

孙小龙, 张宪国, 林承焰, 等. 基于核磁共振标定的高压压汞孔喉分布定量评价方法[J]. 岩矿测试, 2017, 36(6): 601 – 607.  
SUN Xiao-long, ZHANG Xian-guo, LIN Cheng-yan, et al. Quantitative Evaluation Method of HPMT Pore-throat Distribution Based on NMR Calibration[J]. Rock and Mineral Analysis, 2017, 36(6): 601 – 607. 【DOI: 10.15898/j.cnki.11-2131/td.201706110097】

# 基于核磁共振标定的高压压汞孔喉分布定量评价方法

孙小龙<sup>1</sup>, 张宪国<sup>1,2\*</sup>, 林承焰<sup>1,2</sup>, 赵仲祥<sup>1</sup>, 马存飞<sup>1</sup>, 林建力<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;

2. 山东省油藏地质重点实验室, 山东 青岛 266580)

**摘要:** 孔喉分布是控制低渗-致密砂岩储层物性的关键因素, 其评价依托于各种储层微观特征测试方法, 需要综合多方法各自优势进行孔喉分布定量表征。本文提出基于核磁共振标定的高压压汞孔喉分布定量评价的方法, 即通过核磁共振离心前后横向弛豫时间  $T_2$  谱图对比, 依据流体赋存状态重新划分三孔隙度组分百分比法的  $T_2$  值界限  $T_{21}$  和  $T_{22}$ , 对应将孔喉划分为束缚流体孔喉、过渡流体孔喉和可动流体孔喉, 再结合  $T_2$  值与孔喉半径的关系将  $T_2$  值界限转化为孔喉半径界限  $r_1$  和  $r_2$ , 最终依据高压压汞统计的不同流体赋存状态的孔喉含量  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$  进行孔喉分布定量评价。该方法综合了核磁共振有效表征孔喉流体赋存状态和高压压汞有效表征孔喉大小的优势。将此方法应用于西湖凹陷花港组低渗-致密砂岩储层孔喉分布评价, 建立了  $T_2$  值与孔喉半径平均转化系数  $C$  为 0.0079, 求取  $r_1$  和  $r_2$  为 60 nm 和 160 nm, 依据各类孔喉含量及其相互关系将孔喉分布划分为四类, 从而为储层评价提供新的参数和思路。

**关键词:** 核磁共振; 三孔隙度组分百分比法;  $T_2$  截止值; 高压压汞; 孔喉分布

**中图分类号:** P574.19; TE135.4

**文献标识码:** A

低渗-致密砂岩储层微观孔隙结构具有孔喉细小、结构复杂和非均质性强等特点<sup>[1]</sup>, 其受沉积作用控制的原始组构和埋藏过程中成岩改造的共同影响<sup>[2-3]</sup>, 与油气分布规律及聚集机理密切相关, 且直接决定了储层储集和渗流能力, 同时影响储层的产液性质和产能特征<sup>[4-5]</sup>。孔喉分布研究作为孔隙结构研究的重点内容, 主要依托于各种岩石测试方法, 可分为直接观测法和间接测量法。直接观测方法包括铸体薄片、各类扫描电镜和  $\mu\text{m}$ -nm 级断层扫描(CT)等; 间接测量方法包括气体吸附、核磁共振、高压压汞和恒速压汞等<sup>[6-8]</sup>。这些测试方法在总体上呈现由二维低分辨率的定性特点向三维高分辨率的定量特点发展, 均是从不同的方面反映孔隙结构特征, 如何融合多尺度多方法进行孔喉分布定量表征是目前面临的主要问题<sup>[9]</sup>。

核磁共振法通过对原始回波串的多指数拟合反演得到  $T_2$  谱, 进而获得  $T_2$  截止值、 $T_2$  几何均值、三孔隙度组分百分比等直接提取的量化参数以及通过  $T_2$  谱转换为伪毛管压力曲线所间接提取的孔隙结构参数<sup>[10-11]</sup>。核磁共振三孔隙度组分百分比法虽能实现对孔喉分布的定量表征和分类, 但划分孔隙组分的  $T_2$  值界限缺乏明确的地质意义, 且难以适用于孔喉分布范围差异较大的各类储层, 而实际研究工作中核磁共振测试数量往往又较为有限。高压压汞基于平行毛管束的理论, 利用进汞压力与进汞饱和度和孔喉半径的关系, 建立毛管压力曲线和孔喉分布曲线, 依据平均孔喉半径和曲线形态特征等进行孔喉分布评价<sup>[12]</sup>, 缺少直接反映整体孔喉分布特征的定量表征参数。

