

核磁共振岩心实验分析在低孔渗储层评价中的应用

王振华¹, 陈刚¹, 李书恒², 章辉若², 黄得顺¹, 杨甫¹, 雷盼盼¹, 刘小伸¹

(1. 西北大学 地质学系 大陆动力学国家重点实验室, 西安 710069;

2. 中国石油 长庆油田分公司, 西安 710021)

摘要: 根据核磁共振(NMR)岩心实验分析的基本原理、方法和相关参数模型的研究进展,对鄂尔多斯盆地东部ZC油田3062井延长组6油层组低孔渗砂岩样品进行了储层物性、孔隙结构和束缚水饱和度等参数的NMR岩心实验分析,并将其与常规岩心测试参数进行了分析与对比,探讨了低孔渗储层NMR岩心实验分析的精度及其应用效果。结果表明,3062井长6油层组砂岩属于典型的低孔渗储层,孔隙度在8.6%~13.0%,渗透率在 $(0.07\sim 1.27)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;低孔渗砂岩样品NMR岩心实验所分析的孔隙结构、孔隙度、束缚水饱和度数据与其常规岩心分析结果基本一致,且系统偏差较小,但基于NMR实验参数的储层渗透率预测模型尚存在较多的不确定性,核磁共振渗透率预测结果与常规岩心分析渗透率数据存在较大偏差。

关键词: 核磁共振(NMR);岩心样品分析;微观孔隙结构;储层物性参数;鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE135^{+.1}

文献标识码: A

Application of NMR core experimental analysis in evaluation of low-porosity and low-permeability sandstone reservoirs

Wang Zhenhua¹, Chen Gang¹, Li Shuheng²,

Zhang Huiruo², Huang Deshun¹, Yang Fu¹, Lei Panpan¹, Liu Xiaoshen¹

(1. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Department of Geology, Northwest University,

Xi'an, Shaanxi 710069, China; 2. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710021, China)

Abstract: Nuclear magnetic resonance (NMR) core experimental analysis is a new developing technique in experimental geology. Based on the principles and methods of NMR core experimental analysis, as well as some improved parametric models, a series of reservoir parameters of Chang6 low-porosity and low-permeability oil-bearing sandstone core samples from well 3062 in the ZC Oil Field in the eastern Ordos Basin were systematically measured by NMR. Additionally, the accuracy and relative error of the NMR analysis were calculated and discussed by means of recognized exact method of conventional core experimental analysis as control group. It is revealed that the Chang6 oil-bearing sandstones are typical low-porosity and low-permeability reservoirs, with porosity ranging from 8.6% to 13.0%, and permeability from 0.07×10^{-3} to $1.27\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$. NMR core experimental analysis has advantages of convenience, high efficiency and accepted accuracy with a smaller relative error for testing the low-porosity and low-permeability reservoir parameters of porosity, microscopic pore structure and irreducible water saturation. However, compared with the results of conventional core analysis, there is a larger relative error in NMR prediction for the permeability parameters, which is most probably due to some uncertainty of the reservoir permeability predictive models.

Key words: nuclear magnetic resonance (NMR); core sample analysis; microscopic pore structure; reservoir parameter; Ordos Basin

核磁共振(NMR)作为一种正在兴起的岩心实验分析新手段,具有样品无损、方便快捷的优点。

理论上,通过核磁共振直接观测岩石样品的孔隙流体信号,不仅可以揭示岩石的孔隙结构特征,而

收稿日期: 2013-05-06; 修订日期: 2014-10-11。

作者简介: 王振华(1991—),男,本科,地质学系资源勘查工程专业。E-mail: wang.zhen.hua.larry@gmail.com。

通讯作者: 陈刚(1965—),男,博士生导师,教授,从事含油气盆地地质学研究工作。E-mail: chengang@nwu.edu.cn。

基金项目: 教育部高校博士点基金(20116101110006)、陕西省自然科学基金(2012JZ5001)、西北大学大学生创新创业训练计划项目(2013001)和国家基础科学人才培养基金(XDCX12-15)资助。

且有可能获取岩石的物性、含油性等储层参数,较好地提供了同一块样品进行多参数分析对比的方法途径^[1-8]。如何有效利用 NMR 实验数据准确获取低孔渗储层参数是近年来 NMR 岩心实验分析的研究热点。单样品、多参数的 NMR 岩心实验分析结果在精度和有效性方面能否达到或完全替代传统上广为接受的多样品常规岩心分析,还需要进行不同方法、并行样品的相关对比分析和相互检验。近年来,人们虽然从不同侧面提出了一些基于 NMR 的岩石物性和含油性参数预测模型,但迄今为止仍存在较多争议,低孔渗储层参数预测问题尤为突出,需要结合常规岩心分析数据的对比分析进行不断改进和完善^[9-21]。本文选择鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田 3062 井长 6 油层组低孔渗砂岩样品进行了储层参数的 NMR 岩心实验分析,并通过并行样品的常规岩心分析和对比,探讨分析低孔渗储层 NMR 岩心实验分析参数的预测精度、有效性及其影响因素,以期低孔渗储层参数的 NMR 岩心实验分析和预测模型的改进提供重要信息。

