

文章编号: 0253-9985(2009)03-0363-07

碳酸盐岩储层核磁共振分析方法的实验及应用 ——以塔河油田为例

郎东江, 尚根华, 吕成远, 丁绍卿, 孙爱军, 尚绪岚

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 针对塔河油田裂缝性和孔洞型岩心, 给出利用核磁共振技术进行碳酸盐岩储层分析的新方法, 阐述了核磁共振成像和 T_2 谱测试岩心油层物性参数的原理。通过岩心测试分析, 建立了利用核磁共振成像和 T_2 谱分析岩心空间结构和划分碳酸盐岩储集空间类型, 并进行油水识别、研究岩心流体动用条件及评价储层开发效果的方法。结果表明, 核磁共振技术可直接探测岩心中的流体及其分布, 测量结果与样品形状及大小无关。塔河油田碳酸盐岩储层可以分为四大类, 即孔隙类(基质)、溶孔类、裂缝类和孔洞缝类, 它们的核磁共振图像和 T_2 谱各有其特点。通过测试可快速划分岩心储集空间类型及其特征。塔河油田碳酸盐岩可动流体饱和度计算的基础数据 T_2 平均截止值为 86.25 ms, 它是评价碳酸盐储层开发潜力的一个重要物性参数。对塔河油田不同开发区块进行核磁共振评价碳酸盐岩储层开发效果的应用研究表明, 评价预测储层开发效果与油田实际开发效果一致, 从而验证了核磁共振技术评价碳酸盐岩储层开发效果的可行性。

关键词: 核磁共振成像; 核磁共振 T_2 谱; 碳酸盐岩储层; 塔河油田

中图分类号: TE135 文献标识码: A

Experiment and application of NMR in carbonate reservoir analysis: an example from Tahe oilfield

Lang Dongjiang, Shang Genhua, Lü Chengyuan, Ding Shaoqing, Sun Aijun, Shan Xulan

(SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract Carbonate reservoirs in the Tahe oilfield feature in fractures and vuggies. Nuclear magnetic resonance (NMR) was therefore employed to analyze these formations. The paper expounds on the working principles of NMR imaging as well as T_2 spectrum in rock property testing. By using these technologies, the authors established the spatial structures for cores and classified the carbonate reservoir space types. They also carried out oil and water detection, and studied conditions for fluid moving inside the cores and methods for appraisal of reservoir development effect. The results show that NMR can directly detect fluid and its distribution inside the cores, and that no connection exists between testing results and the shape and size of the samples. The carbonate reservoirs in the Tahe oilfield can be classified into four main types: pore (matrix), dissolution pore, fracture, and pore-vug-fracture, each has unique NMR imaging and T_2 spectrum characteristics and therefore can be easily recognized. The T_2 cutoff value (an important physical parameter for evaluating the development potential of carbonate reservoirs) of the carbonate reservoirs in the Tahe oilfield is 86.25 ms. Application of the methods in different blocks with carbonate reservoirs in the Tahe oilfield indicates that the prediction of reservoir development accord with the actual results, thus verifies the feasibility of the method in the evaluation of carbonate reservoir development.

Key words magnetic resonance imaging; T_2 spectroscopy of magnetic resonance; carbonate reservoir; Tahe oilfield

收稿日期: 2009-02-19。

第一作者简介: 郎东江(1962—), 男, 硕士, 高级工程师, 核磁共振在石油中的应用。

基金项目: 中国石化科技开发部基础性、前瞻性研究项目(P07041)。

目前,国内外对核磁共振技术在石油勘探开发中的应用非常重视,开发了核磁共振成像岩心分析仪、低磁场核磁共振岩心分析仪及核磁共振测井仪等多种仪器设备。这些仪器设备在研究油田储层特性、预测油井产能、研究提高采收率机理及评价储层开发效果等方面得到广泛应用。国内外核磁共振技术在石油勘探开发中的应用主要集中在砂岩等碎屑岩地层^[1~4],而碳酸盐岩储层进行核磁共振研究尚处于探索起步阶段。由于碳酸盐岩储层与砂岩相比具有储集空间复杂、非均质性强等特点,所以碳酸盐岩储层核磁共振分析方法的实验及应用研究是迫切需要解决的问题。塔河油田是碳酸盐岩储层,平均含水 30%,并以每年 10% 递增^[5~8]。为了能够更好地认识储集体的空间结构及发育状况,本文应用核磁共振成像分析仪和低磁场岩心分析仪研究了碳酸盐岩储层岩心,从理论和应用的角度为研究碳酸盐岩储层提供了新的精确手段。

