

文章编号:1673-5005(2019)01-0053-07

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2019.01.006

低渗透储层核磁共振实验与测井应用

范卓颖^{1,2}, 侯加根^{1,2}, 邢东辉^{3,4}, 葛新民^{3,4}, 张凤生⁵

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 3. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580; 4. 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东青岛 266071; 5. 中国石油测井应用研究院, 陕西西安 710077)

摘要:针对低渗透储层岩性及孔隙结构复杂,核磁共振信噪比低、物性参数计算困难等问题,利用不同岩性的岩心开展不同流体性质和采集参数下的核磁共振实验,明确核磁共振响应特征及影响因素,并建立相应的参数计算模型。基于岩性单元分别建立核磁共振孔隙度校正模型,从而提高孔隙度计算效果。结果表明:低渗透岩石核磁共振响应受孔径影响明显,且与回波间隔、等待时间等采集参数和流体性质的关系差异较大;基于回波幅度建立的渗透率计算模型,无需对回波串进行反演,从而减少误差传递,能提高渗透率计算精度。

关键词:低渗透储层;核磁共振实验;储层参数;孔隙度校正;采集参数

中图分类号:TE 151 **文献标志码:**A

引用格式:范卓颖,侯加根,邢东辉,等.低渗透储层核磁共振实验与测井应用[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(1):53-59.

FAN Zhuoying, HOU Jiagen, XING Donghui, et al. Core NMR experiments for low permeability reservoir and its field application[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019,43(1):53-59.

Core NMR experiments for low permeability reservoir and its field application

FAN Zhuoying^{1,2}, HOU Jiagen^{1,2}, XING Donghui^{3,4}, GE Xinmin^{3,4}, ZHANG Fengsheng⁵

(1. College of Geosciences in China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting in China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China;

3. School of Geosciences in China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China;

4. Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China;

5. CNPC Logging Application Research Institute, Xi'an 710077, China)

Abstract:Thanks to its obvious advantages in reservoir parameters calculating and fluid identification, the nuclear magnetic resonance (NMR) logging method is becoming popular in reservoir evaluation. In low permeability reservoirs with complicated lithology and pore structure, however, NMR logging faces problems of low signal-to-noise ratio signal and difficulty in parameter calculation of physical properties. A series of NMR simulations of samples with different fluid properties and lithologies are carried out under different acquisition parameters to recognize the characteristics and influencing factors of NMR response. An NMR porosity correction model, based on the lithology unit and simulation results, is established to improve the calculation efficiency of porosity. The results show that the NMR responses of low permeability rocks are apparently influ-

收稿日期:2018-05-10

基金项目:中央高校基本科研业务费专项(16CX06048A,16CX05004A);国家科技重大专项(2017ZX05039);国家重大仪器设备开发专项(2013YQ17046306)

作者简介:范卓颖(1987-),女,博士,博士后,研究方向为储层测井评价及油藏描述。E-mail:114531680@qq.com。

通信作者:侯加根(1963-),男,教授,博士生导师,研究方向为油气田开发地质学、油藏描述。E-mail:houljg63@cup.edu.cn。

enced by pore size, acquisition parameters such as the echo time and waiting time, as well as the fluid properties. The new calculation model of permeability, established based on the echo amplitude, does not need time-consuming inversion of the echo train, therefore greatly improves the efficiency of permeability calculation.

Keywords: low permeability reservoir; NMR experiment; reservoir parameter; porosity correction; acquisition parameter

近年来,随着油气田勘探开发程度的日益深入,低渗透储层的勘探开发引起人们的高度重视,这类非常规油气资源所占油气储量的比重也越来越大,开展低渗透储层岩石实验特征分析及测井评价研究具有重大意义^[14]。在众多测井方法中,核磁共振测井因其能提供地层孔隙度、渗透率、自由流体和束缚流体体积等与储层物性及产能有关的地质参数而得到广泛应用,在物性参数计算、薄层评价和复杂油藏流体识别等方面显示出了其独特的优势,为解决油田勘探开发中各种复杂地质问题提供了新方法,成为必不可少的重要测井手段^[5-8]。在低渗透储层中,由于物性及孔隙连通性差,束缚流体饱和度高,核磁共振测井面临信噪比低、有效信号量少等难题。使得测量结果受采集参数及流体性质的影响严重,常规的处理方法难以准确得到储层孔隙度、渗透率、束缚水饱和度等参数,流体识别也更加困难^[9-13]。开展低渗透储层岩石核磁共振特性实验分析及测井评价方法研究,对中国低渗透油田资源评价及开发具有重要的意义。笔者以中国西部某盆地低渗透储层为研究对象,开展岩心核

