

核磁共振录井技术 在岩石物性分析方面的应用研究

王志战^{1,2}, 翟慎德², 周立发¹, 邓美寅², 王守军²

(1. 西北大学 地质系, 西安 710069; 2. 中国石化 胜利石油管理局 地质录井公司, 山东 东营 257064)

摘要: 核磁共振录井技术是利用油和水中的氢原子在磁场中具有共振并产生信号的特性, 来探测和评价岩石物性。在实验样品类型、大小及钻井液浸泡对测量结果影响不大的基础上, 对岩样的孔隙度、 T_2 截止值、渗透率、可动流体饱和度、含油饱和度、孔喉分布、润湿性、原油粘度等多个方面进行了应用研究和探讨, 并阐述了所取得的认识。研究认为核磁共振录井技术实现了对岩石物性的快速测量和评价, 对现场决策、完井及试油讨论具有重要的参考价值 and 指导意义。

关键词: 弛豫; 截止值; T_2 谱; 岩石物性; 核磁共振

中图分类号: TE19

文献标识码: A

油气勘探与开发过程中, 岩石物性参数在储层评价及油气资源评估等方面具有十分重要的价值。许多石油院校、科研院所、油田单位在积极探索室内岩石物性准确测定的同时, 更加着重现场岩石物性的快速分析。核磁共振应用技术的不断发展使得后一想法成为现实并日趋完善, 实现了对岩心、岩屑及并壁取心的快速、无损检测, 形成了极具特色的核磁共振岩石物性分析技术。

核磁共振岩石物性分析技术起源于美国, 其基本原理是利用岩样孔隙流体中氢原子的核磁共振信号强度与其孔隙度成正比这一特性, 来实现孔隙度分析, 并在此基础上完成渗透率、自由流体指数及束缚水饱和度等多项物性参数的计算与测量。国内自 1988 年引进该项技术并进行国产化改造后, 在胜利、新疆等录井公司和一些重点实验室进行了技术攻关和应用研究。北京石油勘探开发研究院廊坊分院研制的便携式核磁共振岩屑岩心分析仪 (简称 NMR-2M 分析仪)、KMS 技术公司和加拿大 NMR 有限公司联合研制的 MR-MLTM 核磁共振录井仪吸收了核磁共振弛豫谱应用研究的最新成果, 采用了比核磁测井更加精细的处理方法, 分析参数更多, 分析数据更加准确, 应用领域更加广阔, 开辟了该项技术应用的广阔前景。

本文主要利用 NMR-2M 分析仪进行相关应用研究。

1 基础研究

1.1 样品类型对测量结果的影响

首先考虑整形岩心与破碎成岩屑大小的岩样 (暂称“岩屑”) 之间的差别。实验过程中, 共对 13 块孔隙度、渗透率各不相同的代表性样品进行了“岩屑” T_2 谱与岩心 T_2 谱比较, 研究发现两者形状相似 (图 1a), 因此可采用与岩心分析相类似的方法对岩屑进行核磁共振分析。