1 塔河油田碳酸盐岩储层岩心孔渗分析

采集了塔河油田 7 个区块 11 口井的 136 块碳酸盐岩岩心进行核磁测试。所取样品的孔渗相关性可以分为 3 类:

1) 低孔、高渗,即裂缝性岩心样品

这些样品的渗透率较高,但是孔隙度特低,裂缝是主要的渗流通道,也是主要的有效储集空间。

2) 低孔、低渗,即基质岩心样品

这些样品的孔隙度、渗透率都很低,不存在明显的裂缝和溶孔,储集和渗流能力都很差。

3) 高孔、低渗,即溶蚀孔岩心样品

这些样品存在连通的微裂缝和大量的溶蚀孔隙。

2 碳酸盐岩储层岩心空间结构核磁共振研究

2.1 核磁共振成像测试岩心空间结构

核磁共振成像技术探测的是岩心孔隙中的流体以及流体与岩石表面的相互作用^[9],可定量地给出油、水等流体在岩石多孔介质内的分布特征。特别是缝洞型储层,由于储集空间发育的不均匀性,在不破坏岩石整体形态的状况下,可直接观察碳酸盐岩储层孔隙结构的发育特征及孔隙之间的连通情况和含油特征。核磁共振岩样成像可以得到任意切片方向、任意切片厚度的二维图像及三维图像。图像中灰度信号即亮度表示流体在岩心中的分布情况。灰度越亮,表示岩心越疏松,孔隙度、流体饱和度越大;反之,灰度越暗,表示岩心越致密,孔隙度、流体饱和度越小。成像方法采用自旋回波、差谱成像方法,三维成像。图 1 是不同储集类型岩心空间结构核磁共振三维图像。图 1a 是垂直裂缝类岩心空间结构核磁共振三维图像,从图像中可看出垂直裂缝贯穿整个岩心内部且连通性较好,测量裂缝宽度约 0.3~0.4 mm;图 1b 是高角度裂缝类岩心空间结构核磁共振三维图像,从图像中可看出高角度裂缝贯穿整个岩心内部且连通性较好,测量裂缝宽度约 0.3~1.1 mm;图 1c 是溶孔类岩心空间结构核磁共振三维图像,从图像中可看出小溶孔在岩心内部的分布特征,连通性一般,测量小溶孔宽度约 0.3~1.8 mm;图 1d 是孔洞缝类岩心空间结构核磁共振三维图像,从图像中可看出溶孔与岩心内部边缘一条裂缝连通性较好,测量裂缝宽度约 0.4 mm,溶孔宽度约 2.8 mm。

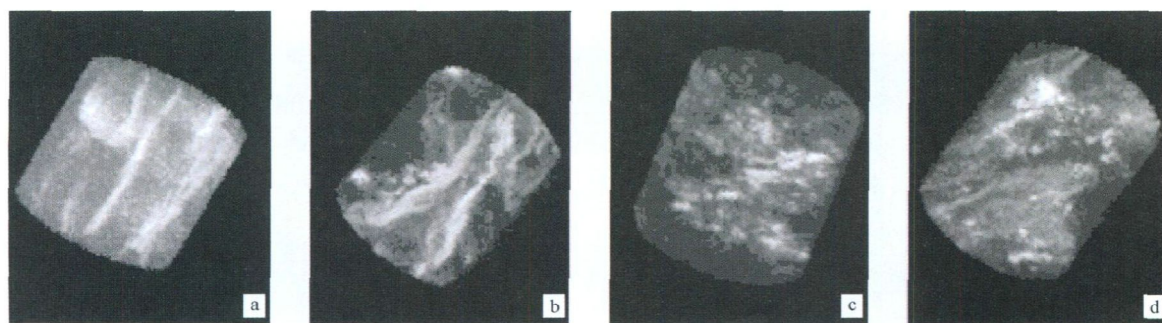


图 1 不同储集类型岩心空间结构核磁共振三维图像

Fig. 1 3D NMR images of the spatial structure of core samples from different reservoir types

a. 垂直裂缝类岩心; b. 高角度裂缝类岩心; c. 溶孔类岩心; d. 孔洞缝类岩心

2.2 核磁共振 T_2 谱测试岩心空间结构和划分碳酸盐岩储集空间类型

当含油(或水)的岩心处于均匀静磁场 B 中,流体中所含的氢核就会被磁场极化,宏观上表现出一个磁化矢量。此时在垂直于 B 的方向上,对岩心施加拉莫尔频率的射频场后,就会在接收线圈收到幅度随着时间以指数函数衰减的信号,可用横向弛豫时间 T_2 来描述信号衰减的快慢。根据核磁共振理论分析, T_2 反映了岩心孔隙内的比表面大小^[10~12]。