磁共振实验^[7, 14-15],分析弛豫信号变化特征,明确核磁共振影响因素,通过实验数据分析建立一套针对研究区域的储层物性参数计算模型,并将其应用于核磁共振测井数据处理中,以期提高核磁共振测井在低渗透储层中的应用效果。

1 实验内容及方法

使用苏州纽迈分析仪器股份有限公司生产的NM-II型仪器(主频约为2 MHz)开展了不同回波间隔(T_E)、等待时间(T_W)和回波个数(N_E)的岩心核磁共振实验及配套岩石物理实验,主要包括:①常规物性参数测量;②完全含水状态岩心核磁共振测量;③离心至束缚水状态岩心核磁共振测量;④油驱至束缚水状态岩心核磁共振测量。

共选取岩心31块,其孔渗分布如图1所示,除个别岩心用于比对外,所选岩心均属于低渗透岩心。实验采用的流体为NaCl溶液(质量浓度为80 000 mg/L)和煤油(密度为0.793 g/cm³,黏度为2.01 mPa·s),实验温度为25℃。核磁共振数据采用仪器自带软件进行反演。

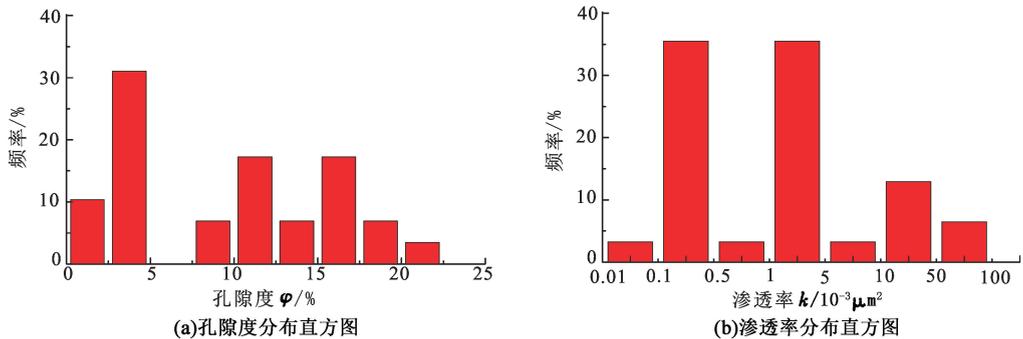


图1 实验岩心物性分布

Fig.1 Porosity and permeability histograms of experimental cores

2 实验结果分析

2.1 回波串及横向弛豫时间 T_2 谱特征

核磁共振测井采集的原始信号为回波串,通过反演得到 T_2 分布,回波串中蕴含了丰富的信息,其衰减特征和数据质量直接影响着 T_2 分布和核磁共振测井的解释与处理。对比普通岩心与低渗透岩心

的核磁共振回波信号和其在离心前后的核磁共振 T_2 谱可知,低渗透岩心核磁共振的回波串信噪比较低,信号幅度小且很快衰减为噪声信号, T_2 分布位置相对靠前,主要集中在10 ms内,以单峰分布为主,短弛豫组分所占比重较大,可动峰较小或基本消失,具有较高的束缚水饱和度,且离心前后 T_2 谱变化幅度相对较小(图2)。

