

文章编号: 1001- 6112 (2005) 06- 0624- 03

储层性质与核磁共振测量参数的实验研究

范宜仁^{1,2}, 倪自高^{1,3}, 邓少贵¹, 赵文杰⁴, 刘兵开⁴

(1. 中国石油大学(华东)地球资源与信息学院, 山东 东营 257061;

2. 大港油田博士后工作站, 天津 300280; 3. 胜利油田地质科学研究所, 山东 东营 257000;

4. 胜利石油管理局测井公司, 山东 东营 257060)

摘要: 核磁共振测井可以直接分析储层流体的性质, 然而却受测前采集参数的选择以及储层性质的影响。在实验室对不同油田不同孔隙度的岩心进行核磁共振 T_2 谱分析, 研究回波间隔 T_E 、等待时间 T_w 、含油饱和度及地层水矿化度对 T_2 谱变化规律的影响。实验结果表明, 参数 T_E 选择不合理会造成漏失一部分储层信息, 降低短弛豫分量的分辨能力; 不同的 T_w 导致不同的流体极化量; 而含油饱和度和矿化度的变化在 T_2 谱形态上也表现出不同。因此, 测前参数的选择, 核磁共振测井数据的采集及处理解释要特别注意这些因素对 T_2 谱的影响。

关键词: 核磁共振 T_2 谱; 储层性质; 回波间隔; 等待时间

中图分类号: TE19

文献标识码: A

核磁共振 (NMR) 测井可以直接测量岩石中流体特性, 并能获得地层有效孔隙度、渗透率、自由流体和束缚流体体积、孔隙结构等与储层物性和产能有关的地质信息^[1-5], 但所获得的 T_2 谱包含的信息全面与否受测前仪器参数及外界条件等因素的影响。如果参数设置不合理, 就有可能造成丢失部分储层流体信息, 从而引起储层评价不准确。因此, 有必要通过岩心核磁共振谱的分析来阐明岩石性质和核磁共振谱测量参数对波谱形态的影响, 以便在现场测井作业中合理选取采集参数, 尽量减少仪器内部预定参数和外部环境因素对测量结果的干扰, 提高信噪比。

1 实验条件和方法

实验使用英国 MARAN 型低场核磁共振岩心分析仪, 对不同油田的大、中孔隙度岩心进行无损分析。测前先用不同浓度的盐水对岩心进行饱和和处理, 测量岩心的核磁共振 T_2 谱, 然后再用煤油驱替岩心中的盐水, 分别测量不同含水饱和度 (S_w) 下的 T_2 谱。核磁共振分析前岩样需要恒温 (35°C) 6 个小时以上, 测量过程中改变等待时间和回波间隔 2 个参数, 得到饱和盐水和不同含油饱和度 (S_o) 岩心的 T_2 谱。同时, 对一批饱和水的岩心在一定压力下进

行离心脱水, 测量其在束缚水状态下的 T_2 谱分布。

2 实验结果分析

2.1 回波时间 T_E 对核磁共振 T_2 谱的影响

实验结果表明, 随着回波间隔 T_E 的增大, 核磁共振信号幅度减小, T_2 谱包络面积减小, T_2 谱分布向内紧缩, 反映出岩石孔隙结构范围变小, 即识别流体量减少, 并且谱峰右移明显, 部分小孔隙信息已探测不到(图1, 2)。从2幅图中 $T_E = 0.4\text{ ms}$ 和 $T_E =$