1 储层孔隙结构分析

1.1 伪毛管压力曲线法

伪毛管压力曲线法是一种基于 NMR 横向弛豫时间(T_2 时间)与孔喉半径之间的转换关系来构造毛管压力曲线的方法,并以此区别于常规的压汞实测毛管压力曲线。Yakov 等在假设孔隙与喉道半径成正比的条件下,推导出 T_2 时间与孔喉半径之间为线性转换关系^[9],并获得了 NMR 转换的伪毛管压力曲线与压汞毛管压力曲线基本吻合的结论。后有学者认为,由于实际地层孔隙结构十分复杂, T_2 时间与孔喉半径之间并不一定是简单的线性关系,据此构建的毛管压力曲线会出现较大误差^[10-13]。何雨丹等提出采用形式为 $P_c = m/T_2^n$ (式中, P_c 为毛管压力; m 为系数; n 为幂率)的分段幂函数来构造毛管压力曲线^[10]。对于单峰 T_2 谱,用单一幂函数构造毛管压力曲线;对于双峰 T_2 谱,则根据小孔和大孔分别采用 2 种幂函数分段构造毛管压力曲线,幂函数可通过 T_2 几何平均值与平均毛管半径之间的相关性来确定。肖立志等认为,用 T_2 几何平均值与平均毛管半径之间的相关性确定的幂函数不够精确,由于低孔渗岩心样品基本上不存在体积弛豫不可忽略的、接近于慢扩散特性的较大孔隙^[7],因而可以采用单一幂函数来构造毛管压力曲线。

对于低孔渗岩心样品而言,NMR 岩心实验分

析的 T_2 谱多呈现双峰不明显或主体为单峰的特点,且基本上包含了样品的全部孔喉半径信息,这显然与压汞法不能获得极小孔喉半径情况下给出的孔喉半径信息是不同的。去除 NMR 孔喉半径分布中的极小值部分才能更好地满足两者对孔喉半径分布的最佳拟合。因此,本文主要采用单一幂函数构造毛管压力曲线,并根据刘堂宴等提出的最大相似性原理^[13]来确定幂函数。具体做法为:在给不同幂函数参数值的条件下做 T_2 时间与孔喉半径转换,将转换的孔喉半径累积分布曲线与压汞孔喉半径累积分布曲线反复进行误差计算与对比,并在计算误差时保持 NMR 孔喉半径与压汞孔喉半径相对应,直至找到误差最小时所对应的最佳幂函数参数值,从而获得合理的 NMR 伪毛管压力曲线。

依据上述改进的幂函数刻度法,对采自鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田 3062 井延长组长 6 油层组的 13 块低孔渗砂岩样品,在进行了 NMR 岩心实验分析数据基础上的 T_2 时间与孔喉半径转换及其拟合对比分析,获得了不同样品的最佳幂函数参数(表 1)及其相应的 NMR 伪毛管压力曲线。结果显示这种改进方法的应用效果比较理想,NMR 伪毛管压力曲线与压汞毛管压力曲线的相关系数均达到 99% 以上。从图 1 所示 Z3-1 样品的转换结果可以看出,低孔渗砂岩的 NMR 伪毛管压力曲线与压汞毛管压力曲线基本吻合(图 1a),曲线之间的相关系数为 99.95%;在忽略或去掉 NMR 孔喉半径小于 0.01 μm 极小值部分的情况下,NMR 小孔喉(0.01~0.03 μm)的分布频率略大于压汞分析数据,

表 1 鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田 3062 井长 6 油层组砂岩岩心样品伪毛管压力曲线法参数选值

Table 1 Power function parameters of NMR capillary pressure curves for Chang6 oil-bearing sandstone core samples from well 3062 in ZC Oil Field in eastern Ordos Basin and correlation coefficients between NMR and Hg-air capillary pressure curves

样品号	系数(m)	幂率(n)	相关系数
Z3-1	85.1	0.51	0.999 5
Z4-1	86.3	0.51	0.999 5
Z5-2	82.4	0.64	0.999 0
Z6-1	65.7	0.64	0.999 4
Z7-1	58.5	0.58	0.998 5
Z9-1	86.0	0.51	0.999 5
Z10-2	68.7	0.51	0.999 4
Z11-1	68.9	0.51	0.999 5
Z12-2	97.3	0.81	0.996 0
Z13-1	82.7	0.82	0.998 9
Z13-2	67.7	0.82	0.998 7
Z16-2	98.9	0.77	0.998 5
Z20-2	96.2	0.62	0.994 5