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} \quad (1)$$

式中: T_2 为一个孔道内流体的核磁共振弛豫时间, ms; ρ 为岩石表面弛豫强度常数, 无量纲; S/V 为孔隙的比表面, m^2/m^3 。

岩石多孔介质是由不同大小的孔道组成的,存在多种指数衰减信号。总的核磁弛豫信号 $S(t)$ 为这些孔道的核磁弛豫信号的叠加:

$$S(t) = \sum A_i \exp(-t/T_{2i}) \quad (2)$$

式中: t 表示回波间隔时间, ms; T_{2i} 表示第 i 类孔隙的 T_2 弛豫时间, ms; 它与岩石孔隙内在的比表面 $S/V(m^2/m^3)$ 或孔隙半径 (μm) 有关; A_i 表示弛豫时间为 T_{2i} 的孔隙所占的比例, 无量纲。

大孔隙内的流体,特别是缝洞型储层的流体受固体表面的作用力小,因此弛豫速度慢, T_2 弛豫时间大;反之,小孔隙内的流体受固体表面的作用

力大,弛豫速度快, T_2 弛豫时间小。在实际岩心测试分析中,用 CPMG 脉冲序列获取 T_2 衰减叠加曲线,再采用现代数学反演技术^[13],可以计算出不同大小孔隙、裂缝、溶孔中的流体所占的份额,即 T_2 弛豫时间谱。它在油层物理上的含义为岩心中不同大小的孔隙、裂缝、溶孔占总孔隙的比例。在 T_2 弛豫谱上给定 T_2 截止值, T_2 截止值右边孔隙内的流体为可动流体,左边孔隙内的流体为不可动流体。从 T_2 弛豫时间谱中可以得到总孔隙度、裂缝孔隙度、溶孔孔隙度、渗透率、可动流体百分数、可动油水饱和度及孔径分布等丰富的油层物理信息^[14~18]。

碳酸盐岩储层溶洞、裂缝中的流体由于受岩心表面作用较小,所以裂缝、溶洞中的流体 T_2 值比较大,并且溶洞中流体的 T_2 值大于裂缝中流体的 T_2 值。利用这一特点,核磁共振 T_2 谱测量可以识别碳酸盐岩储层中缝、洞的存在,并可定量计算缝、洞空间流体含量和快速划分岩心储集空间类型。图 2 是不同储集类型岩心的 T_2 谱特征。图 2a 是以基质孔为主的储层, T_2 谱呈双峰,左峰大、右峰小,表明流体动用程度、渗流能力较差;图 2b 是裂缝类岩心空间结构 T_2 谱,呈三峰分布,且分布范围较大,最右边峰的 T_2 幅度和为裂缝流体部分,裂缝有连通和储集的作用;图 2c 是溶孔类岩心空间结构 T_2 谱,以微小溶孔为主, T_2 谱特征呈双峰分布,左峰小、右峰较大,微小溶孔之间连通性一般,有一定的储集能力;图 2d 是孔洞缝类岩

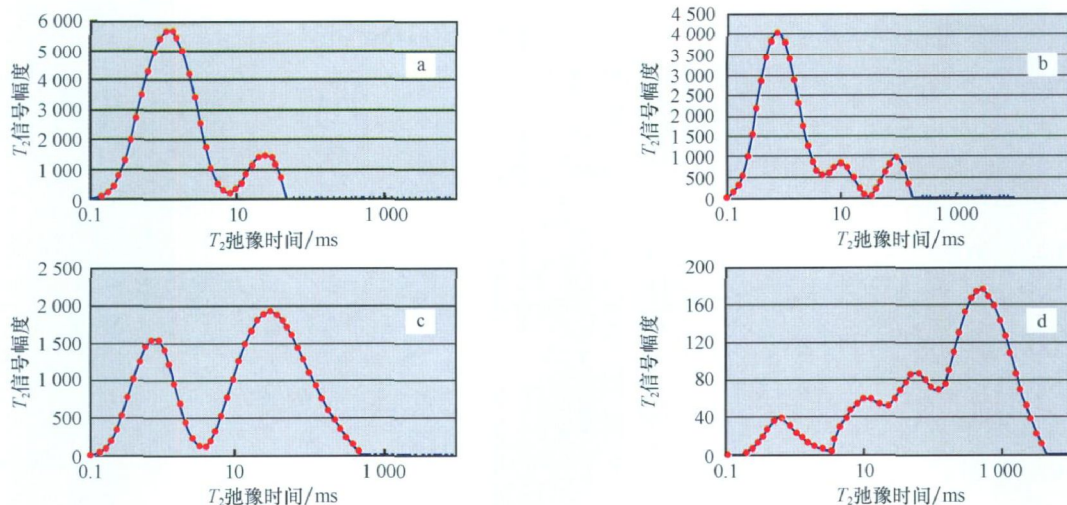


图 2 碳酸盐岩储层不同储集类型岩心 T_2 谱特征

Fig. 2 T_2 spectrum characteristics of core samples from different carbonate reservoir types

