIAO Q H, ZHANG Y P, YANG ZH M, et al. NMR study on the characteristics of the cores from middle east carbonate reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(22): 6415-6420.
- [28] 代全齐, 罗群, 张晨, 等. 基于核磁共振新参数的致密油砂岩储层孔隙结构特征——以鄂尔多斯盆地延长组7段为例[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 887-897.
- DAI Q Q, LUO Q, ZHANG CH, et al. Pore structure characteristics of tight-oil sandstone reservoir based on a new parameter measured by NMR experiment: a case study of seventh member in Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 887-897.
- [29] COATES G R, MARSCHALL D, MARDON D, et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance[J]. The Log Analyst, 1998, 39(1): 51-63.
- [30] 王翼君, 唐洪明, 郑马嘉, 等. 核磁共振法表征碳酸盐岩孔隙结构及束缚水饱和度的局限性: 基于实验分析[J]. 海相油气地质, 2018, 23(3): 89-96.
- WANG Y J, TANG H M, ZHENG M J, et al. The limitation of NMR to characterize the pore structure and irreducible water saturation of carbonate rocks: an experimental analysis [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2018, 23(3): 89-96.
- [31] 孙伟峰, 李荷鑫, 李新, 等. 随钻核磁共振自旋回波数据联合编码压缩方法[J]. 电子测量与仪器学报, 2018, 32(1): 135-141.
- SUN W F, LI H X, LI X, et al. CPMG spin echo data compression method based on joint encoding for NMR-LWD [J]. Journal of Electronic Measurement and Instrument, 2018, 32(1): 135-141.
- [32] 汪中浩, 章成广, 肖承文, 等. 低渗透储集层 T_2 截止值实验研究[J]. 地球物理学进展, 2004, 19(3): 652-655.
- WANG ZH H, ZHANG CH G, XIAO CH W, et al. Experimental study of T_2 -cutoff values in low-permeability reservoirs[J]. Progress in Geophysics, 2004, 19(3): 652-655.
- [33] 桑茜, 张少杰, 朱超凡, 等. 陆相页岩油储层可动流体的核磁共振研究[J]. 中国科技论文, 2017, 12(9): 15-20.
- SANG Q, ZHANG SH J, ZHU CH F, et al. Study on movable fluid of continental shale oil reservoir with NMR technology[J]. China Science Paper, 2017, 12(9): 15-20.
- [34] KENYON W E, DAY P I, STRALEY C, et al. A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones [J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(3): 622-636.
- [35] 李志愿, 崔云江, 关叶钦, 等. 基于孔径分布和 T_2 谱的低孔渗储层渗透率确定方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(4): 34-40.
- LI ZH Y, CUI Y J, GUAN Y Q, et al. Permeability confirmation method of low porosity and permeability reservoirs based on pore distribution and T_2 spectrum[J]. Journal of China University of Petroleum, 2018, 42(4): 34-40.
- [36] TIMUR A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships [J]. Log Analyst, 1968, 9(4): 8-17.
- [37] YAO Y B, LIU D M, CHE Y, et al. Petrophysical characterization of coals by low-field nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. Fuel, 2010, 89(7): 1371-1380.
- [38] 韩玉娇, 周灿灿, 范宜仁, 等. 基于孔径组分的核磁共振测井渗透率计算新方法: 以中东 A 油田生物碎屑灰岩储集层为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 170-178.
- HAN Y J, ZHOU C C, FAN Y R, et al. A new permeability calculation method using nuclear magnetic resonance logging based on pore sizes: A case study of bioclastic limestone reservoirs in the A oilfield of the Mid-East[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 170-178.
- [39] ZHANG G Q, HUANG C C, HIRASAKI G J. Interpretation of wettability in sandstones with NMR analysis [J]. Biochimica Et Biophysica Acta, 2000, 1445(1): 183-192.