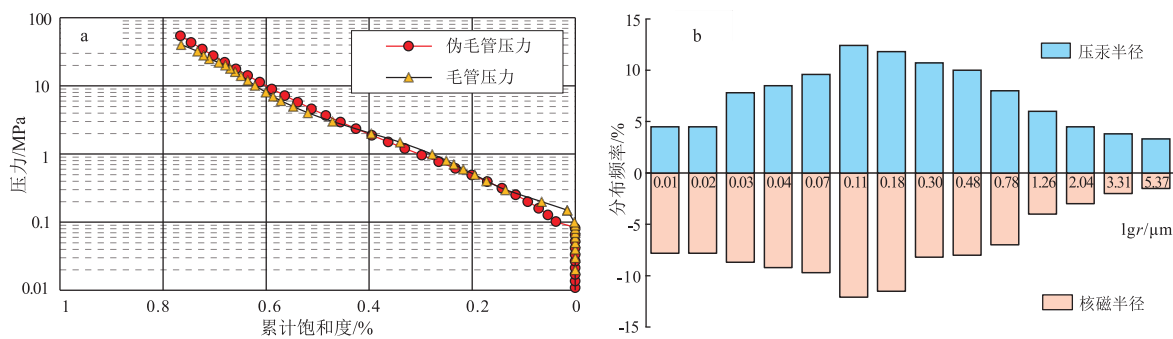


图1 鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田长 6 油层组 Z3-1 样品伪毛管压力曲线与压汞毛管压力曲线对比及其孔喉半径对比

Fig.1 Comparison of pseudo-capillary pressure curve with Hg-air capillary pressure curve and contrast of distributions of pore-throat radius corresponding to derived capillary pressure curves for Chang 6 oil-bearing Z3-1 sandstone core samples from ZC Oil Field in eastern Ordos Basin

NMR 大孔喉 ($>0.3 \mu\text{m}$) 的分布频率略小于压汞分析数据。但总体来看, NMR 转换和压汞分析所给出的孔喉半径分布基本吻合, 且在大、小孔喉区间的频率分布也保持了较好的一致性(图 1b)。

1.2 三孔隙度组分百分比法

通常认为, 控制岩石孔隙结构的关键因素并不只是孔隙度, 而是整个孔隙系统在不同孔隙范围内的孔隙度组分百分比^[14], 非均质性较强的低孔渗储层更是如此, 因而可以基于 NMR 的“三孔隙度组分百分比法”进行低孔渗储层孔隙结构的有效评价。其基本思想是: 从核磁共振 T_2 分布谱中提取 3 种孔隙度组分百分比参数 S_1 、 S_2 、 S_3 , 分别代表横向弛豫时间介于 $1 \sim 10$, $10 \sim 100$, $100 \sim 1000$ ms 范围内的 3 种孔隙度组分百分比; 根据 S_1 、 S_2 、 S_3 的相对大小关系进行储层类型划分, 并赋予不同类型储层彼此有别的孔隙结构质量评价参数, 即“PORCLA”参数。PORCLA 值的大小代表了不同类型储层孔隙结构的好坏, 这种定量评价方法较好地改进了以往通过观察 T_2 谱形态进行储层孔隙结构定性评价的一些不确定性问题^[11]。

依据 ZC 油田 3062 井长 6 油层组 13 块砂岩岩心样品的铸体薄片鉴定和压汞分析资料, 岩样平均孔隙半径和喉道半径分别为 $31.15, 0.18 \mu\text{m}$, 喉道半径小、孔隙连通性差, 孔喉组合主要为小孔、微喉型, 储层孔隙结构总体较差。依据这些样品的 NMR 岩心实验分析数据, 从样品的 T_2 分布谱中提取了三孔隙度组分百分比参数 S_1 、 S_2 和 S_3 , 在此基础上统计分析了 13 块砂岩的三孔隙度组分百分比分布特征(图 2)。参照 Liu 等提出的三孔隙度组分百分比法储层孔隙结构评价标准^[14], 长 6 油层组 13 块砂岩样品的三孔隙度组分百分比参数均具有 $S_3 < S_1 < S_2$ 的分布关系(图 2), 属于孔隙结构相对

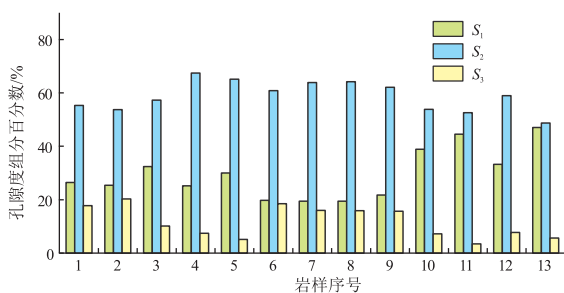


图2 鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田长 6 油层组砂岩岩心样品孔隙度百分比

Fig.2 Relationship among percentages of three pore components for Chang 6 oil-bearing sandstone core samples from ZC Oil Field in eastern Ordos Basin