a. 基质类岩心; b. 裂缝类岩心; c. 溶孔类岩心; d. 孔洞缝类岩心

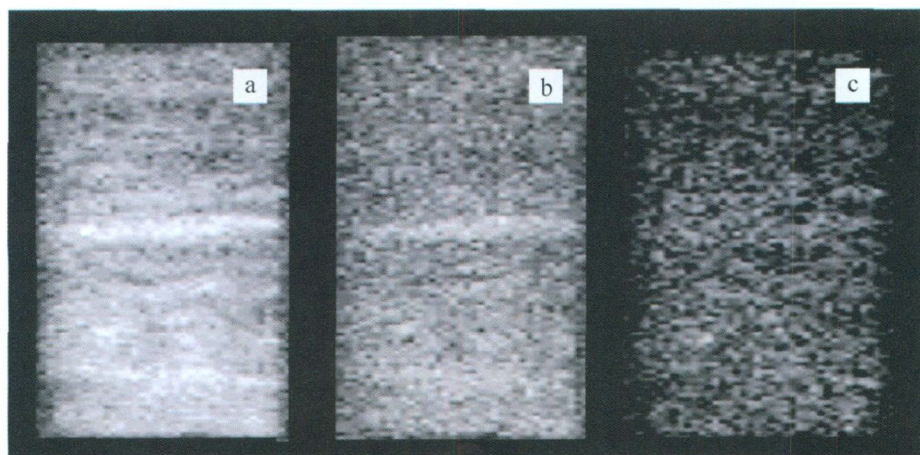


图 3 含有裂缝的碳酸盐岩岩心的油、水饱和度图像

Fig. 3 Images showing water and oil saturation of carbonate rock samples with fractures

a. 油水分布图像; b. 水分布图像; c. 油分布图像

心空间结构 T_2 谱特征, 是以基质孔、裂缝、溶洞为主的储层, T_2 谱呈四峰分布, 且分布范围大, 最右边峰的 T_2 幅度和为溶洞流体部分, 其储集能力和流动能力较好。

3 碳酸盐岩岩心核磁共振成像和 T_2 谱油水识别方法研究

由于核磁共振测量结果不受岩性骨架影响, 且储层流体具有不同的核磁共振特性参数, 即水与油的纵向时间 T_1 相差很大, 水的纵向弛豫恢复远比油快。利用这一特点, 在图像脉冲序列中选择不同的恢复时间所测的核磁共振图像信号将会有不同的分布。在长恢复时间 (LTR), 水与油的纵向磁化矢量全部恢复, 此时脉冲激发岩心采集的图像信号包含全部的水与油信号; 在短恢复时间 (STR), 水的纵向磁化矢量完全恢复, 而油的信号只有很小部分恢复, 此时脉冲激发岩心采集的图像信号包含全部的水信号和很小一部分油信号。两幅图像相减, 图像中的水信号被消除, 剩下油信号。这就是用差像方法得到了油、水饱和度二维图像。同理也可得到 T_2 差谱曲线。图 3 是含有裂缝的碳酸盐岩岩心的油、水饱和度图像。3 幅图像从左至右分别是岩心中的油水分布图像、水分布图像和油分布图像。利用图像处理方法计算岩心中的油、水饱和度分别是 18.32% 和 81.68%。图 4 是含有裂缝的碳酸盐岩岩心的 T_2 差谱曲线。长恢复时间曲线 T_2 幅度和表示岩心中油水的含量, 短恢复时间曲线 T_2 幅度和表示岩心中水的含

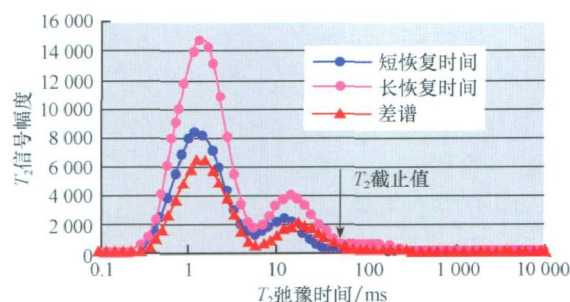


图 4 含有裂缝的碳酸盐岩岩心的 T_2 差谱曲线

Fig. 4 T_2 difference spectrometry of core samples from carbonate rocks with fractures