基于上述问题, 本文建立了基于核磁共振标定

收稿日期: 2017-06-11; 修回日期: 2017-07-20; 接受日期: 2017-08-14

基金项目: “十三五”国家科技重大专项(2016ZX05027-004); 国家自然科学基金面上项目(41672129); 山东省沉积成矿作用与沉积矿产重点实验室开放基金(DMSM201411)

作者简介: 孙小龙, 硕士研究生, 主要从事储层地质学研究。E-mail: upc\_sxl@126.com。

通讯作者: 张宪国, 博士, 硕士生导师, 主要从事油藏描述和储层地质学研究。E-mail: zhangxianguo@upc.edu.cn。

的高压压汞孔喉分布定量评价方法,即通过进行离心前后  $T_2$  谱图对比,依据孔隙流体赋存状态,调整核磁共振三孔隙度组分百分比法的  $T_2$  值界限,根据  $T_2$  值与孔喉半径相关关系将  $T_2$  值界限转化为孔喉半径界限,利用高压压汞统计不同类型孔喉含量来定量评价孔喉分布特征,将此方法应用于西湖凹陷花港组低渗-致密储层评价,获得的孔喉分布类型划分结果与储层物性、岩石学和微观孔隙结构特征具有很好的吻合度。

## 1 实验部分

### 1.1 实验样品

实验样品来自西湖凹陷中央反转构造带中北部花港组低渗-致密砂岩储层,选取不同井位、深度和岩石学特征的岩心样品约 400 余块,开展核磁共振实验共计 56 块,开展高压压汞实验共计 420 块,其中 9 块研究区普遍发育的辫状河三角洲水下分流河道中砂岩和细砂岩样品同时开展了核磁共振和高压压汞实验,用于建立核磁共振  $T_2$  值与孔喉半径转化关系。

### 1.2 测试方法

核磁共振法:实验设备为中国石油勘探开发研究院廊坊分院储层渗流实验室 Magnet 2000 型核磁共振岩心分析仪。实验过程和数据处理参照行业标准 SY/T 6490—2007《岩样核磁共振参数实验室测量规范》,首先对样品进行烘干(气藏样品不需要洗油)和流体饱和,开展饱和模拟地层水样品的核磁共振实验,反演  $T_2$  弛豫时间谱和  $T_2$  累积分布曲线。再将样品在 300 psi(约 2 MPa)条件下进行离心,开展残余束缚水样品的核磁共振实验。

高压压汞法:实验设备为中国石油勘探开发研究院廊坊分院储层渗流实验室 AutoPore IV 型压汞式孔隙分析仪。实验过程和数据处理参照行业标准 SY/T 5346—2005《岩石毛细管压力曲线的测定》,实验最大进汞压力约为 17000 psi(约 117 MPa),可测孔喉半径范围约为 6 nm ~ 63  $\mu\text{m}$ ,获取毛细管压力曲线和孔喉半径分布曲线。

## 2 结果与讨论

### 2.1 核磁共振孔喉分布评价方法

核磁共振三孔隙度组分百分比法和  $T_2$  截止值法是开展孔隙结构评价的重要方法。三孔隙度组分百分比法从  $T_2$  谱中提取横向弛豫时间介于 1 ~ 10 ms、10 ~ 100 ms 和 100 ~ 1000 ms 范围内的孔隙度百分比  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$ ,依据三者相对大小进行储层孔隙