较差的第三类储层, 相应的 PORCLA 值为 10。这一定量评价结果与常规压汞及铸体薄片分析数据具有较好的一致性。

2 物性参数求解

2.1 孔隙度

低孔渗砂岩孔隙结构复杂、黏土束缚水含量较高, 由于 NMR 测量仪的回波间隔不能设置成无限小的限制, 砂岩岩心样品中总有小部分黏土束缚水不能被仪器检测到。从理论上来说, 这往往会造成岩样 NMR 岩心实验分析的孔隙度偏小。本文尝试通过岩样 NMR 孔隙度与常规孔隙度的对比分析来探讨 NMR 岩心实验分析求解低孔渗岩样孔隙度的有效性和精确性。NMR 测量仪直接获得的原始数据是信号幅度随时间衰减的自旋回波串, 通过对自旋回波串数据进行多指数反演拟合, 可以得到由各 T_2 和对应回波信号幅度组成的 T_2 谱。对于岩样 NMR 孔隙度的求解, 首先要利用含氢体积已知的标准样品确定回波信号幅度与孔隙度(含氢体积)之间的刻度因子 $F = V \cdot RG/A$, 其中 A 为

NMR 回波信号总幅度, RG 为接收增益, V 为标准样品含氢体积;在此基础上,选择合适的测量采集参数(回波间隔 $T_E = 0.2$ ms, 等待时间 $RD = 6$ s, 扫描次数 $NS = 128$, 接收增益 $RG = 80$), 采用公式 $\phi = A \cdot F / (V_T \cdot RG) \times 100\%$ 计算岩样的 NMR 孔隙度, 其中 V_T 和 ϕ 分别为被测岩样的体积和孔隙度。计算结果表明, NMR 孔隙度主要分布在 8.9%~13.1%, 且与常规分析孔隙度(8.6%~13.0%)基本接近;核磁孔隙度与常规孔隙度的最大偏差均小于 0.5 个孔隙度单位(图 3), 相对误差范围为 0.01%~3.88%, 平均相对误差为 1.56%, 显示出较高的吻合程度, 且不存在明显的 NMR 孔隙度偏小现象。

2.2 渗透率

近年来,人们探索提出了多种基于 NMR 岩心实验分析数据的渗透率预测模型^[15-17], 目前比较有影响的 NMR 渗透率模型主要有 SDR 模型和 Coates 模型以及两者相应的扩展模型(表 2)。SDR 模型采用 T_2 几何平均值(T_{gm})作为特征时间,

根据渗透率和电阻率之间的关系,从物理意义上推导获得了 SDR 渗透率与特征时间和 NMR 孔隙度的关系式(表 2, 公式 1)。后有学者进一步结合拟合与逼近的数理统计方法建立了与之相应的 SDR 扩展模型^[2,17](表 2, 公式 2)。Coates 模型则主要从物理意义上采用 NMR 孔隙度, 以及束缚水与可动水体积比来计算 Coates 渗透率(表 2, 公式 3), 并且同 SDR 模型一样, 具有与之相应的统计学意义上的 Coates 扩展模型(表 2, 公式 5)。

实际上, Sigal 认为 SDR 模型和 Coates 模型是 NMR 渗透率广义公式的 2 种特殊形式, 如果定义 T_{coates} 为 T_2 截止值($T_{2cutoff}$)与束缚水—可动水体积比值(FFI/BVI)的乘积, 并将其作为 Coates 模型的特征时间, 则 Coates 模型与 SDR 模型在物理意义和数学表达形式(表 2, 公式 1, 4)上是一致的^[18], 表明这 2 类渗透率预测模型都与特征时间的二次方和孔隙度的四次方成正比。利用上述砂岩样品的 NMR 岩心实验分析和常规岩心分析数据, 根据 SDR 和 Coates 模型及相应的扩展模型的基本原理, 用回归分析方法获取渗透率模型的各项参数, 进而计算求解了岩样的 NMR 渗透率。结果显示, NMR 渗透率主要分布在 $(0.05 \sim 1.92) \times 10^{-3} \mu m^2$, 与之相应的常规岩心实测渗透率主要分布在 $(0.07 \sim 1.27) \times 10^{-3} \mu m^2$, NMR 渗透率平均相对误差分布在 26%~48%(表 2), 表明现有 NMR 渗透率模型求解的渗透率与常规岩心实测渗透率之间的偏差较大。相比之下, SDR 扩展模型求解的渗透率与常规岩心实测渗透率的相关系数接近 93%, 平均相对误差较小(26.9%)(表 2), 表明 SDR 扩展模型对于本次低孔渗岩样的 NMR 渗透率预测效果相对较好(图 4)。或许是由于 Coates 模型及其扩展模型对束缚水饱和度的计算精度比较敏感, 在本次 NMR