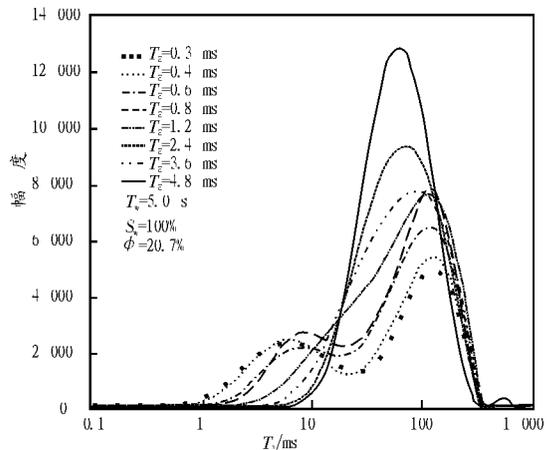


图 1 岩心饱和水时不同 T_E 下的 T_2 谱

Fig. 1 T_2 spectrum of water-saturated core under different T_E

收稿日期: 2005- 04- 13; 修订日期: 2005- 10- 12。

作者简介: 范宜仁 (1962-), 男 (汉族), 福建大田人, 教授、博士生导师, 主要从事岩石物理、测井方法及测井解释与处理的研究和教学工作。

基金项目: 中国石化集团公司先导攻关研究项目 (KCL32001006)。

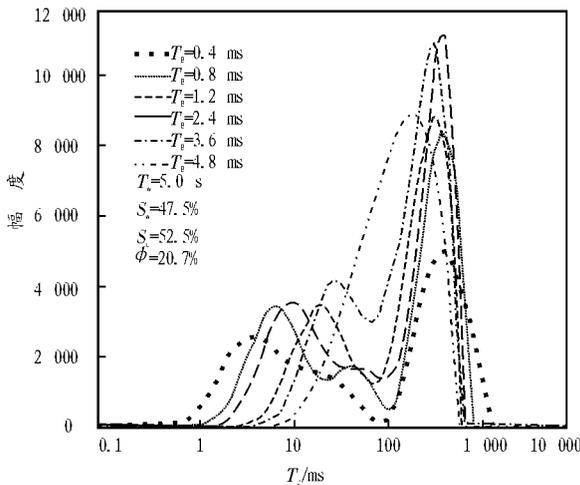


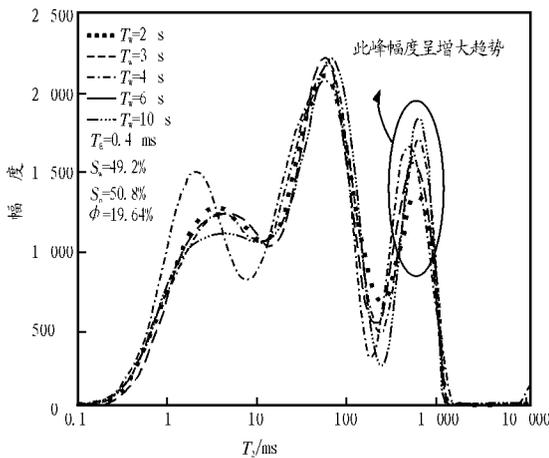
图 2 岩心部分饱和水时不同 T_E 下的 T_2 谱

Fig. 2 T_2 spectrum of partly water-saturated core under different T_E

4.8 ms 的 2 个 T_2 谱可以看出, $T_E = 4.8$ ms 比 $T_E = 0.4$ ms 的 T_2 谱漏掉了 10 ms 以下的岩石流体信息 (束缚水信息)。 T_E 越大, 漏失的粘土束缚水信息越多, 当 T_E 增大到 1.2 ms 以上, 粘土束缚水信息基本上丢失。

2.2 等待时间 T_w 对核磁共振 T_2 谱的影响

不同等待时间下测量的 T_2 谱形状基本相似, 呈双峰分布, 谱峰幅度尤其是可动峰 (T_2 为 200 ~ 1 000 ms) 幅度随着等待时间的增加而增大 (图 3), 表明可以探测到更大孔隙中的更长弛豫时间的流体信息^[6]。也就是说, 等待时间越长, 流体极化程度越高。研究表明, 一般等待时间为 3 s 时, 水与油基泥浆滤液的极化率可达 95%; 等待时间 10 s 时, 油气的极化率达 90%。由于水与油气的纵向弛豫时间相差较大, 纵向恢复速率不同, 所以利用 2 次 T_w 测量可以识别和定量解释油、气、水层^[6]。