结构分类<sup>[13-14]</sup>。相对于通过观察  $T_2$  谱形态进行储层孔隙结构定性评价的方法而言,该方法提出了可行的定量表征参数,但不同类型储层孔喉半径分布范围差异较大,常规储层发育毫米级至微米级孔喉系统,非常规储层发育微米级至纳米级孔喉系统<sup>[15]</sup>,该方法将三孔隙度组分界限定义为 1 ms、10 ms、100 ms 和 1000 ms,难以适用各类具有不同孔隙结构特征的储层。核磁共振  $T_2$  截止值为可动流体和束缚流体的  $T_2$  值界限,通常将离心后  $T_2$  谱累积量投影到离心前  $T_2$  谱累积曲线之上,对应数据点的横坐标即为  $T_2$  截止值<sup>[16]</sup>。 $T_2$  谱分布不仅受孔喉分布的控制,还与储层岩石学特征、润湿性、孔隙流体性质、测量参数和样品状态等密切相关<sup>[16]</sup>,仅利用  $T_2$  截止值评价孔隙流体状态存在一定的误差。

本文综合核磁共振三孔隙度组分百分比法和  $T_2$  截止值法各自优势,即同时考虑孔喉大小和流体赋存状态,通过核磁共振离心前后  $T_2$  谱图对比,对三孔隙度组分百分比法的  $T_2$  值界限进行重新划分。小孔喉以束缚流体为主,对应的  $T_2$  谱离心后基本不变或略有降低;大孔喉以可动流体为主,对应的  $T_2$  谱离心后明显降低或基本消失;期间存在离心后  $T_2$  谱中等幅度降低的过渡孔喉,对应为束缚流体和可动流体的混合流体。利用离心后与离心前  $T_2$  值对应孔隙度分量比值  $R$  作为相应尺寸孔喉内束缚流体饱和度,定量统计 56 块核磁共振  $T_2$  截止值对应  $R$  值约为 50%,本文将  $R$  大于 70% 定义为束缚流体,将  $R$  介于 70% ~ 30% 定义为过渡流体,将  $R$  小于 30% 定义为可动流体。以  $R$  为 70% 的 A 点和  $R$  为 30% 的 B 点对应的  $T_2$  值  $T_{21}$  和  $T_{22}$  为界,确定不同流体赋存状态的孔喉分别对应的  $T_2$  值分布范围,其含量分别为  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$ (图 1)。

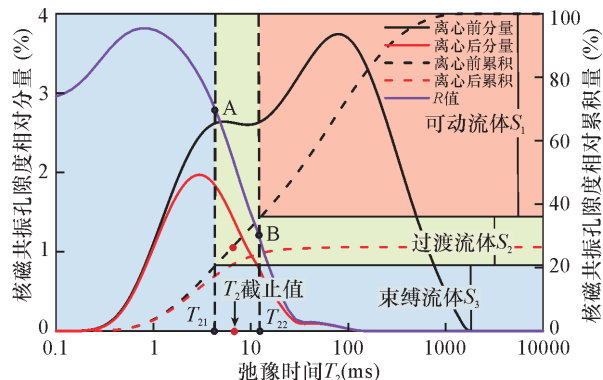


图 1 改进的核磁共振三孔隙度组分百分比法示意图

Fig. 1 Schematics of improved percentages of three pore components of NMR

2.2 核磁共振  $T_2$  值转化为孔喉半径

利用上述方法开展实际工作时,由于核磁共振测试数量往往较为有限,可依据前人提出的伪毛管压力曲线法建立的核磁共振  $T_2$  值与孔喉半径转化关系,将  $T_2$  值界限转化为孔喉半径界限<sup>[17-18]</sup>,从而利用丰富的高压压汞资料进行孔喉分布定量评价。

核磁共振横向弛豫时间  $T_2$  由体积弛豫时间 ( $T_{2B}$ )、扩散弛豫时间 ( $T_{2D}$ ) 和表面弛豫时间 ( $T_{2S}$ ) 三部分构成<sup>[19]</sup>:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2S}} \tag{1}$$

$T_{2B}$  通常远大于  $T_2$ , 等式右边第一项可以忽略, 当采用足够小回波间隔, 等式右边第二项也可以忽略, 从而将式(1)进行简化<sup>[19-20]</sup>:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2S}} \tag{2}$$

依据式(2)和高压压汞中毛管压力与孔喉半径关系, 从而建立  $T_2$  值与孔喉半径的转化关系:

$$r = CT_2 \tag{3}$$

利用同时开展核磁共振和高压压汞的 9 块中砂岩和细砂岩样品求取转换系数  $C$ 。具体方法为: 在给定  $C$  值条件下进行  $T_2$  值与  $r$  转换, 计算转换后核磁共振孔隙度累积曲线与高压压汞累积曲线均方差, 确定均方差最小时对应的转换系数  $C$  (图 2), 得到平均转换系数约为 0.0079, 求取 56 块核磁共振样品不同赋存状态流体对应的孔喉半径界限  $r_1$  和  $r_2$  分别为 60 nm 和 160 nm。