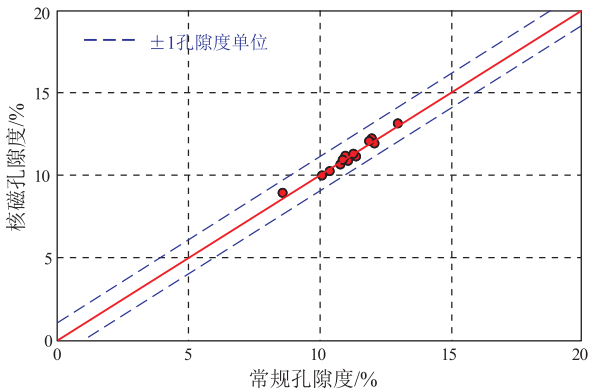


图 3 鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田砂岩岩心样品核磁孔隙度与常规孔隙度对比

Fig.3 Comparison of NMR porosity with conventional porosity for sandstone core samples from ZC Oil Field in eastern Ordos Basin

表 2 不同核磁共振渗透率模型及求解鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田砂岩岩心样品渗透率的各模型参数和误差

Table 2 Different NMR permeability models and parameters and errors of these models for sandstone core samples from ZC Oil Field in eastern Ordos Basin

渗透率模型	数学表达式	模型参数(C, m, n)	相关系数 R 及平均相对误差 \bar{E}
SDR 模型	$K_{SDR} = CT_{gm}^2 \Phi^4$ (1)	$C = 5.08$	$R = 86.42\%$; $\bar{E} = 41.2\%$
SDR 扩展模型	$K_{SDRE} = CT_{gm}^n \Phi^m$ (2)	$C = 0.02; n = 0.25; m = 2.38$	$R = 93.16\%$; $\bar{E} = 26.9\%$
Coates 模型 (2 种形式)	$K_{coates} = C(FFI/BVI)^2 \Phi^4$ (3)	$C = 9.82$	$R = 87.00\%$; $\bar{E} = 48.8\%$
	$K_{coates} = CT_{coates}^2 \Phi^4$ (4)		
Coates 扩展模型	$K_{coates} = C(FFI/BVI)^n \Phi^m$ (5)	$C = 10.44; n = 1.40; m = 1.09$	$R = 87.87\%$; $\bar{E} = 38.1\%$

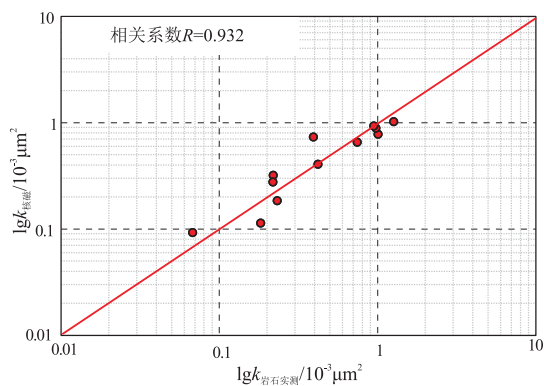


图4 鄂尔多斯盆地东部 ZC 油田砂岩岩心样品核磁共振渗透率与岩心实测渗透率对比

Fig.4 Comparison of NMR permeability with measured core permeability for sandstone core samples from ZC Oil Field in eastern Ordos Basin

渗透率的预测中,模型的相关系数和相对平均误差均大于相应的 SDR 及其扩展模型。上述研究表明,影响渗透率的因素是复杂的,已有的 NMR 渗透率模型预测结果与常规岩心分析数据仍有较大的偏差,其中 SDR 扩展模型可能对于低孔渗储层具有相对较好的渗透率预测效果,但仍然达不到常规岩心实测数据的精度,有待进一步改进和完善。

3 含油性参数求解

3.1 束缚水饱和度求解方法

NMR 束缚水饱和度的求解一般要依赖于特定的束缚水体积模型,根据不同的束缚水体积模型求解出的束缚水饱和度具有一定的差异性。目前被广泛接受和使用的束缚水体积模型主要有小孔隙束缚水体积模型和薄膜束缚水体积模型。 T_2 截止值法和 SBVI 法是分别以这 2 种束缚水体积模型作为理论基础来求解 NMR 束缚水饱和度的方法^[19-21]。