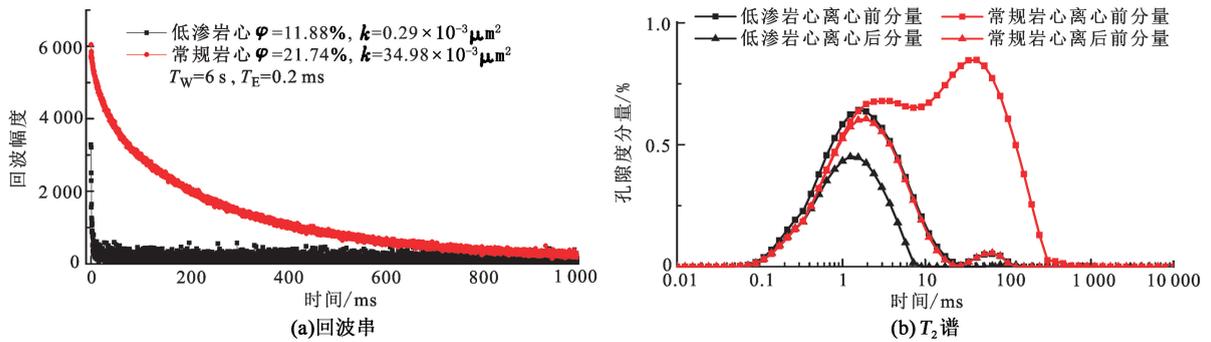


图2 普通岩心与低渗透岩心的核磁共振信号对比

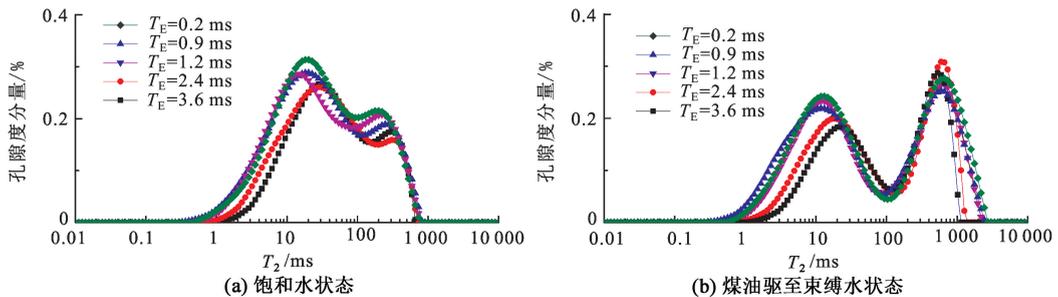
Fig.2 Comparison of NMR signals between conventional and low permeability cores

2.2 核磁共振影响因素

2.2.1 回波间隔的影响

煤油驱替完全含水岩心前后,随着回波间隔增大,核磁共振信号强度减小, T_2 谱包络面积减小, T_2 谱起点和谱峰逐渐向后移动,部分短弛豫组分信息丢失(图3, $T_w=6$ s)。完全含水岩心的长弛豫组分受回波间隔影响较小, T_2 谱向前移动不明显(图3

(a))。当煤油驱至束缚水状态时长弛豫组分的 T_2 谱也明显前移(图3(b)),主要由于实验所用轻质煤油具有较高的扩散系数,测量结果受回波间隔的影响比盐水大。当短回波间隔小于1.2 ms,长回波间隔大于2.4 ms时,两者测量的含油岩石 T_2 谱有一定偏移,说明采用移谱法识别低渗透储层的流体性质能取得一定效果。

图3 A1-A17号样不同回波间隔下的 T_2 谱Fig.3 T_2 spectrums of A1-A17 core under different echo spacings

2.2.2 等待时间的影响

在煤油驱替完全含水岩心前后分别记录不同等待时间下测得的 T_2 谱(图4)。由于水的极化时间较短,完全含水岩石的等待时间在1 s以上时,孔隙中的水已经基本极化完毕,随着等待时间的增加, T_2 谱基本不变。当岩心被油驱替至束缚水状态后,由于煤油所需的极化时间较长,短等待时间内只有少量油和束缚水被极化。随着等待时间增加,孔隙中的油被极化比例增大, T_2 谱中中弛豫组分增大。当等待时间大于6 s时,孔隙中的油也基本极化完全,此时随着等待时间增加, T_2 谱基本不变。实验表明,对于低渗透岩心,可分别采用1和6 s作为双等待时间开展差谱测量,突出油气信号的差异,为流体识别提供可能。