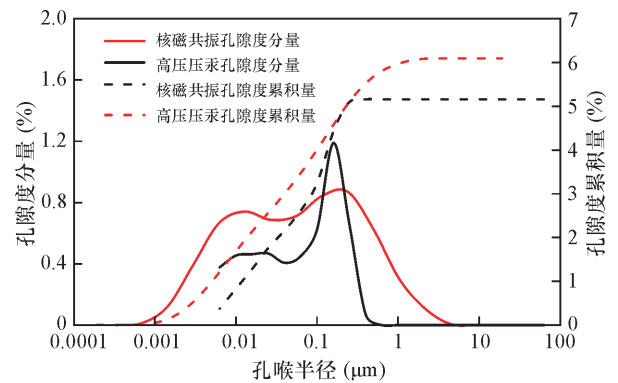
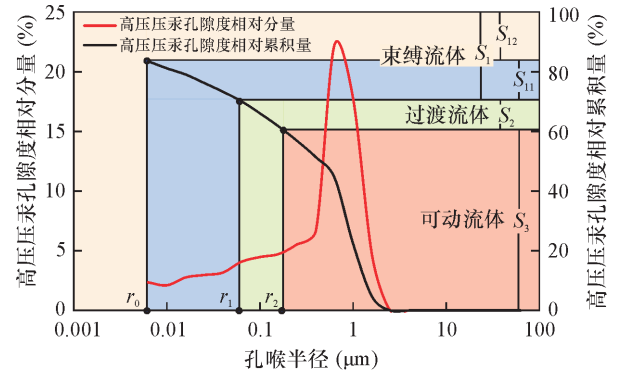


图 2 核磁共振与高压压汞孔隙分量和累积量分布曲线  
Fig. 2 Pore component curves and pore cumulative curves of NMR and HPMT

2.3 高压压汞孔喉分布定量评价

利用上述所求得各类流体对应孔喉半径界限  $r_1$  和  $r_2$ , 定量统计各类流体对应的饱和度  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$

(图 3)。需要特别注意的是,核磁共振基本上可以反映样品全部的孔喉半径信息,而由于最大进汞压力和非连通孔喉的限制,高压压汞虽能较好地反映样品中相对较大的连通孔喉的分布状况,但难以准确识别极细孔喉和非连通孔喉。低渗-致密储层微孔喉较发育,连通性远差于常规储层,高压压汞与核磁共振孔喉分布曲线在大孔喉范围内吻合度较好,但高压压汞反映的小孔喉含量明显小于核磁共振(图 2),这也是高压压汞最大进汞饱和度小于 100% 的主要原因。介于高压压汞对应的最小孔喉半径  $r_0$  与  $r_1$  之间的孔喉含量  $S_{11}$  只是  $S_1$  的一部分,半径小于  $r_0$  的非连通孔喉和极细孔喉含量  $S_{12}$  贡献了  $S_1$  的另一部分(图 3)。



利用上述方法对西湖凹陷中央反转构造带中北部低渗-致密储层的 420 条高压压汞曲线进行定量统计。束缚流体孔喉对应饱和度  $S_1$  主要分布在 20% ~ 55%, 平均值为 37.75%, 与渗透率呈较好的负相关关系;过渡流体孔喉对应饱和度  $S_2$  主要分布在 5% ~ 15%, 平均值为 10.41%, 与渗透率呈较好的负相关关系;可动流体孔喉对应饱和度  $S_3$  主要分布在 35% ~ 75%, 平均值为 51.84%, 与渗透率呈较好的正相关关系。依据  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$  大小及其相互关系,将孔喉分布划分为四种类型: I 类孔喉分布  $S_3 \gg S_1$ ,  $S_2$  主要分布在 5% ~ 10%, 储层物性极好; II 类孔喉分布  $S_3 > S_1$ ,  $S_2$  主要分布在 6% ~ 12%, 储层物性较好; III 类孔喉分布  $S_3$  与  $S_1$  相近,  $S_2$  主要分布在 8% ~ 16%, 储层物性较差; IV 类孔喉分布  $S_3 \ll S_1$ ,  $S_2$  主要分布在 10% ~ 25%, 储层物性极差(图 4)。