2.3 含油饱和度对核磁共振 T_2 谱的影响

实验表明, 油对 T_2 分布有一定的影响。随着含油饱和度 (S_o) 增加, 水含量减少, T_2 谱的左边束缚水部分没有变化; 而右边可动流体部分受含油饱和度影响, 在油水同出前 T_2 逐渐向增大方向移动, 峰的幅度降低, 在油水同出后, T_2 谱不再向增大方向偏移, 峰的幅度升高 (图 4)。整个过程由于岩样为润湿相, 而油是非润湿相, 油处于被水包围的状态, 弛豫保持其固有的 T_2 特征值, 分布在 T_2 增大的方向; 随着油含量增多, 峰值幅度不断增加, 而水的信号幅度下降。

2.4 矿化度对流体核磁共振性质的影响

地层水矿化度可以引起核磁共振 T_2 谱形态的变化^[7], 主要是矿化度可以使岩石性质发生改变, 特别是束缚水部分会有变化。对 2 块孔隙结构分布范围较小的泥质砂岩进行饱和水 (不同矿化度) 和脱水状态下的 T_2 测量, 其 T_2 谱分布呈不明显的双峰状 (图 5), 可动流体信号较弱。随着矿化度的升高, 非可动流体信号比重减小, 饱含水岩样的 T_2 谱向左移动; 而只含束缚水的岩样 T_2 谱分布峰值明显左偏, 且分布范围减小。因此, 利用 T_2 谱图确定储层束缚水饱和度以及岩石孔隙结构时, 需要注意矿化度产生的影响。

3 结束语

核磁共振测量参数 T_w 和 T_E 以及地层水矿化度需要根据实验分析的结果进行刻度。实验表明, 如果 $T_E > 1.2$ ms, 测量的信息中将缺失了小孔隙部分的信号贡献; 当 $T_E < 0.8$ ms 时, 在谱图上可以显示较全面的岩样束缚流体信息。等待时间 T_w 的变化影响岩心流体的极化程度, 调节 T_w 可以控制烃