2.3 储层参数校正方法

回波间隔对核磁共振 T_2 谱的幅度和分布均有较大影响,这是核磁共振测井中很难避免的问题。国际三大测井公司生产的核磁共振测井仪器,目前

仅有少数仪器如CMR型仪器能达到0.2 ms的回波间隔,针对中国销售和主流仪器MRIL-P型仪器,其最短回波间隔为0.6 ms,若不对测量结果进行有效校正,将影响解释精度。本次研究采用谱面积法将核磁共振测量结果转换成岩石孔隙度,并选用两块孔径分布均匀、物性较好、性质稳定的贝雷砂岩作对比,建立所有样品在不同测量条件下的核磁共振孔隙度与液测法孔隙度关系图(图5, $T_w=0.2$ ms)。当回波间隔小于0.3 ms时,核磁共振孔隙度和液测孔隙度一致性好,基本能反应岩石的真实孔隙度。随着回波间隔增大,核磁共振孔隙度逐渐偏小,且不同粒径岩石对回波间隔的敏感程度不同。贝雷砂岩的核磁共振响应受回波间隔影响小,核磁共振孔隙度与液测孔隙度高度一致;砾岩的核磁共振响应受回波间隔的影响也较小;不等粒砂岩、细砂岩的核磁共振响应受回波间隔影响较大,随着回波间隔增大,短弛豫组分的信息漏失严重,使得核