I 类、II 类、III 类和 IV 类孔喉分布储层特征呈现规律性变化,整体储层粒度减小,石英含量降低,黏



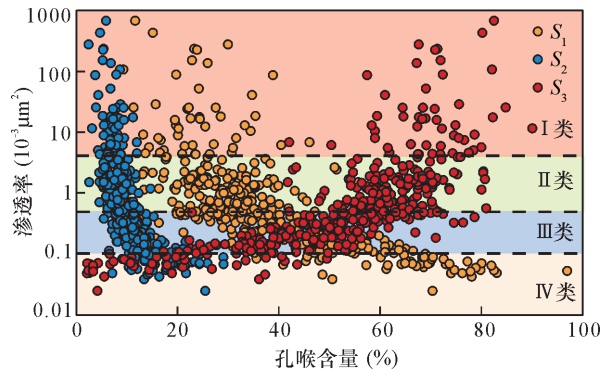


图 4 依据  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$  大小和相互关系的孔喉分布分类方案  
Fig. 4 Classification of pore-throat distribution based on values of  $S_1$ ,  $S_2$  and  $S_3$  and their interrelations

土矿物胶结增加,原生孔隙保存和次生溶蚀增孔均减弱,进汞压力整体增加,最大进汞饱和度降低,核磁共振右峰(大孔喉)与左峰(小孔喉)差值逐渐减小(图 5)。以上分析表明,依据本文方法划分的孔喉分布类型符合储层岩石学特征和微观孔隙结构特征变化规律。

3 结论

本文提出基于核磁共振标定的高压压汞孔喉分布定量评价的方法。利用核磁共振离心前后  $T_2$  谱图对比判别流体赋存状态的优势,重新划分三孔隙度组分百分比法的  $T_2$  值界限,结合  $T_2$  值与孔喉半径转化关系,将  $T_2$  值界限转化为孔喉半径界限,依据流体赋存状态将孔喉分为束缚流体孔喉、过渡流体孔喉和可动流体孔喉,各类孔喉含量分别为  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$ 。通过定量统计  $S_1$ 、 $S_2$  和  $S_3$ ,依据三者大小及其相互关系将孔喉分布划分为四种类型,划分结果与储层物性、岩石学特征和微观孔隙结构特征的吻合度很好,表明本文所提出的孔喉分布划分方法可靠。

本文以前人提出的利用单一测试手段或考虑单一微观特征的孔隙结构评价方法为基础,结合核磁共振和高压压汞测试方法的优势,即核磁共振能反映几乎全部孔喉的流体赋存状态,高压压汞能直观反映孔喉大小,综合考虑孔喉大小和孔喉流体赋存状态进行孔喉分布定量评价。孔隙结构测试手段已