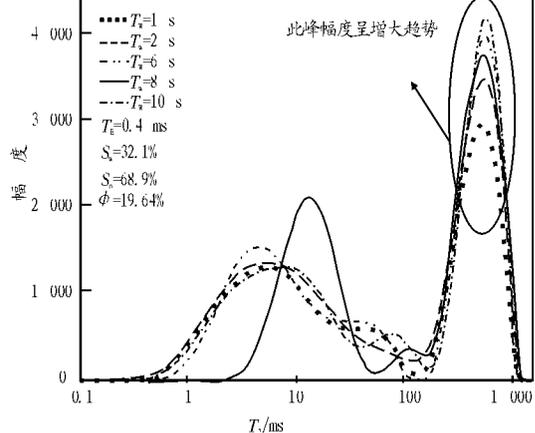


图 3 岩心部分饱和水时不同 T_w 下的 T_2 谱

Fig. 3 T_2 spectrum of partly water-saturated core under different T_w

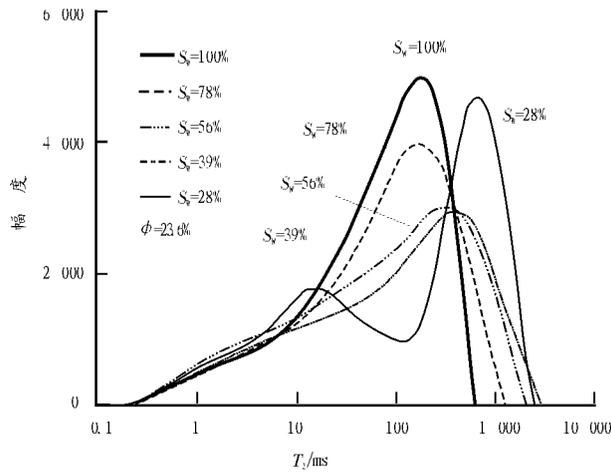


图 4 油对岩样 T_2 分布的影响

Fig. 4 Influence of oil on the T_2 distribution of core

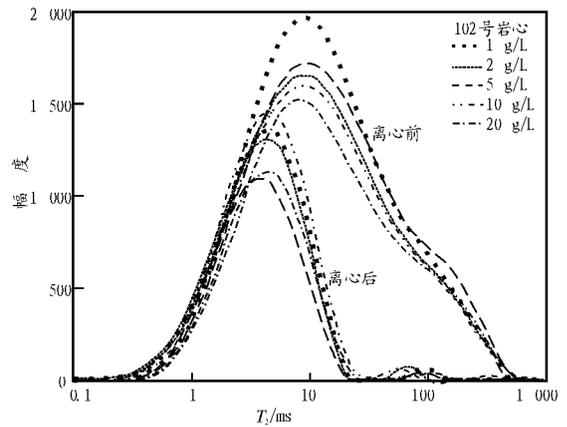


图 5 岩心离心前后不同矿化度下的 T_2 分布

Fig. 5 T_2 spectrum distribution of cores with different salinity before and after centrifugal

的极化量, 从而区分油气层。 T_w 在 8 s 左右为最佳的等待时间, 因为此时可以获得较好的烃极化程度和测井速度。 由于地层水矿化度、孔隙结构的变化会引起 T_2 谱形态的变化, 所以利用 T_2 谱进行油气水流体分析时要综合这些影响因素。

参考文献:

- 1 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
- 2 王为民, 苗盛. 核磁共振测井基础实验研究 [J]. 测井技术,

- 1997, 21 (6): 385~391
- 3 赵师庆, 王飞宇. 等变质煤中镜质组有机地球化学研究——核磁共振特征 [J]. 石油实验地质, 1992, 14 (2): 116~124
- 4 朱怡翔, 田昌炳, 于兴河等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田相对高渗砂体的成因及其岩石物理测井识别方法 [J]. 石油实验地质, 2004, 26 (4): 389~393
- 5 唐萍. 多井条件下进行测井神经网络储层参数计算 [J]. 石油实验地质, 2003, 25 (4): 413~416
- 6 运华云, 周灿灿. 利用 T_2 分布进行岩石孔隙结构研究 [J]. 测井技术, 2002, 26 (1): 18~21
- 7 翁爱华, 姜亦忠. 矿化度对流体核磁共振性质影响的实验研究 [J]. 测井技术, 2001, 25 (6): 401~404

EXPERIMENTAL STUDY ON NMR MEASUREMENT PARAMETERS AND RESERVOIR PROPERTIES

Fan Yiren^{1,2}, Ni Zigao^{1,3}, Deng Shaogui¹, Zhao Wenjie⁴, Liu Bingkai⁴

(1. Faculty of Earth Resources and Information, University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061, China; 2. Post-doctor Station, Dagang Oilfield, Tianjin 300280, China; 3. Research Institute of Geological Sciences, Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257000, China; 4. Well-logging Company, Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257060, China)

Abstract: Nuclear magnetic resonance (NMR) logging can be directly used to determine the properties of the reservoir fluid. But it is affected by instrument parameters of pre-logging and the characters of the fluid itself. In this paper, the influences of echo spacing (T_E), wait time (T_w), oil saturation and salinity of formation water on the T_2 spectrum shapes and the transformation rules were discussed based on the experiments of cores with different porosities acquired from different oilfields. The experimental results indicate that if the parameter T_E is selected illogically, the NMR spectrum will lose some reservoir information and decrease the resolution capability to the short relaxation components. Different T_w results in different fluid polarization, and the variation in the oil saturation and formation water salinity have different responses on T_2 spectrum shape. Therefore, the influence on T_2 spectrum of these factors should be considered in NMR logging data processing and interpretation.

Key words: NMR T_2 spectrum; reservoir property; echo spacing; waiting time