磁共振孔隙度偏小。

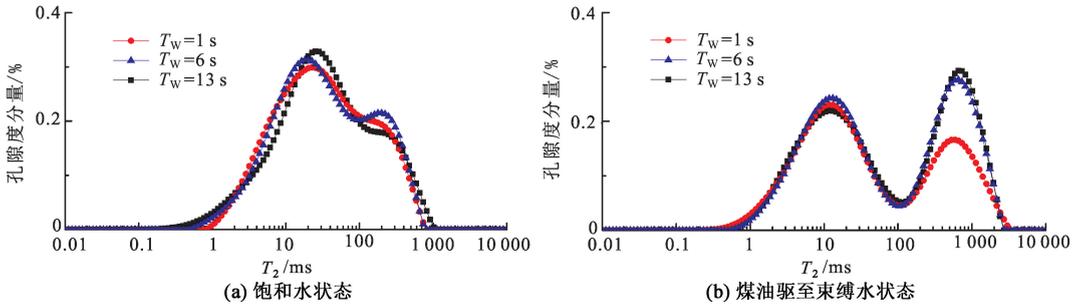


图4 A1-A17号样不同等待时间下的T₂谱

Fig. 4 T₂ spectrums of A1-A17 core under different waiting times

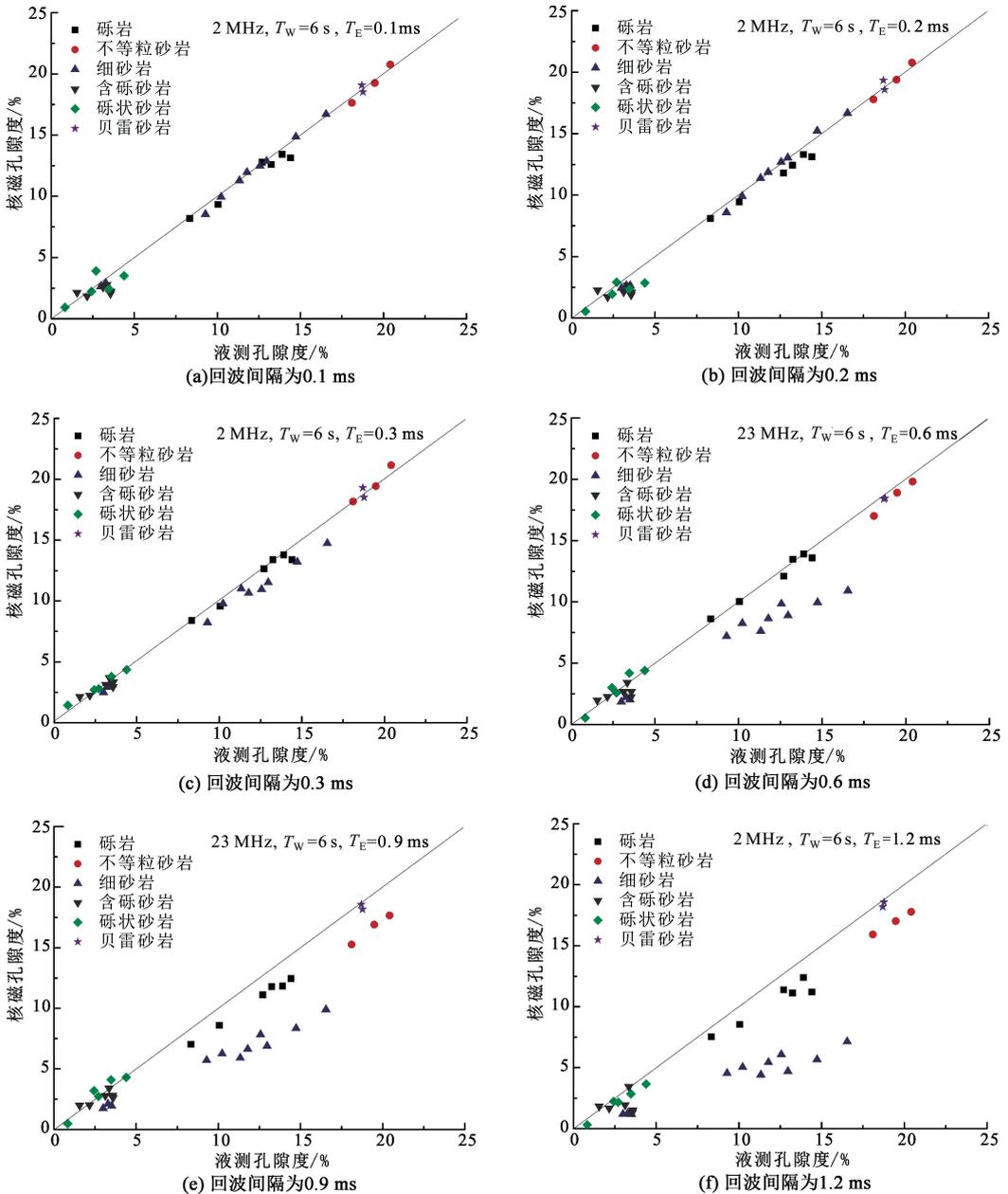


图5 不同回波间隔下岩心核磁共振孔隙度与液测孔隙度的关系

Fig. 5 Comparison between fluid saturated porosity and NMR porosity under different echo spacings

为降低回波间隔对核磁共振孔隙度的影响,将回波间隔为 0.2 ms 的测量孔隙度作为标准,根据不同回波间隔下的岩心核磁共振实验结果,分岩性对回波间隔影响进行统计,得到相应的校正系数。对比 0.9 和 1.2 ms 时的校正效果可知,校正后的核磁

共振孔隙度和液测孔隙度基本一致(图 6)。核磁共振孔隙度校正公式可写为

$$\varphi_c = X\varphi_{T_E} \quad (1)$$

式中, φ_c 为校正后核磁孔隙度; φ_{T_E} 为校正前核磁孔隙度; X 为校正系数,如表 1 所示。

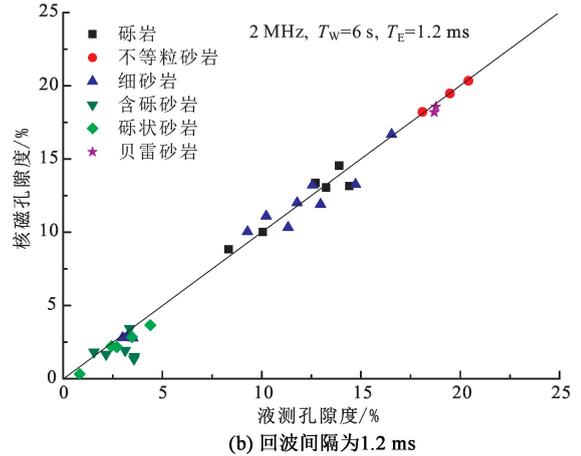
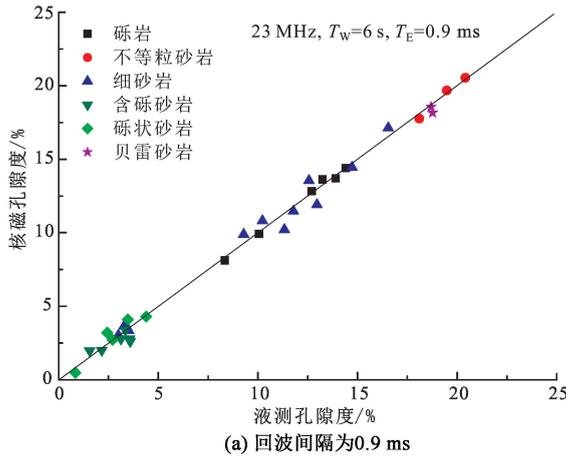