小孔隙束缚水体积模型假设在整个孔隙系统中,小孔隙充满束缚水而大孔隙充满自由流体,并且认为存在一截止时间 T_{2_cutoff} ,使 T_2 大于 T_{2_cutoff} 的相对大孔隙充满自由流体,而 T_2 小于 T_{2_cutoff} 的相对小孔隙充满束缚水。 T_2 截止值法以小孔隙束缚水体积模型为依据,通过由 NMR 岩心实验求取的 T_{2_cutoff} 平均值把 T_2 分布谱分割为束缚水部分和自由流体部分,从而获得 T_2 分布谱束缚水与自由流体部分面积的比值即为岩样的 NMR 束缚水饱和度。Coates 等则认为由于薄膜束缚水的存在,每一个孔隙都具有一定量的束缚水;并以此提出相应的薄膜束缚水体积模型,引入权重系数 (S_{WIRR}) 作为划分孔隙中束缚水体积和自由流体体积的指标^[19]。基于薄膜束缚水体积模型的 SBVI 法可以通过 T_2 几

何平均值 (T_{2gm}) 与常规岩心实测束缚水饱和度 (S_{WIR}) 的函数关系确定 S_{WIRR} ,从而求解 NMR 束缚水饱和度。 T_2 谱面积比值法与 T_2 截止值法和 SBVI 法明显不同,它可以直接计算岩样在离心脱水至束缚水状态与盐水饱和状态下 T_2 分布谱下的面积之比来获取 NMR 束缚水饱和度。

3.2 结果分析对比

在已获取盐水饱和岩样 NMR 实验分析数据的基础上,通过压力试验确定脱水压力,并测定离心脱水至束缚水状态下岩样的核磁共振 T_2 分布谱,求取 T_2 截止值法和 T_2 谱面积比值法 NMR 束缚水饱和度,再结合常规岩心分析数据,根据 SBVI 法的基本方法和原理求解岩样 SBVI 法 NMR 束缚水饱和度。称重法作为一种通过测量岩样在束缚水状态和饱和状态下的质量差来计算束缚水饱和度的常规岩心分析方法,具有较高的适用性和精确度。基于此,将 NMR 与称重法束缚水饱和度进行相关对比与分析,可以甄别 NMR 岩心实验分析求解低孔渗岩样束缚水饱和度的有效性和不同求解方法的相对优劣性。结果显示 T_2 截止值法、 T_2 谱面积比值法和 SBVI 法与称重法求解的束缚水饱和度的平均相对误差分别为 9.65%, 4.58% 和 4.40% (图 5),其中 T_2 谱面积比值法的平均相对误差与 SBVI 法基本相近,相比之下 T_2 谱面积比值法与称重法求解的束缚水饱和度具有相对较高的吻合程度和较小的系统偏差 (图 5b, c)。

上述实验结果和相关对比分析表明,在求解低孔渗岩样 NMR 束缚水饱和度时 T_2 谱面积比值法优于 SBVI 法,而 SBVI 法优于 T_2 截止值法。另值得注意的是这 3 种求解方法都不同程度地存在各自的局限性。 T_2 谱面积比值法求解 NMR 束缚水饱和度的精度很大程度上受岩样离心脱水程度的影响。岩样在所受离心力过小的情况下达不到束缚水状态,会使束缚水饱和度偏大;岩样在所受离心力过大的情况下,会发生孔隙结构变化从而使岩石进入过束缚状态而造成束缚水饱和度偏小^[22-23]。当 T_{2gm} 与 S_{WIR} 不能很好地符合函数关系时,SBVI 法求解的束缚水饱和度往往具有较大的误差。 T_2 截止值法主要适用于孔隙结构差异较小的岩样,孔隙结构的较大变化往往会使 T_2 截止值法束缚水饱和度较大程度地偏离真实值。

4 结论

(1) NMR 岩心实验分析可以对低孔渗储层进行定量的孔隙结构分析与评价。改进的幂函数刻

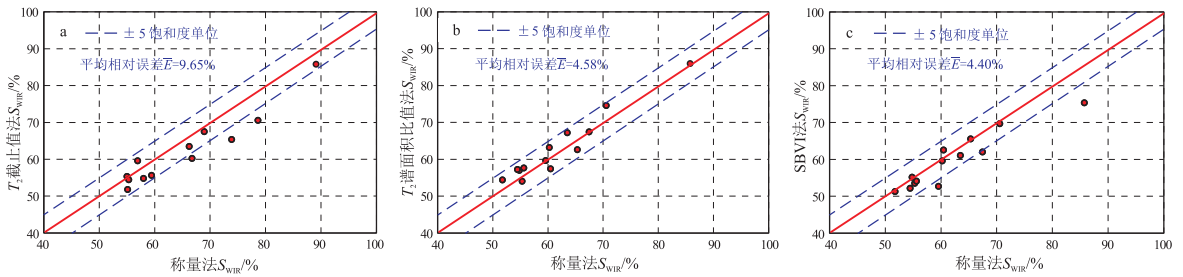


图5 鄂尔多斯盆地东部ZC油田砂岩岩心样品 T_2 截止值法(a)
 T_2 谱面积比值法(b)和SBVI法(c)求解束缚水饱和度对比

Fig.5 Comparison of irreducible water saturation calculated by methods of unified T_2 cutoff (a), T_2 spectrum area ratio (b) and SBVI (c) for sandstone core samples from ZC Oil Field in eastern Ordos Basin