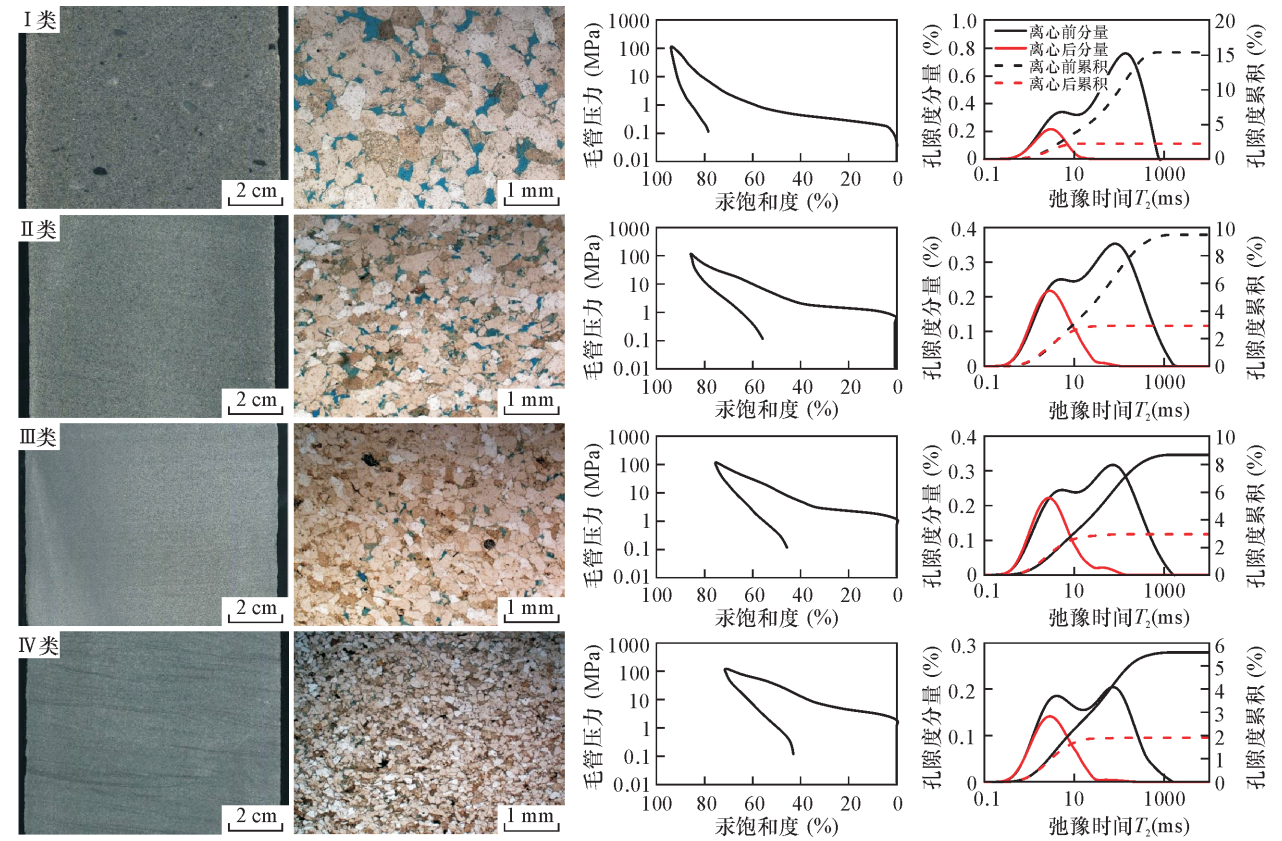


图 5 各类孔喉分布类型岩石学特征和孔隙结构特征  
Fig. 5 Petrology and pore structure characteristics of four types of pore-throat distribution