图 6 校正后岩心核磁共振孔隙度与液测孔隙度对比

Fig. 6 Comparison between corrected NMR porosity and fluid saturated porosity

表 1 核磁共振孔隙度校正系数

Table 1 Correcting factor of NMR porosity

岩性	回波间隔/ms			
	0.3	0.6	0.9	1.2
砾岩	1	1	1.15	1.18
不等粒砂岩	1	1.07	1.12	1.15
细砂岩	1.08	1.41	1.73	2.13

渗透率计算是核磁共振测井的另一重要用途,目前核磁共振测井渗透率模型主要有 SDR 模型和 Coates 模型两大类^[16-18]。结合岩心分析渗透率,可拟合得到低渗透储层核磁共振测井渗透率模型的参数,如表 2 所示。

型无需对回波串进行复杂反演,减少了误差传递,特别是在低渗透储层信噪比较低的情况下,可以提高渗透率计算的准确性(图 7(b))。

表 2 渗透率模型参数

Table 2 Parameters for permeability models

渗透率模型	渗透率公式	系数	与气测渗透率相关系数 R
Coates	$k_1 = \left(\frac{\varphi}{C_1}\right)^4 \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^2$	$C_1 = 9.10$	0.87
	$k_2 = \left(\frac{\varphi}{C_2}\right)^m \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^n$	$C_2 = 9.12$ $m = 3.21$ $n = 2.82$	0.92
SDR	$k_3 = C_3 \left(\frac{\varphi}{100}\right)^4 T_{2g}^2$	$C_3 = 111.54$	0.72
	$k_4 = C_4 \left(\frac{\varphi}{100}\right)^m T_{2g}^n$	$C_4 = 85.76$ $m = 2.26$ $n = 0.85$	0.82

为克服核磁共振反演的误差传递对渗透率计算结果的影响,推导出一种利用回波幅度计算渗透率的模型。由于 T_2 谱能够较好地反映岩石的孔隙结构,测量的原始回波与渗透率也会有特定的对应关系。在回波幅度和与渗透率双对数坐标交会图(图 7(a))下,回波幅度和与渗透率有如下对应关系:

$$k = CA^m \quad (2)$$

其中

$$A = \sum_{i=1}^n \text{echo}(i).$$

式中, C 为渗透率转化系数; A 为核磁共振回波幅度和。通过拟合可得 $C = 10^{-6.6388}$, $m = 1.7432$ 。

2.4 应用实例

根据岩心实验分析结果,将所建的储层参数计算模型运用到实际井资料中,如图 8 所示。图 8 中第 6 道为核磁孔隙度与岩心分析孔隙度,可以看出核磁共振总孔隙度明显小于岩心分析孔隙度,经回波间隔校正后,核磁共振孔隙度与分析孔隙度趋于一致。图 8 中第 3 道为新模型计算的渗透率与岩心分析结果对比,从图中可知,计算渗透率与岩心分析渗透率的一致性较好。