- [40] FREEDMAN R, HEATON N, FLAUM M, et al. Wettability, saturation, and viscosity from NMR measurements[J]. SPE Journal, 2003, 8(4): 317-327.
- [41] AL-MAHROOQI S H. Laboratory and numerical investigation of NMR relaxation measurements to study reservoir wettability [D]. London: Imperial College London, 2004.
- [42] FLAUM M, CHEN J, HIRASAKI G J. NMR diffusion editing for $D-T_2$ maps: Application to recognition of wettability change [J]. Petrophysics, 2005, 46(2): 113-123.
- [43] CHEN J, HIRASAKI G J, FLAUM M. NMR wettability indices: Effect of OBM on wettability and NMR responses[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2006, 52(4): 161-171.
- [44] SULUCARNAIN I D, SONDERGELD C H, RAI C S. An NMR study of shale wettability and effective surface relaxivity [C]. Canadian Unconventional Resources Conference, SPE, 2012: 162236.
- [45] ODUSINA E O, SONDERGELD C H, RAI C S. An NMR study of shale wettability [C]. Canadian Unconventional Resources Conference, SPE, 2011: 147371.
- [46] 李爱芬, 任晓霞, 王桂娟, 等. 核磁共振研究致密砂岩孔隙结构的方法及应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6): 92-98.
LI AI F, REN X X, WANG G J, et al. Characterization of pore structure of low permeability reservoirs using a nuclear magnetic resonance method[J]. Journal of China University of Petroleum, 2015, 39(6): 92-98.
- [47] 肖佃师, 卢双舫, 陆正元, 等. 联合核磁共振和恒速压汞方法测定致密砂岩孔喉结构[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 961-970.
XIAO D SH, LU SH F, LU ZH Y, et al. Combining nuclear magnetic resonance and rate-controlled porosimetry to probe the pore-throat structure of tight sandstones[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 961-970.
- [48] GAO H, LI H Z. Determination of movable fluid percentage and movable fluid porosity in ultra-low permeability sandstone using nuclear magnetic resonance (NMR) technique[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2015, 133: 258-267.
- [49] LYU C H, NING Z F, WANG Q, et al. Application of NMR_{T_2} to pore size distribution and movable fluid distribution in tight sandstones [J]. Energy & Fuels, 2018, 32(2): 1395-1405.
- [50] SONDERGELD C H, NEWSHAM K E, COMISKY J T, et al. Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources[C]. Unconventional Gas Conference, 23- 25 February 2010, Pittsburgh, USA. SPE 131768.
- [51] LASH G G, ENGELDER T. An analysis of horizontal microcracking during catagenesis: Example from the Catskill delta complex [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(11): 1433-1449.
- [52] ZHAO Y, SUN Y, LIU S, et al. Pore structure characterization of coal by NMR cryoporometry[J]. Fuel, 2017, 190: 359-369.
- [53] NEUMAN C H. Spin echo of spins diffusing in a bounded medium[J]. The Journal of Chemical Physics, 1974, 60(11): 4508-4511.
- [54] JOHNSON A, DAIGLE H. Nuclear magnetic resonance secular relaxation measurements as a method of extracting internal magnetic field gradients and pore sizes [J]. Interpretation, 2016, 4(4): T565-T573.
- [55] SONG Y Q, RYU S, SEN P N. Determining multiple length scales in rocks[J]. Nature, 2000, 406: 178-181.
- [56] ZHANG Y, XIAO L Z, LIAO G Z, et al. Direct correlation of diffusion and pore size distributions with low field NMR [J]. Journal of Magnetic Resonance, 2016, 269: 37-42.
- [57] FREEDMAN R, HEATON N. Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging [J]. Petrophysics, 2004, 45(3): 241-250.
- [58] MATTEA C, KIMMICH R, ARDELEAN I, et al. Molecular exchange dynamics in partially filled microscale and nanoscale pores of silica glasses studied by field-cycling nuclear magnetic resonance relaxometry[J]. The Journal of Chemical Physics, 2004, 121(21): 10648-10656.
- [59] ZIELINSKI L, RAMAMOORTHY R, MINH C C, et al. Restricted diffusion effects in saturation estimates from 2D diffusion-relaxation NMR maps [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19- 22 September 2010, Florence, Italy. SPE 134841.
- [60] 范宜仁, 吴飞, 李虎, 等. $D-T_2$ 二维核磁共振脉冲序列及反演方法改进设计[J]. 物理学报, 2015, 64(9): 1-16.
FAN Y R, WU F, LI H, et al. A modified design of pulse sequence and inversion method for $D-T_2$ two-dimensional NMR[J]. Acta Phys. Sin., 2015, 64(9): 1-16.
- [61] KLEINBERG R L, FAROOQUI S A, HORSFIELD M A. T_1/T_2 ratio and frequency dependence of NMR relaxation in porous sedimentary rocks [J]. Journal of Colloid & Interface Science, 1993, 158(1): 195-198.