向多样性发展,各种方法均从不同方面提供评价参数,孔隙结构评价也应朝着融合多尺度多方法的定量表征方向发展,为储层评价提供能真正反映储层特征的综合参数。

## 4 参考文献

- [1] 毕明威,陈世悦,周兆华,等.鄂尔多斯盆地苏里格气田苏6区块盒8段致密砂岩储层微观孔隙结构特征及其意义[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1851–1861.
- Bi M W, Chen S Y, Zhou Z H, et al. Characteristics and significance of microscopic pore structure in tight sandstone reservoir of the 8th Member of Lower Shihezi Formation in the Su6 area of Sulige Gasfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1851–1861.
- [2] 罗静兰,刘新社,付晓燕,等.岩石学组成及其成岩演化过程对致密砂岩储集质量与产能的影响:以鄂尔多斯盆地上古生界盒8天然气储层为例[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2014, 39(5): 537–545.
- Luo J L, Liu X S, Fu X Y, et al. Impact of petrologic components and their diagenetic evolution on tight sandstone reservoir quality and gas yield: A case study from He 8 Gas-bearing reservoir of upper paleozoic in Northern Ordos Basin [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2014, 39(5): 537–545.
- [3] 赖锦,王贵文,柴毓,等.致密砂岩储层孔隙结构成因机理分析及定量评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8油层组为例[J]. 地质学报, 2014, 88(11): 2119–2130.
- Lai J, Wang G W, Chai Y, et al. Mechanism analysis and quantitative assessment of pore structure for tight sandstone reservoirs: An example from Chang 8 oil layer in the Jiyuan area of Ordos Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11): 2119–2130.
- [4] 何文祥,杨乐,马超亚,等.特低渗透储层微观孔隙结构参数对渗流行为的影响——以鄂尔多斯盆地长6储层为例[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 477–482.
- He W X, Yang L, Ma C Y, et al. Effect of micro-pore structure parameter on seepage characteristics in ultra-low permeability reservoir: A case from Chang 6 reservoir of Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 477–482.
- [5] 刘曦翔,丁晓琪,王嘉,等.砂岩成分对储层孔隙结构及天然气富集程度的影响——以苏里格气田西区二叠系石盒子组8段为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(7): 27–32.
- Liu X X, Ding X Q, Wang J, et al. Influence of sandstone composition on pore structures and gas enrichment degree: A case study on the 8th member of Permian Shihezi Fm in the Western Sulige gas field, Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 27–32.
- [6] Sakhaee-Pour A, Bryant S L. Effect of pore structure on the producibility of tight-gas sandstones [J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(4): 663–694.
- [7] 蔡芃睿,王春连,刘成林,等.运用扫描电镜和压汞法研究江汉盆地古新统一白垩系砂岩储层孔喉结构及定量参数特征[J]. 岩矿测试, 2017, 36(2): 146–155.
- Cai P R, Wang C L, Liu C L, et al. Study on pore structure and quantitative parameters of the Paleocene-Cretaceous sandstone reservoir in Jiangling Depression by SEM and mercury injection method [J]. Rock and Mineral Analysis, 2017, 36(2): 146–155.
- [8] 庞河清,曾焱,刘成川,等.基于氮气吸附-核磁共振-氩离子抛光场发射扫描电镜研究川西须五段泥质岩储层孔隙结构[J]. 岩矿测试, 2017, 36(1): 66–74.
- Pang H Q, Zeng Y, Liu C C, et al. Investigation of pore structure of a argillaceous rocks reservoir in the 5th Member of Xujiahe Formation in Western Sichuan, using NAM, NMR and AIP-FESEM [J]. Rock and Mineral Analysis, 2017, 36(1): 66–74.
- [9] Desbois G, Urai J L, Hemes S, et al. Multi-scale analysis of porosity in diagenetically altered reservoir sandstone from the Permian Rotliegend (Germany) [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2016, 24(2): 128–148.
- [10] 张冲,张超谟,张占松,等.致密气储层岩心束缚水饱和度实验对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 352–358.
- Zhang C, Zhang C M, Zhang Z S, et al. Comparative experimental study of the core irreducible water saturation of tight gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 352–358.
- [11] 白松涛,程道解,万金彬,等.砂岩岩石核磁共振  $T_2$  谱定量表征[J]. 石油学报, 2016, 37(3): 382–391.
- Bai S T, Cheng D J, Wan J B, et al. Quantitative characterization of sandstone NMR  $T_2$  spectrum [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(3): 382–391.
- [12] 窦文超,刘洛夫,吴康军,等.基于压汞实验研究低渗透储层孔隙结构及其对渗透率的影响——以鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长7储层为例[J]. 地质论评, 2016, 62(2): 502–511.
- Dou W C, Liu L F, Wu K J, et al. Pore structure characteristics and its effect on permeability by mercury injection measurement: An example from Triassic Chang-