与 Coates 模型相比,新模型可避开 T_2 截止值和束缚流体体积的确定问题;与 SDR 模型相比,新模

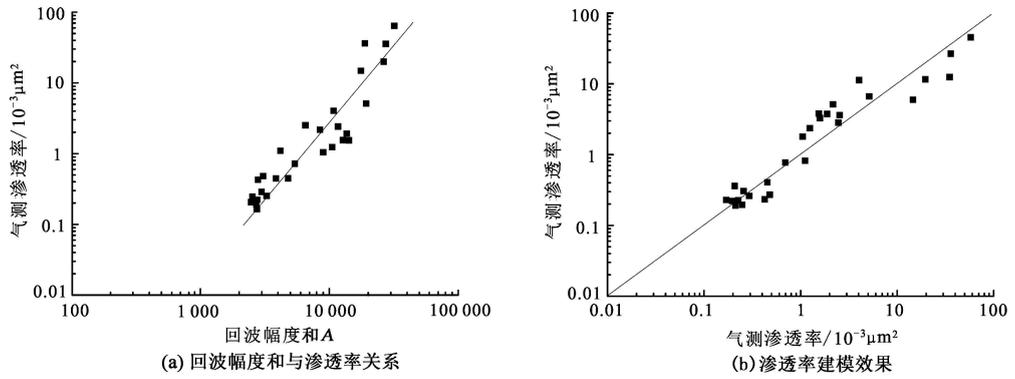


图7 基于回波幅度的渗透率模型及计算效果

Fig. 7 New model of NMR permeability and its performance

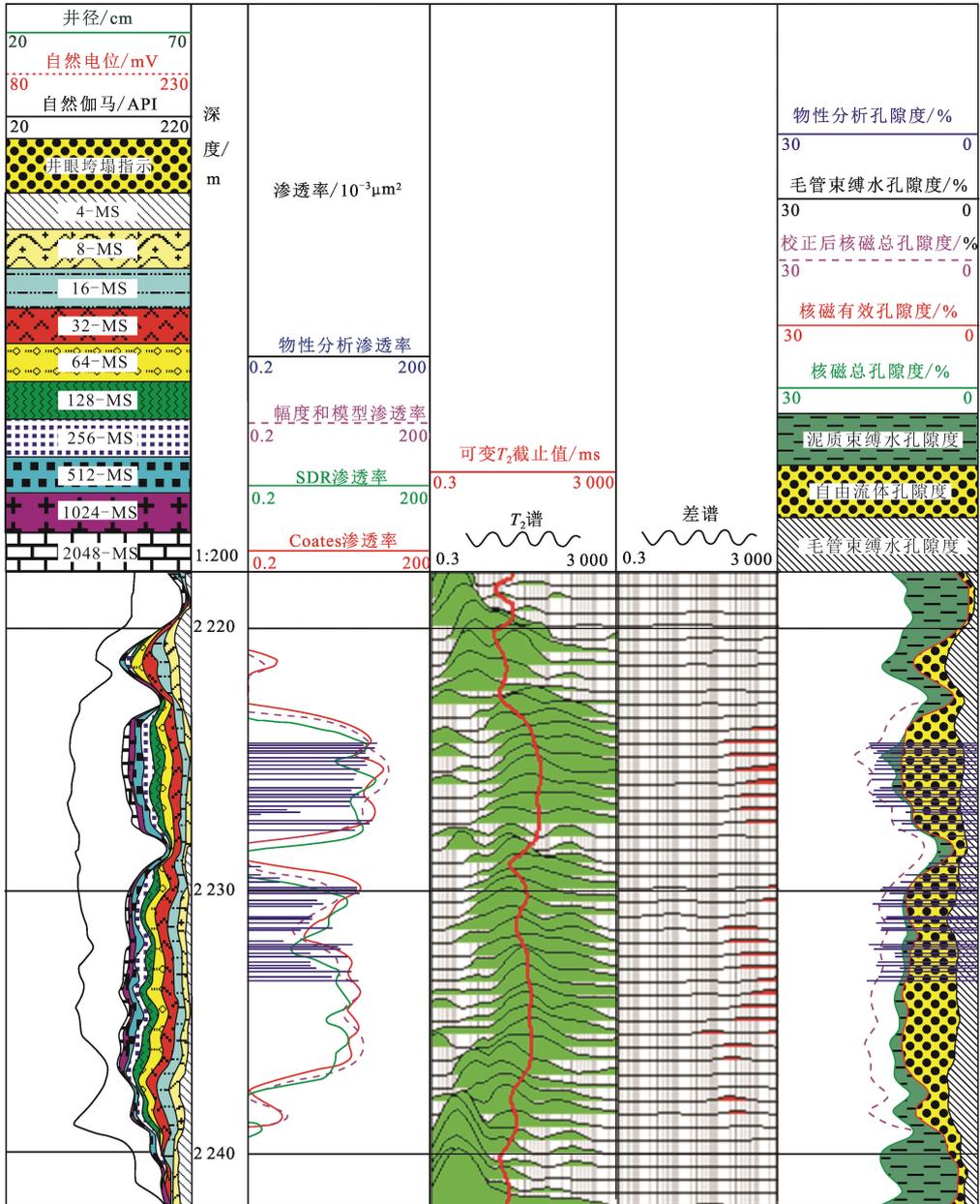


图8 A1井处理成果

Fig. 8 Log interpretation results of well A1

3 结 论

(1)与常规岩心相比,低渗透岩心的核磁共振的回波串信噪比明显较低,信号幅度较小且衰减速度较快。 T_2 谱位置相对靠前,多以单峰分布为主,短弛豫组分所占比重大。岩心核磁共振 T_2 谱、孔隙度受采样参数、孔隙流体性质等因素的影响严重。