度法能够较好地构造 NMR 伪毛管压力曲线以及相应的孔喉半径分布;三孔隙度组分百分比法能够有效划分储层孔隙结构类型并可赋予衡量储层孔隙结构优劣的质量评价参数。

(2) NMR 岩心实验分析求解低孔渗岩样的孔隙度具有较高的精度,但渗透率参数的预测效果较差。相比之下,SDR 扩展模型对于本次低孔渗岩样的 NMR 渗透率预测效果相对较好,与常规测试渗透率的相关系数接近 93%,但平均相对误差偏大(26.9%)。

(3) 对于低孔渗岩样的 NMR 束缚水饱和度求解, T_2 谱面积比值法和 SBVI 法都与常规岩心分析结果基本接近,系统偏差较小(<5%),其中 T_2 谱面积比值法求解的束缚水饱和度具有相对较高的精度和较小的系统偏差。

致谢:西北大学地质学系张小莉教授和巨银娟博士在实验分析方面给予了技术指导,长庆油田公司和延长油田公司提供了项目研究和样品采集的多方面支持,深表感谢。

参考文献:

- [1] Coates G R, Xiao Lizhi, Prammer M G. NMR logging: principles and applications [M]. Michigan: Haliburton Energy Services, 1999.
- [2] 王为民. 核磁共振岩石物理研究及其在石油工业中的应用 [D]. 武汉: 中国科学院研究生院(武汉物理与数学研究所), 2001.
Wang Weiming. The physical study of nuclear magnetic resonance in rock and its application on petroleum industry [D]. Wuhan: Wuhan Institute of Physics and Mathematics of Chinese Academy of Sciences, 2001.
- [3] Wang Xiaowen, Xiao Lizhi, Xie Ranhong, et al. Study of NMR porosity for terrestrial formation in China [J]. Science in China Series G: Physics Mechanics and Astronomy, 2006, 49(3): 313-320.
- [4] Morriss C, Rossini D, Straley C, et al. Core analysis by low-field NMR [J]. The Log Analyst, 1997, 38(2): 84-94.
- [5] 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.
Xiao Lizhi, Shi Hongbing. Low field NMR core analysis and its applications in log analysis [J]. Well Logging Technology, 1998, 22(1): 42-49.
- [6] 李太伟, 郭和坤, 李海波, 等. 应用核磁共振技术研究页岩气储层可动流体 [J]. 特种油气藏, 2012, 19(1): 107-109.
Li Taiwei, Guo Hekun, Li Haibo, et al. Research on movable fluids in shale gas reservoirs with NMR technology [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(1): 107-109.
- [7] 肖立志, 谢然红, 廖广志. 中国复杂油气藏核磁共振测井理论与方法 [M]. 北京: 科学出版社, 2012.
Xiao Lizhi, Xiao Ranhong, Liao Guangzhi. The principle and methods of nuclear magnetic resonance well logging of complex hydrocarbon reservoirs in China [M]. Beijing: Science Press, 2012.
- [8] 张冲, 张占松, 严伟. 核磁共振 T_2 分布评价阳离子交换容量方法研究 [J]. 断块油气田, 2012, 19(5): 666-669.
Zhang Chong, Zhang Zhansong, Yan Wei. Study on evaluation method of cation exchange capacity using NMR T_2 distribution [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(5): 666-669.
- [9] Slijkerman W F J, Hofman J P, Looyestijn W J, et al. A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data [J]. Petrophysics, 2001, 42(4): 334-343.
- [10] 何雨丹, 毛志强, 肖立志, 等. 利用核磁共振 T_2 分布构造毛管压力曲线的新方法 [J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2005, 35(2): 177-181.
He Yudan, Mao Zhiqiang, Xiao Lizhi, et al. A new method to obtain capillary pressure curve using NMR T_2 distribution [J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2005, 35(2): 177-181.
- [11] 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 Wei, Xiao Zhongxiang, Yang Siyu, 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.
- [12] 刘晓鹏, 胡晓新. 近五年核磁共振测井在储集层孔隙结构评价中的若干进展 [J]. 地球物理学进展, 2009, 24(6): 2194-2201.
Liu Xiaopeng, Hu Xiaoxin. Progress of NMR log in evaluating reservoir pore structure in the last five years [J]. Progress in Geophysics, 2009, 24(6): 2194-2201.
- [13] 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.
Liu Tangyan, Wang Shaomin, Fu Rongshan, et al. Analysis of rock pore throat structure with NMR spectra [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2003, 38(3): 328-333.