量, 差谱曲线 T_2 幅度和表示岩心中油的含量。由此, 可分别定量计算岩心中的可动油饱和度、不可动油饱和度、可动水饱和度和不可动水饱和度, 它们依次为 1.11%, 17.21%, 4.99% 和 76.69%。

4 碳酸盐岩储层岩心流体动用条件探讨

可动流体数量测试为储层评价提供了很好的参考数据, 但真正获得原油需要进一步研究其动用条件。我们对此进行了初步探讨。

4.1 T_2 截止值的确定

利用核磁共振技术与离心技术相结合研究了碳酸盐岩储层岩心的 T_2 截止值, 即岩心动用条件。确定 T_2 截止值采用国际通用的方法。将饱和流体的岩样置于离心机中, 在 0.69 MPa (100 psi) 的离心力下进行高速离心, 由离心前、后

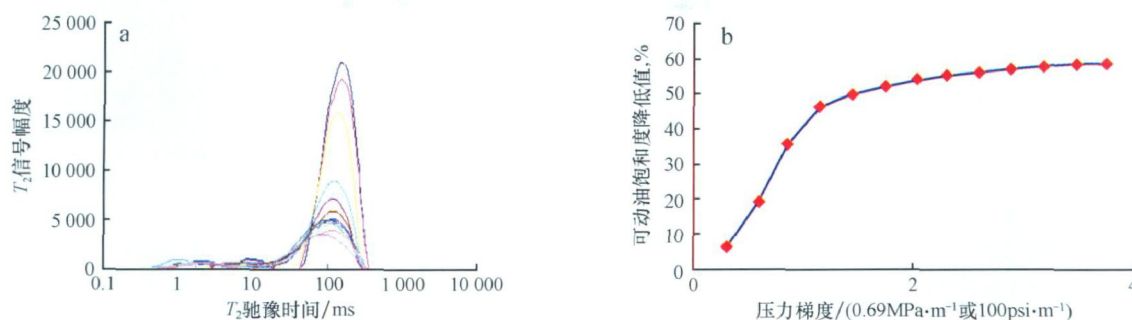


图 5 溶孔和微裂缝类岩样不同压差下原油动用情况

Fig. 5 Movable oil under different pressures in core samples from pore-type and micro-fracture-type carbonates

a. 不同压差下核磁共振 T_2 谱; b. 压力梯度与可动油饱和度降低值的关系

岩样 T_2 幅度和差值除以该样离心前的 T_2 幅度和可求得可动流体百分数; 然后从离心前的 T_2 谱中找出一段, 使得该点右边各点的幅度和除以谱线所有各点的幅度和等于可动流体百分数, 则该点即为 T_2 截止值。对塔河油田 86 块碳酸盐岩储层岩心所测的 T_2 截止值在 76~102 ms, 平均值为 86.25 ms。

4.2 不同压差下碳酸盐岩储层原油动用条件

由于氮气中不含氢质子, 因此没有核磁共振信号产生。根据这个情况, 我们利用不同压力下的氮气驱替模型中的原油, 直到出口没有原油产出后, 进行核磁共振 T_2 谱测试; 改变压力差, 继续进行下一步试验, 这样就可以得到不同驱替压差下的可动油饱和度降低情况, 从而获得碳酸盐岩储层动用条件。图 5 是溶孔和微裂缝类岩样不同压差下原油动用情况。气驱油过程中, 利用图 5a 的核磁共振 T_2 谱可对不同压差下溶孔和微裂缝类岩样内油的采出程度进行定量计算, 结果如图 5b 所示。

分析图 5 可知, 随 N_2 驱替压力增大, T_2 谱逐渐降低, 岩心中可动流体被驱出; 压力提高到一定程度, 可动油饱和度变化幅度趋于平稳。根据不同压力的可动油饱和度降低值就可在 T_2 谱上确定不同压力下的 T_2 截止值。因此, 利用物理模拟驱替实验辅助核磁共振 T_2 谱测试技术, 可以获得不同孔隙结构类型碳酸盐岩储层在不同压差下的动用情况和动用条件。