- [62] FLEURY M, ROMERO-SARMIENTO M. Characterization of shales using T_1 - T_2 NMR maps[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 137: 55-62.
- [63] LI J B, HUANG W B, LU S F, et al. Nuclear magnetic resonance T_1 - T_2 map division method for hydrogen-bearing components in continental shale[J]. Energy & Fuels, 2018, 32(9): 9043-9054.
- [64] 高辉, 程媛, 王小军, 等. 基于核磁共振驱替技术的超低渗透砂岩水驱油微观机理实验[J]. 地球物理学进展, 2015, 30(5): 2157-2163.
GAO H, CHENG Y, WANG X J, et al. Experiment of microscopic water displacement mechanism based on NMR displacement technology in ultra-low permeability sandstone[J]. Progress in Geophysics, 2015, 30(5): 2157-2163.
- [65] 狄勤丰, 张景楠, 华帅, 等. 聚合物-弱凝胶调驱核磁共振可视化实验[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 270-274.
DI Q F, ZHANG J N, HUA SH, et al. Visualization experiments on polymer-weak gel profile control and displacement by MRI technique [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 270-274.
- [66] WANG C, LI T T, GAO H, et al. Study on the blockage in pores due to asphaltene precipitation during different CO_2 flooding schemes with NMR technique [J]. Petroleum Science and Technology, 2017, 35(16): 1660-1666.
- [67] 张景楠, 狄勤丰, 华帅, 等. 泡沫驱油核磁共振实验及泡沫动态稳定性评价[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 853-860.
ZHANG J N, DI Q F, HUA SH, et al. Nuclear magnetic resonance experiments on foam flooding and evaluation of foam dynamic stability [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 853-860.
- [68] CHENG Z L, WANG Q, NING Z F, et al. Experimental investigation of countercurrent spontaneous imbibition in tight sandstone using nuclear magnetic resonance [J]. Energy & Fuels, 2018, 32(6): 6507-6517.
- [69] JIANG Y, SHI Y, XU G Q, et al. Experimental study on spontaneous imbibition under confining pressure in tight sandstone cores based on low-field nuclear magnetic resonance measurements [J]. Energy & Fuels, 2018, 32(3): 3152-3162.
- [70] ALSHEHRI A J, WANG J, KWAK H T, et al. A closer look on viscosity and divergence effects of gel treatments in fractured systems[C]. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, SPE, 2019: 194964.
- [71] 熊武侯. CO_2 -ECBM 过程模拟的核磁共振成像与煤储层孔隙结构变化[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2018.
XIONG W H. NMR imaging and changes in pore structure of coal reservoirs of CO_2 -ECBM process simulation[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2018.
- [72] 姚蕾. 多孔介质中水合物的核磁共振成像实验研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2010.
YAO L. Experimental study on hydrates in porous media using magnetic resonance imaging [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2010.
- [73] 孟庆国, 刘昌岭, 业渝光. 核磁共振成像原位监测冰融化及四氢呋喃水合物分解的微观过程[J]. 应用基础与工程科学学报, 2012, 20(1): 11-20.
MENG Q G, LIU CH L, YE Y G. In situ monitoring ice melting and tetrahydrofuran hydrates dissociation with magnetic resonance imaging [J]. Journal of Basic Science and Engineering, 2012, 20(1): 11-20.
- [74] MENG M, GE H, JI W, et al. Monitor the process of shale spontaneous imbibition in co-current and counter-current displacing gas by using low field nuclear magnetic resonance method[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015a, 27: 336-345.
- [75] 王萍, 屈展. 基于核磁共振的脆硬性泥页岩水化损伤演化研究[J]. 岩土力学, 2015, 36(3): 687-693.
WANG P, QU ZH. NMR technology based hydration damage evolution of hard brittle shale[J]. Rock and Soil Mechanics, 2015, 36(3): 687-693.
- [76] 周科平, 李杰林, 许玉娟, 等. 冻融循环条件下岩石核磁共振特性的试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(4): 731-737.
ZHOU K P, LI J L, XU Y J, et al. Experimental study of NMR characteristics in rock under freezing and thawing cycles [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(4): 731-737.
- [77] 姜德义, 张水林, 陈结, 等. 砂岩循环冻融损伤的低场核磁共振与声发射概率密度研究[J]. 岩土力学, 2019, 40(2): 436-444.
JIANG D Y, ZHANG SH L, CHEN J, et al. Low field NMR and acoustic emission probability density study of freezing and thawing cycles damage for sandstone [J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(2): 436-444.
- [78] 宋勇军, 张磊涛, 任建喜, 等. 基于核磁共振技术的弱胶结砂岩干湿循环损伤特性研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2019, 38(4): 825-831.
SONG Y J, ZHANG L T, REN J X, et al. Study on damage characteristics of weak cementation sandstone under drying-wetting cycles based on nuclear magnetic