1.2 岩样颗粒大小对测量结果的影响

岩屑颗粒大小 (直径 4, 2, 1 mm) 对核磁测量结果的影响很小 (图 1b), 因此核磁岩屑分析方法适用于颗粒大小不同的岩屑。

1.3 钻井液浸泡对测量结果的影响

采用 16 MPa 作为模拟地层压力, 将岩屑定压浸泡在泥浆中 24 h。研究过程中, 共对 2 块岩屑样品和 1 块岩心样品进行了实验。

从图 1c 中可直观看出, 浸泡前后岩屑的 T_2 谱相似。通过计算发现, 信号幅度相差 2.09%, 可动流体相差 0.9%。

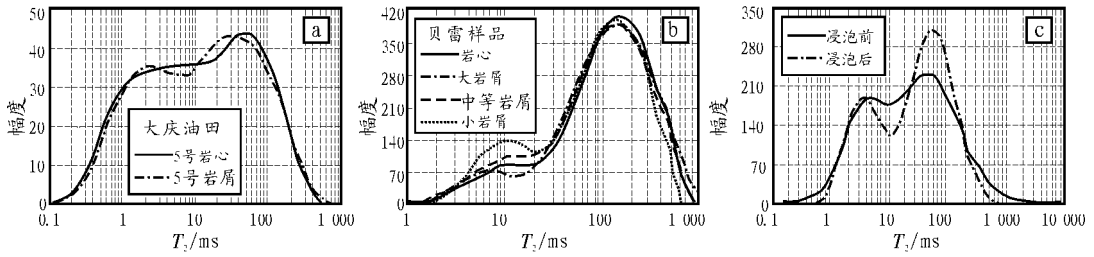


图 1 样品类型、大小及钻井液浸泡对核磁共振分析结果的影响

a. 样品类型的影响; b. 样品大小的影响; c. 钻井液浸泡的影响

Fig. 1 Influence on NMR analysis result of type, size of samples and drilling fluid dunking

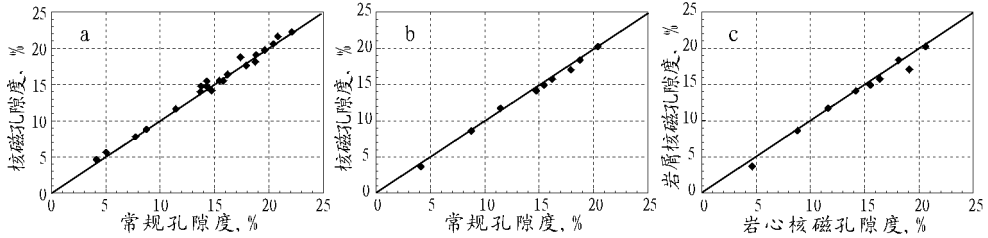


图 2 孔隙度分析对比图

a. 岩心孔隙度与常规孔隙度对比; b. 岩屑孔隙度与常规孔隙度对比; c. 岩屑孔隙度与岩心孔隙度对比

Fig. 2 Porosity comparison diagram

2 应用研究

2.1 孔隙度的测量

核磁孔隙度测量的基本原理是：核磁信号幅度与样品内所含的氢核数目，即流体量，成正比。基本方法是：首先测量标准样，建立刻度关系式；然后测量岩样，将其信号幅度代入刻度关系式，即可计算得到核磁孔隙度。

实验中，21 块岩心核磁孔隙度与常规孔隙度的相对误差平均值为 3.61%，绝对误差平均值为 0.44%（图 2a）。

9 个岩屑样品核磁孔隙度与常规孔隙度的相对误差平均值为 3.73%，绝对误差平均值为 0.44%（图 2b）。

9 个岩屑样品的核磁孔隙度与其相对应岩心核磁孔隙度的相对误差平均值为 5.51%，绝对误差平均值为 0.58%（图 2c）。

由图 2a, b 可以看出，核磁孔隙度与常规孔隙度几乎完全相关，可以免除数据校正。

2.2 T_2 截止值的测量

先对岩心 100% 饱和水测量 T_2 谱，然后在 10.34 kg/cm² 的离心力作用下离心^[1,2]，再测其 T_2 谱，可以看出可动水部分被离心掉，而束缚水仍然保留，二者之间的分界点即为截止值（图 3）。

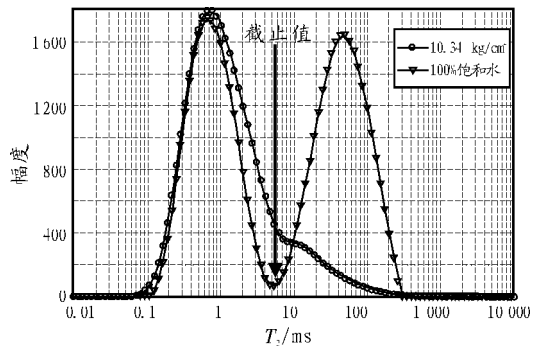


图 3 T_2 截止值的选取

Fig. 3 Determination of T_2 cut off value

2.3 可动流体的测量

在 T_2 谱上给定可动流体 T_2 截止值，该值右边孔隙内的流体为可动流体。

对于 5 号岩样，从岩心 T_2 谱上计算得到的可动流体百分数为 39.87%，从岩屑 T_2 谱上计算得到的为 40.03%，两者之间的相对误差为 0.40%，绝对误差为 0.16%。