5 核磁共振评价碳酸盐岩储层开发效果分析

在 T444 井和 YQ5 井分别选取了有代表性的碳酸盐岩岩心 7 块和 2 块, 进行核磁共振测试。图 6 是不同开发区块岩心 T_2 谱。表 1 和表 2 分别是 T444 井和 YQ5 井的取样参数和测试结果。结果显示, 塔河油田碳酸盐岩储层存在严重的非均质性, 孔洞缝的发育情况在空间组合方式上也不相同, 储集空间类型具有多样性。现将碳酸盐岩储层分为 4 类:

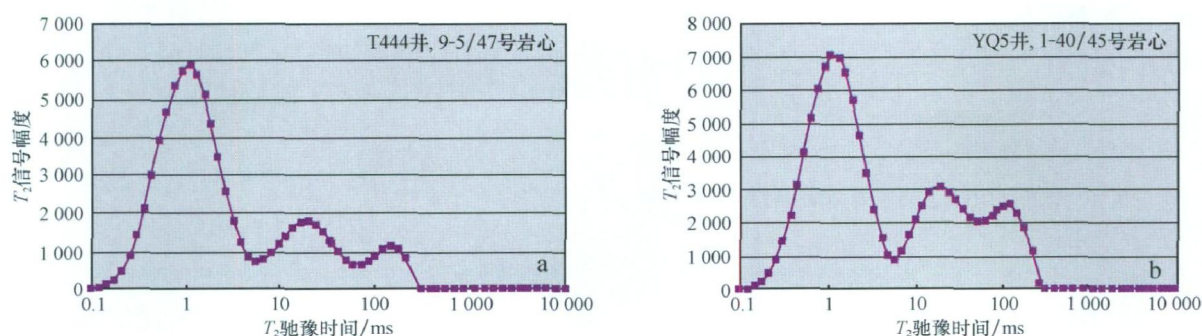
图 6 不同开发区块岩心 T_2 谱Fig. 6 T_2 spectrum of core samples from different development blocks

表 1 T444井碳酸盐岩岩心核磁共振测试结果

Table 1 NMR testing results of core samples from carbonate rocks in Well T444

序号	井深 /m	岩心编号	裂缝孔隙度, %	岩心孔隙度, %	渗透率 / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	可动流体 饱和度, %	解释结果
1	5 505.69~5 505.89	6- 15/54	0.19	1.80	0.004	5.80	II类储层
2	5 508.10~5 508.30	6- 29/54	0.14	1.10	0.003	6.30	II类储层
3	5 514.18~5 514.48	7- 13/18	0.07	0.80	0.006	7.40	II类储层
4	5 523.33~5 523.43	8- 8/43	0.08	0.70	0.40	5.30	II类储层
5	5 525.73~5 525.93	8- 27/43	0.07	0.80	0.17	7.30	II类储层
6	5 537.93~5 538.23	9- 5/47	0.06	1.20	0.20	7.20	II类储层
7	5 540.78~5 540.88	9- 29/47	0.05	0.80	0.004	1.30	II类储层

表 2 YQ5井碳酸盐岩岩心核磁共振测试结果

Table 2 NMR testing results of core samples from carbonate rocks in Well YQ5

序号	井深 /m	岩心编号	裂缝孔隙度, %	岩心孔隙度, %	渗透率 / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	可动流体 饱和度, %	解释结果
1	5 955.24~5 955.44	1- 40/43	0.22	2.30	0.42	11.06	II类储层
2	5 959.33~5 959.53	2- 34/47	0.08	1.90	0.26	7.01	II类储层

① I类储层为孔、缝、洞复合型,孔、缝、洞均发育;

② II类储层为孔、缝复合型,该类储层以裂缝为主;

③ III类储层是溶孔型储层,以微小溶孔为主;

④ IV类储层是孔隙型储层,以基质孔为主。

上述 4类储层中, I类、II类、III类为有效储层, IV类为非有效储层。在此基础上,以孔隙度、渗透率、可动流体饱和度为参数,细分评价解释各类储层。

1) 图 6所示 T_2 谱特征形状显示, T444井和 YQ5井岩心储集空间类型为 II类储层(孔、缝复合型),其孔、洞均不发育,以裂缝为主。

2) 由表 1可知, T444井岩心孔隙度分布在 0.70%~1.80%,渗透率分布在 $0.004 \times 10^{-3} \sim 0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,该井岩心总体为低孔、低渗 II类储层。T444井裂缝孔隙度分布在 0.05%~0.19%、平均值为 0.09%,可动流体饱和度分布在 1.3%~7.4%、平均值为 5.8%,说明该段储层具有一定的产油能力且产量较低。