- resonance technique [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, 38(4): 825-831.
- [79] 俞缙, 张欣, 蔡燕燕, 等. 水化学与冻融循环共同作用下砂岩细观损伤与力学性能劣化试验研究[J]. 岩土力学, 2019, 40(2): 41-50.
- YU J, ZHANG X, CAI Y Y, et al. Meso-damage and mechanical properties degradation of sandstone under combined effect of water chemical corrosion and freeze-thaw cycles [J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(2): 41-50.
- [80] 谢凯楠, 姜德义, 孙中光, 等. 基于低场核磁共振的干湿循环对泥质砂岩微观结构劣化特性的影响[J]. 岩土力学, 2019, 40(2): 653-667.
- XIE K N, JIANG D Y, SUN ZH G, et al. Influence of drying-wetting cycles on microstructure degradation of argillaceous sandstone using low field nuclear magnetic resonance[J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(2): 653-667.
- [81] GOMBIA M, BORTOLOTTI A, CAMPAGNOLI A, et al. Three-dimensional reconstruction of fracture networks in reservoir rocks by magnetic resonance imaging [C]. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 2005: OMC-2005-066.
- [82] KREBS M, LUNGWITZ B, SOUZA A, et al. The first visualization of acid treatments on carbonates with 3D nuclear magnetic resonance imaging [C]. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, SPE, 2014:168198.
- [83] MAHMOUD M, AL-DUAILEJ Y, AL-KHALDI M, et al. NMR as a characterization tool for wormholes[J]. SPE Production & Operations, 2016, 31(4): 362-373.
- [84] 齐宁, 李柏杨, 方明君, 等. 基于碳酸盐岩酸化溶蚀形态的酸液最优注入速度界限[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(5): 117-122.
- QI N, LI B Y, FANG M J, et al. Injection rate optimization for acidizing process of carbonate rocks based on dissolution morphology [J]. Journal of China University of Petroleum, 2017, 41(5): 117-122.

作者简介



王琨, 1995 年于西南石油学院获得学士学位, 现为西南石油大学石油与天然气工程学院实验中心主任、实验师, 主要从事实验室建设与管理、石油与天然气工程实验教学和科研工作。

E-mail: 569381620@qq.com

Wang Kun received her B.Sc. degree from Southwest Petroleum University (SWPU) in 1995. Now, she works in Petroleum Engineering School, SWPU as the director of the experiment center and an experimentalist. She focuses on laboratory construction, management, and experiment teaching and scientific research of oil and gas engineering.



周航宇 (通信作者), 2017 年于西南石油大学获得学士学位, 现为西南石油大学油气田开发专业博士生, 主要研究方向为储层增产改造。

E-mail: hangyu_zhou999@163.com

Zhou Hangyu (Corresponding author) received his B.Sc. degree from Southwest Petroleum University (SWPU) in 2017. Now, he is a Ph. D. candidate in the specialty of oil and gas field development, SWPU. His main research interests include reservoir production enhancement and reconstruction.