2.4 渗透率的测量

渗透率的测量是根据经验公式^[3-9]进行计算，NMR-2M 分析仪提供如下 3 套公式：

$$K_{nmr1} = \left(\frac{\phi_{nmr}}{C_1}\right)^4 \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^2 \quad (1)$$

$$K_{nmr2} = C_2 \times \phi_{nmr}^2 \times T_{2g}^2 \quad (2)$$

$$K_{nmr3} = C_3 \times \phi_{nmr}^2 \times T_{2g}^2 \quad (3)$$

公式 (1) (Coates 模型) 中的 BVM 为可动流体百分数, BVI 为束缚流体百分数, ϕ_{nmr} 为核磁孔隙度 (百分数), K_{nmr1} 为核磁渗透率。美国 Numar 公司采用该式。待定系数 C_1 需要通过室内岩心分析确定——将 BVM , BVI , ϕ_{nmr} 及常规渗透率代入该式, 即可求得所分析岩样的 C_1 值, 然后取其平均值作为该地区的 C_1 值。 C_1 值具有地区经验性, 如胜利油田罗 152 井 29 块岩样的 C_1 平均值为 6.75, 大庆油田东部深层 24 块岩样的 C_1 平均值为 5.06。

公式 (2) (SDR 模型) 中, ϕ_{nmr} 为核磁孔隙度 (小数), K_{nmr2} 为核磁渗透率, T_{2g} 为 T_2 的几何平均值。美国 Schlumberger 公司通常采用该式。待定系数 C_2 的确定方法与公式 (1) 类似, 也具有地区经验性, 如胜利油田罗 152 井 29 块岩样的 C_2 平均值为 1 099.63, 大庆油田东部深层 24 块岩样的 C_2 平均值为 279.99。

公式 (3) 是结合国内油气田的实际在公式 (2) 的基础上提出的。

研究表明, 公式 (1), (2) 对中、高渗储层适用性较好, 而公式 (3) 对低孔低渗储层有较好的实用性。

实验中, 对 13 个“岩屑”样品的核磁渗透率进行了比较, 核磁渗透率与常规渗透率的相对误差在 19% 左右。

2.5 含油饱和度的测量

含油饱和度的测量需要对样品进行一定的处理: 一是用弛豫试剂 ($MnCl_2$ 溶液) 浸泡, 缩短水的弛豫时间 (图 4); 二是水浴加温, 降低原油粘度, 延长油的弛豫时间, 最终将油水从 T_2 谱上完全分离开 (表 1)。

2.6 孔径分布的测量

不同的孔喉半径其弛豫时间不一样, NMR—2M 分析仪测得的是不同孔喉半径信息的叠加, 因而可以定性反应平均孔喉半径的分布情况^[10,11]。

2.7 砂岩润湿性的测量

用核磁共振技术测量砂岩润湿性的一般方法是: 首先对原始润湿性状态下的样品进行测量, 然后将样品处理成强亲水 (润湿指数 $S_w = 1$) 进行强亲水条件下的测量, 再将样品处理成强亲油 (润湿指数 $S_w = -1$) 进行强亲油条件下的测量, 最后将原始润湿性状态下的 T_{1s} 值与强亲水和强亲油条件下的 T_{1s} 值进行比较, 可定量计算得到原始润湿性状态下样品的润湿指数。因此对特定样品而言, 只要 T_{1s} 与润湿指数之间具有很好的线性相关性以及在强亲油和强亲水 2 个极端情况下 T_{1s} 的差值足够大, 就可以采用核磁共振技术来对润湿性进行精确定量测量 (图 5)。

2.8 原油粘度测量

原油粘度不同, 弛豫时间也不同。仪器被正确定标以后, 即可测定原油的粘度。

3 取得的认识

通过对我国陆相石油储集岩及其中流体核磁共振性质的大量分析研究, 获得了以下新认识:

- 1) 核磁共振 T_2 谱对岩性具有响应特征: 砂岩 T_2 谱呈双峰态; 泥岩 T_2 谱呈单峰态; 砾岩 T_2 谱呈三峰态; 砾石表面大孔隙与其他孔隙之间孔径大小连续性较好; 裂缝性岩样的 T_2 谱呈三峰态, 裂缝孔