3) 由表 2可知, YQ5井岩心孔隙度分布在 1.90%~2.30%,渗透率分布在 $0.42 \times 10^{-3} \sim 0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。裂缝孔隙度分布在 0.08%~0.22%,可动流体饱和度分布在 7.01%~11.06%,说明该段碳酸盐岩储层具有较好的产油

能力。

4) 核磁共振预测 YQ5井与 T444井相比开发效果要好,这与现场实际的开发效果相一致。

6 结论

1) 核磁共振技术直接探测岩石中的流体及分布,测量结果与样品的形状及大小无关,适用于全直径岩心、标准岩心和尺寸不超过全直径的任意形状的岩心。

2) 塔河油田储层岩心空间类型十分复杂。储集类型可以分为四大类,即孔隙类(基质)、溶孔类、裂缝类和孔洞类。它们的核磁图像和 T_2 谱各有其特点。通过测试可快速划分储集空间类型。

3) T_2 截止值是测试储层流体动用条件的重要基础数据,并且 T_2 截止值不具有普遍适用性。测试确定塔河油田碳酸盐岩可动流体饱和度计算的 T_2 平均截止值为 86.25 ms。可动流体饱和度是评价碳酸盐储层开发潜力的一个重要物性参数。

4) 核磁共振评价碳酸盐岩储层开发效果的分析结果表明,预测储层开发效果与油田现场实际开发效果一致,验证了核磁共振技术评价碳酸盐岩储层开发效果的可行性。

参 考 文 献

- 1 谷长春, 王为民, 郭和坤, 等. 现场岩屑核磁共振分析技术的实验研究 [J]. 波谱学杂志, 2002, 19 (3): 281~ 288
- 2 Wang W, Miao S, Liu W, et al Using NMR technology to determine the movable fluid index of rock matrix in Xiaoguai oil-field [A]. SPE 50903 1998
- 3 Borgi G C, Bortolotti V, Brancolini A, et al Developments in core analysis by NMR measurements [J]. Magnetic Resonance Imaging 1996 14 (7- 8): 751- 760
- 4 Timur A. Pulsed nuclear magnetic resonance studies of porosity, movable fluid and permeability of sandstones [J]. Journal of Petroleum Technology 1969 21 (6): 775- 786
- 5 陈志海, 马旭杰, 黄广涛. 缝洞型碳酸盐岩油藏缝洞单元划分方法研究——以塔河油田奥陶系油藏主力开发区为例 [J]. 石油与天然气地质, 2006 27 (6): 847~ 855
- 6 王光付. 溶洞型碳酸盐岩油藏高效开发实践——以塔河油田 11 区为例 [J]. 石油与天然气地质, 2008 29 (5): 703~ 708
- 7 康志江, 李江龙, 张冬丽, 等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏渗流特征 [J]. 石油与天然气地质, 2005 26 (5): 634~ 640 673
- 8 李江龙, 黄孝特, 张丽萍. 塔河油田 4 区奥陶系缝洞型油藏特征及开发对策 [J]. 石油与天然气地质, 2005 26 (5): 630~ 633
- 9 Mendelsohn K. Magnetic relaxation in porous media [J]. Magnetic

- Resonance Imaging 1991, 9 (5): 651- 655
- 10 Straley C, Rossini D, Vinegar H, et al Core analysis by low field NMR [R]. SCA Conference Paper 9404 1994
- 11 Ramakrishnan T S A petrophysical and petrographic study of carbonate rocks [A]. SPE 49502 1998
- 12 Mai A, Kantzas A. An evaluation of the application of low field NMR in the characterization of carbonate reservoirs [A]. SPE 77401, 2002
- 13 王为民, 李培, 叶朝辉. 核磁共振信号的多指数反演 [J]. 中国科学 (A 辑), 2001, 31 (8): 730~ 736
- 14 Chang D. Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging [Z]. SPWLA, 1994
- 15 Miller M N, Paltiel Z, Glick M E, et al Spin echo magnetic resonance logging porosity and free fluid index determination [A]. SPE 20561, 1990
- 16 LaTorraca G A, Dum K J, Brown R J S Predicting permeability from nuclear magnetic resonance and electrical properties measurements [R]. SCA Conference Paper 9312 1993
- 17 Oswald E J Controls on porosity evolution in Thamanga Group carbonates [A]. SPE 29797, 1995
- 18 Freedman R, Heaton N. Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging [J]. Petrophysics 2004 45 (3): 241- 250

(编辑 李 军)

(上接第 362 页)