(2)孔隙以小孔径为主时,增大回波间隔会漏失部分短弛豫组分的核磁信号,导致核磁共振孔隙度偏小,在低渗透储层影响更严重。

(3)分岩性针对不同回波间隔条件下的核磁共振孔隙度进行校正,校正后的核磁共振孔隙度与岩心分析结果一致性强;基于回波幅度法建立的渗透率模型无需对回波串进行复杂反演,能够减少误差传递,提高渗透率计算精度。

参考文献:

[1] 胡见义,黄第藩. 中国陆相石油地质理论基础[M]. 北京:石油工业出版社,1991.

[2] 刘伟. 复杂低渗透油气储层测井评价[D]. 东营:中国石油大学(华东),2009.
LIU Wei. Well logging evaluation methods for complex low permeability oil and gas reservoir [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2009.

[3] 雷群,李熙喆,万玉金,等. 中国低渗透砂岩气藏开发现状及发展方向[J]. 天然气工业,2009,29(6):1-3.
LEI Qun, LI Xizhe, WAN Yujin, et al. The status quo and development trend of exploiting low-permeability gas sandstone reservoirs in China[J]. Natural Gas Industry, 2009,29(6):1-3.

[4] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(2):129-136.

[5] 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]. 北京:中国科学院,2001.
WANG Weimin. The physical study of nuclear magnetic resonance in rock and its application on petroleum industry [D]. Beijing: Chinese Academy of Sciences, 2001.

[6] TORREY H C, KORRINGA J, SEEVERS D O. Magnetic spin pumping in fluids contained in porous media[J]. Physical Review Letters, 1959,3:418-419.

[7] DUNN K J, BERGMAN D J, LATORRACA G A. Nuclear magnetic resonance: petrophysical and logging applications[M]. Pergamon: Access Online via Elsevier, 2002.

[8] 刘堂宴,王绍民,傅容珊,等. 核磁共振 T_2 谱的岩石孔隙结构分析[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 T_2 spectra[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2003, 38(3): 328-333.

[9] 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.

[10] 汪中浩,章成广. 低渗透砂岩储层测井评价方法[M]. 北京:石油工业出版社,2004.

[11] 肖立志. 我国核磁共振测井应用中的若干重要问题[J]. 测井技术,2007,31(5):401-407.
XIAO Lizhi. Some important issues for NMR logging applications in China [J]. Well Logging Technology, 2007,31(5):401-407.

[12] 毛志强,张冲,肖亮. 一种基于核磁共振测井计算低孔低渗气层孔隙度的新方法[J]. 石油地球物理勘探,2010,45(1):105-109.
MAO Zhiqiang, ZHANG Chong, XIAO Liang. A NMR-based porosity calculation method for low porosity and low permeability gas reservoir [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2010,45(1):105-109.

[13] 闫伟超,孙建孟,崔利凯,等. 一种估算砂岩核磁 T_2 谱新方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(1):60-68.
YAN Weichao, SUN Jianmeng, CUI Likai, et al. A new method of estimating NMR T_2 spectrum of sandstone [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017,41(1):60-68.

[14] 王忠东,汪浩,乔龙海,等. 核磁共振岩心基础实验分析[J]. 测井技术,2001,25(3):170-174.
WANG Zhongdong, WANG Hao, QIAO Longhai, et al. Analysis of core NMR data from laboratory measurements [J]. Well Logging Technology, 2001,25(3):170-174.

[15] 王为民,孙佃庆. 核磁共振测井基础实验研究[J]. 测井技术,1997,21(6):385-392.
WANG Weimin, SUN Dianqing. The fundamental study on NMR logging[J]. Well Logging Technology, 1997, 21(6):385-392.

[16] TIMUR A. Pulsed nuclear magnetic resonance studies of porosity, moveable fluid, and permeability of sandstones [J]. Journal of Petroleum Technology, 1969,21:775-786.

[17] COATES G R, DUMANOIR J L. A new approach to improved log-derived permeability [J]. The Log Analyst, 1974,15(1):17-29.

[18] JEROSCH-HEROLD M, THOMANN H. Permeability determination from NMR relaxation measurements for fluids in porous media [J]. Magnetic Resonance Imaging, 1994,13(6):XII.