- [14] Liu Z H, Zhou C C, Zhang L H, et al. An innovative method to evaluate formation pore structure using NMR logging data [C]//SPWLA 48th Annual Logging Symposium. Austin, Texas; Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2007.
- [15] 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.
- [16] Coates G R, Peveraro R C A, Hardwick A, et al. The magnetic resonance imaging log characterized by comparison with petrophysical properties and laboratory core data [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas; Society of Petroleum Engineers, 1991.
- [17] Kubica P. Statistical tests of permeability estimates based on NMR measurements [C]//SPWLA 36th Annual Logging Symposium. Paris, France; Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1995.
- [18] Richard S. Coates and SDR permeability: two variations on the same theme [J]. Petrophysics, 2002, 43(1): 38-46.
- [19] Coates G R, Marschall D, Mardon D, et al. A new characterization of bulk - volume irreducible using magnetic resonance [C]//SPWLA 38th Annual Logging Symposium. Houston, Texas; Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1997.
- [20] Chen S, Arro R, Minetto C, et al. Methods for computing SWI and BVI from NMR logs [C]//SPWLA 39th Annual Logging Symposium. Keystone, Colorado; Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1998.
- [21] Kleinberg R L, Boyd A. Tapered cutoffs for magnetic resonance bound water volume [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas; Society of Petroleum Engineers, 1997.
- [22] 阙洪培, 雷卞军. NMR 束缚流体体积确定方法及其应用条件 [J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(2): 5-8.
Que Hongpei, Lei Bianjun. Method of determining bulk irreducible fluid volume with NMR and its constrains in application [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(2): 5-8.
- [23] 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): 167-172.
Xiao Liang, Xiao Zhongxiang. Analysis of methods for determining NMR $T_{2\text{cutoff}}$ and its applicability [J]. Progress in Geophysics, 2008, 23(1): 167-172.

(编辑 黄娟)

(上接第 772 页)

- [26] 李天降, 李子丰, 赵彦超, 等. 核磁共振与压汞法的孔隙结构一致性研究 [J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 57-59.
Li Tianjiang, Li Zifeng, Zhao Yanchao, et al. Consistency of pore structures between NMR and intrusion method [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(10): 57-59.
- [27] 姜洪福, 陈发景, 张云春, 等. 松辽盆地三肇地区扶、杨油层储集层孔隙结构及评价 [J]. 现代地质, 2006, 20(3): 465-472.
Jiang Hongfu, Chen Fajing, Zhang Yunchun, et al. The pore texture and evaluation of Fu-Yang oil reservoirs in the Sanzhao area of Songliao basin [J]. Geoscience, 2006, 20(3): 465-472.
- [28] 王学武, 杨正明, 李海波, 等. 核磁共振研究低渗透储层孔隙结构方法 [J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2010, 32(2): 69-72.
Wang Xuewu, Yang Zhengming, Li Haibo, et al. Experimental study on pore structure of low permeability core with NMR spectra [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 32(2): 69-72.
- [29] Slijkerman W F J, Hofman J P, Looyestijn W J, et al. A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data [J]. Petrophysics, 2001, 42(4): 334-343.
- [30] 师调调, 孙卫, 何生平. 低渗透储层微观孔隙结构与可动流体饱和度关系研究 [J]. 地质科技情报, 2012, 31(4): 81-85.
Shi Tiaotiao, Sun Wei, He Shengping. Relationship between micro-pore structure and movable fluid saturation in low permeability reservoir [J]. Geological Science and Technology Information, 2012, 31(4): 81-85.
- [31] 吴凯, 李善鹏, 罗丽荣, 等. 特低渗-致密砂岩储层成藏模拟试验与成藏机理 [J]. 地球科学与环境学报, 2013, 35(4): 10-17.
Wu Kai, Li Shanpeng, Luo Lirong, et al. Simulation experiment of petroleum migration and accumulation mechanism for extra-low permeability and tight sandstone reservoirs [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2013, 35(4): 10-17.
- [32] 雷启鸿, 孙华岭, 李晶, 等. 长庆低渗透储层可动流体饱和度评价 [J]. 低渗透油气田, 2006, 11(1): 94-97.
Lei Qihong, Sun Hualing, Li Jing, et al. Evaluation of movable fluid saturation in low-permeability reservoirs of Changqing oilfield [J]. Low Permeability Oilfield, 2006, 11(1): 94-97.

(编辑 徐文明)