- 7 reservoir, Southwest Ordos Basin [J]. Geological Review, 2016, 62(2): 502–511.
- [13] 刘卫, 肖忠祥, 杨思玉, 等. 利用核磁共振(NMR)测井资料评价储层孔隙结构方法的对比研究[J]. 石油地球物理勘探, 2009, 44(6): 773–778.
- Liu W, Xiao Z X, Yang S Y, et al. Comparative studies on methods of evaluation of reservoir pore structure by using NMR (nuclear magnetic resonance) well logging data [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2009, 44(6): 773–778.
- [14] 王振华, 陈刚, 李书恒, 等. 核磁共振岩心实验分析在低孔渗储层评价中的应用[J]. 石油实验地质, 2014, 36(6): 773–779.
- Wang Z H, Chen G, Li S H, et al. Application of NMR core experimental analysis in evaluation of low-porosity and low-permeability sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 773–779.
- [15] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173–187.
- Zou C N, Zhu R K, Wu S T, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173–187.
- [16] 肖亮, 肖忠祥. 核磁共振测井  $T_{2\text{cutoff}}$  确定方法及适用性分析[J]. 地球物理学进展, 2008, 23(1): 167–171.
- Xiao L, Xiao Z X. Analysis of methods for determining NMR  $T_{2\text{cutoff}}$  and its applicability [J]. Progress in Geophysics, 2008, 23(1): 167–171.
- [17] 何雨丹, 毛志强, 肖立志, 等. 核磁共振  $T_2$  分布评价岩石孔径分布的改进方法[J]. 地球物理学报, 2005, 48(2): 373–378.
- He Y D, Mao Z Q, Xiao L Z, et al. An improved method of using NMR  $T_2$  distribution to evaluate pore size distribution [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2005, 48(2): 373–378.
- [18] 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 A 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 (Natural Science), 2015, 39(6): 92–98.
- [19] 李军, 金武军, 王亮, 等. 利用核磁共振技术确定有机孔与无机孔孔径分布——以四川盆地涪陵地区志留系龙马溪组页岩气储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 129–134.
- Li J, Jin W J, Wang L, et al. Quantitative evaluation of organic and inorganic pore size distribution by NMR: A case from the Silurian Longmaxi Formation gas shale in Fuling area, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 129–134.
- [20] 周尚文, 刘洪林, 闫刚, 等. 中国南方海相页岩储层可动流体及  $T_2$  截止值核磁共振研究[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 612–616.
- Zhou S W, Liu H L, Yan G, et al. NMR research of movable fluid and  $T_2$  cutoff of marine shale in South China [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 612–616.

# Quantitative Evaluation Method of HPMI Pore-throat Distribution Based on NMR Calibration

SUN Xiao-long<sup>1</sup>, ZHANG Xian-guo<sup>1,2\*</sup>, LIN Cheng-yan<sup>1,2</sup>, ZHAO Zhong-xiang<sup>1</sup>, MA Cun-fei<sup>1</sup>, LIN Jian-li<sup>1</sup>

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;  
2. Shandong Province Key Laboratory of Reservoir Geology, Qingdao 266580, China)

### Highlights

- Pore-throat distribution was evaluated by combining the data obtained from Nuclear Magnetic Resonance (NMR) and High Pressure Mercury Injection (HPMI) analysis.
- Different fluid state pore-throats were defined by comparison of  $T_2$  spectrum before and after centrifugation.
- $T_2$  boundaries were converted to pore-throat radius boundaries by correlativity between them.
- Pore-throat distribution was classified based on contents of different fluid state pore-throats.

**Abstract:** Pore throat distribution is an important factor controlling the physical properties of low-permeability and tight sandstone reservoirs. The evaluation of pore throat distribution is based on the analytical methods of micro features of reservoirs, and it is necessary to synthesize multiple methods to quantify the pore throat distribution. Quantitative evaluation method of High Pressure Mercury Injection (HPMI) pore throat distribution was developed based on Nuclear Magnetic Resonance (NMR) calibration. Fluid states can be identified by the comparison of transverse relaxation time  $T_2$  spectrum before and after centrifugation, which enables the redefining of  $T_2$  boundaries ( $T_{21}$  and  $T_{22}$ ) of three pore components of NMR. Furthermore, pore throat is divided into irreducible fluid pore throat, transition fluid pore throat and movable fluid pore throat accordingly.  $T_2$  boundaries are then converted to pore throat radius boundaries  $r_1$  and  $r_2$  by the correlativity between  $T_2$  value and pore throat radius. Finally, pore throat distribution is evaluated quantitatively by statistics of the content of various types of pore throat ( $S_1$ ,  $S_2$  and  $S_3$ ). This method combines the advantages of HPMT describing fluid states and NMR characterizing pore throat size. The method was applied to evaluate the pore throat distribution of low-permeability and tight sandstone reservoirs in the Huagang Formation of Xihu Depression. The average conversion coefficient  $C$  between  $T_2$  value and pore throat radius is 0.0079, and pore throat radius boundaries  $r_1$  and  $r_2$  are 60 nm and 160 nm, respectively. Pore throat is classified into four types according to the content of various types of pore throat, which provides new parameters and thought for further reservoirs evaluation.

**Key words:** Nuclear Magnetic Resonance; percentages of three pore components;  $T_2$  cutoff value; high pressure mercury injection; pore-throat distribution