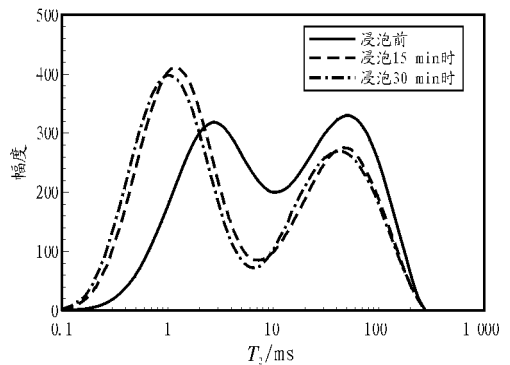


图 4 弛豫试剂对 T_2 谱的影响

Fig. 4 Influence of relaxation reagent on T_2 spectrum

表 1 含油饱和度测量数据表

Table 1 Measurement data of oil saturation

样号	孔隙度, %	渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	体积/mL	常规含油饱和度, %	核磁含油饱和度, %	相对误差, %
1	17.11	49.51	14.68	38.73	34.32	11.38
2	20.30	34.25	14.07	36.76	38.56	-4.90
3	14.50	1.64	13.74	38.37	40.43	-5.37
4	14.73	1.61	13.78	37.66	34.50	8.39

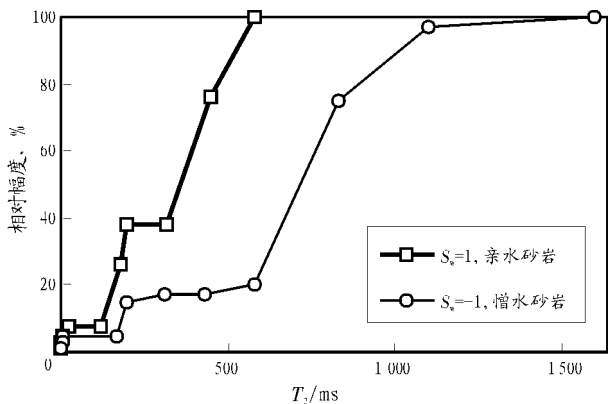


图 5 不同润湿性砂岩的测量

Fig. 5 Measurement of sandstones with different wettability

隙与其他孔隙之间孔径大小连续性较差, 裂缝孔隙内流体的 T_2 谱弛豫时间为 1 000 ms 左右; 溶洞性岩样的 T_2 谱呈三峰态, 溶洞孔隙与其他孔隙之间孔径大小没有连续性, 溶洞孔隙内流体的 T_2 谱弛豫时间与自由状态下流体的 T_2 弛豫时间接近。

2) 采用核磁共振技术不仅可以得到岩石总孔隙度, 而且可以得到岩石的粘土束缚水孔隙度 (微孔)、毛管束缚水孔隙度 (小孔隙) 以及可动流体孔隙度 (大孔隙); 对于裂缝、溶洞型岩石还可得到裂缝、溶洞孔隙度。与常规岩心分析相比, 核磁共振技术可快速提供多种岩石孔隙度参数。

3) 只有当回波时间小于 0.3 ms 时, 核磁共振才能测出岩石的总孔隙度。

4) 岩石中流体存在 3 种弛豫: 来自岩石颗粒表面的弛豫、来自流体本身的弛豫和来自分子扩散的弛豫。其中流体自身弛豫和扩散弛豫均可忽略不计, 流体的纵向弛豫时间 T_1 和横向弛豫时间 T_2 值受岩石比表面控制。岩石中单个孔道内弛豫可以看作是单指数弛豫。岩石孔隙是由不同大小的孔道组

成的, 每种尺寸的孔隙有其自己的特征弛豫时间 T_{2i} , 因此在岩石中存在多种指数衰减过程, 总的弛豫为这些弛豫的叠加。

4 结语

核磁共振岩石物性分析技术在钻井现场可准确、快速、系统地测定岩样物性, 划分和评价有效储层, 指导现场钻进, 为完井讨论及完钻测试提供数据; 与地化、定量荧光等分析数据相结合可以更精确、更及时地进行含油量计算及储层产能、储量估算。另外, 该技术在分析系统性和及时性方面是室内岩心分析所无法比拟的, 在准确性和及时性方面更是优于电测, 其应用前景十分广阔。

参考文献:

- 1 孙建孟, 李召成, 耿生臣等. 核磁共振测井 $T_{2\rho\text{cut-off}}$ 确定方法探讨 [J]. 测井技术, 2001, 25 (3): 175~178
- 2 肖立志, 石红兵. 低场核磁共振岩心分析及其在测井解释中的应用 [J]. 测井技术, 1998, 22 (1): 42~49
- 3 Freedman R, Heaton N. Fluid characterization using Nuclear Magnetic Resonance Logging [J]. Petrophysics, 2004, 45 (3): 241~250
- 4 Appel M. Nuclear magnetic resonance and formation porosity [J]. Petrophysics, 2004, 45 (3): 296~307
- 5 黄乔松, 赵文杰, 杨济泉等. 核磁共振渗透率模型研究与应用 [J]. 青岛大学学报 (自然科学版), 2004, 17 (4): 37~40
- 6 王立锦, 周尚文, 周达明等. 核磁共振弛豫方法测定砂岩有效渗透率 [J]. 波谱学杂志, 2003, 20 (1): 57~61
- 7 邵维志, 丁娱娇. MRIL-P 型核磁共振测井技术及应用 [J]. 测井技术, 26 (1): 205~212
- 8 高敏, 安秀荣, 祇淑华等. 用核磁共振测井资料评价储层的孔隙结构 [J]. 测井技术, 2000, 24 (3): 188~193
- 9 刘堂宴, 王绍民, 傅容珊等. 核磁共振谱的岩石孔喉结构分析 [J]. 石油地球物理勘探, 2003, 38 (3): 328~333

APPLICATION OF NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE LOGGING TECHNOLOGY IN PHYSICAL PROPERTY ANALYSIS OF ROCK

Wang Zhizhan^{1,2}, Zhai Shende², Zhou Lifa¹, Deng Meiyin², Wang Shoujun²

(1. Geology Department, Northwest University, Xi'an 710069, China;

2. Shengli Geologging Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257064, China)

Abstract: Hydrogen atoms in oil and water resonate and produce signal in magnetic field. NMR mu-logging technology uses these characteristics in petrophysic survey and evaluation. Based on such experiments that sample type, size and drilling fluid almost have no influence on measurement results, application

research and discussion are carried out from such aspects as porosity, T_2 cutoff value, permeability, movable fluid saturation, oil saturation, pore and pore throats distribution, wettability, oil viscosity, etc. Research proves that, the NMR logging technology realizes rapid measurement and evaluation of petrophysics, and has guiding significance and reference value for in-site decision-making and after drilling and testing discussion.

Key words: relaxation; cut off value; T_2 spectrum; physical property of rock; Nuclear Magnetic Resonance

(continued from page 605)

RELATIONSHIP BETWEEN FAULT SYSTEM AND ABNORMAL PRESSURE DISTRIBUTION IN CONTINENTAL FAULT BASIN —A CASE STUDY OF THE DONGYING SAG OF JIYANG DEPRESSION OF BOHAI BAY BASIN

Chen Baoning¹, Bai Quanming¹, Zhou Xiangcui², Li Bao²

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China;

2. Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China)

Abstract: Continental fault basin is an important basin type in the east of China, and is significant for oil exploration and production. It is characterized by abnormal fluid pressure extensively formed in deep formation and complex fault system. Study of the mutual action of these two characteristics is helpful for the analysis of oil migration and accumulation. Based on the analysis of fluid pressure and fault characteristics of continental fault basin, a precise model of abnormal pressure distribution in sag is made. It is also discussed in this paper the spatial relationship between fluid pressure and fault system and the influence of fault system on vertical distribution of fluid pressure as well as the sealing characteristics.

Key words: abnormal pressure; fault system; continental fault basin; the Dongying sag; the Jiyang depression

(continued from page 611)

and “steric effect”. Geochemical parameters related to methylated naphthalenes can be used to indicate the differences of maturity, biodegradation, and source input between oil and sedimentary organic matters. Oil samples selected from Damintun Depression in Bohai Bay Basin have been analyzed for methylated naphthalene series. The results show that the high waxy oils are more thermally mature than normal oils, even though some saturated hydrocarbon composition such as steranes and terpanes isomeric ratios get to equilibrium end. This conclusion is consistent with the geological background and the basin modeling results in the study area. It is proved that these methylated naphthalene parameters are very useful geochemical indicators.

Key words: methylated naphthalene; maturity parameter; high waxy oil; Damintun depression