体性更为敏感的岩石物理参数, 为更高精度相对优质储层预测创造了条件。

2) 由于储层岩性、储集性、含流体变化等均会导致岩石物理参数的变化, 单一属性储层预测难度大。可以借助地震多属性体交会解释手段, 根据钻井储层识别结果, 在储层岩石物理参数敏感性分析基础上, 井震多属性联合预测优质储层分布范围, 并求取储层厚度。

3) 储层岩石物理参数敏感性分析, Gamma 体准确求取、多波联合反演质量控制是优质储层预测关键。纵横波叠前反演联合、多波多属性信息融合是致密储层预测的发展方向。

参 考 文 献

- 1 杨克明. 川西坳陷须家河组天然气成藏模式探讨 [J]. 石油与天然气地质 2006 27 (6): 786~ 793
- 2 邓少云, 叶泰然, 吕正祥, 等. 川西新场构造须家河组二段气藏特征 [J]. 天然气工业, 2008 28 (2), 42~ 45
- 3 郑荣才, 叶泰然, 翟文亮, 等. 川西坳陷上三叠统须家河组砂体分布预测 [J]. 石油与天然气地质, 2008 29 (3): 405~ 411

- 4 叶军, 陈昭国. 川西新场大型气田地质特征与预测关键技术 [J]. 石油与天然气地质 2006 27 (3): 384~ 391
- 5 石玉梅, 姚逢昌, 曹宏. 多波多分量天然气勘探技术的进展 [J]. 勘探地球物理进展, 2003 26 (3): 173~ 177
- 6 Cafarelli B, Matson E, Krail P, et al 3-D gas cloud imaging of the Donald Field with converted wave [Z]. Expanded Abstracts of 70th Annual Intematg 2000 1 158- 1 161
- 7 杨克明, 张虹. 地震三维三分量技术在致密砂岩裂缝预测中的应用 [J]. 石油与天然气地质, 2008 29 (5): 683~ 689
- 8 程冰洁, 徐天吉. 转换波资料在川西储层预测中的应用 [J]. 石油物探, 2009 48 (2): 181~ 186
- 9 叶泰然. 基于波形的波阻抗特征识别技术在川西气田储层预测中的应用 [J]. 石油物探, 2005 44 (6), 632~ 635
- 10 莫午零, 吴朝东. 裂缝性储层 AVO 模型研究 [J]. 天然气工业, 2007 (2), 27 (2): 43~ 45
- 11 赵邦六. 多分量地震勘探在岩性气藏勘探开发中的应用 [J]. 石油勘探与开发, 2008 35 (4): 397~ 40
- 12 朱成宏. 从 EAGE 第 66 届年会看多分量地震技术的新进展 [J]. 勘探地球物理进展, 2004 27 (4): 300~ 307
- 13 王贇, 腾殿波, 荆春颖. 多分量地震技术实用化的一些关键问题 [J]. 天然气工业, 2005 28 (3): 174~ 177

(编辑 董 立)

虽然低于致密砂岩,但与泥岩重叠明显,这一特征与目前熟知的砂岩泊松比低于泥岩,孔隙砂岩波阻抗低于致密砂岩的经典理论研究获得的岩石物理特征相符。

由于有井约束,地震与测井相关性好,属性值范围统一,借助地震多体解释手段,可将钻井泊松比与纵波阻抗交会区内的相对优质储层在地震剖面中识别出来。所识别出来的砂岩储层满足交会区内的岩石物理参数特征,从而通过多波地震反演实现相对优质储层的横向预测。从须四连井反演剖面上看(图 6),地震识别的优质储层时间厚度的井间相对关系与钻井优质储层厚度关系吻合。通过各井优质储层层速度求取及厚度换算,获得优质储层分布厚度图(图 7)。图中可见,该套储层相对优质储层厚度一般低于 25 m; X851 井区优质储层最厚,分布较为稳定,一般 30 m; 而 L150 井、CX565 井实钻砂体发育(30~40 m),优质储层仅 10 m 左右,反映出优质储层厚度横向变化明显。X851 井处于构造相对高部位,而 L150 井及 CX565 井构造位置较低,分析优质储层分布与构造部位有一定关系。此外,优质砂岩储层分布与前期 P 波 AVO 叠前反演预测的砂体分布宏观形态一致,物源来自北东方向,为三角洲前缘水下分流河道及河口坝,优质储层主要分布于主分流河道及河口部位,表明沉积作用对该类储层分布亦有重要影响,总体分析认为预测精度较高。利用多波属性,通过多体交会解释手段,更进一步较为客观地预测出了有效的相对优质储层分布及厚度,实现“砂中找砂”——即致密砂岩背景中预

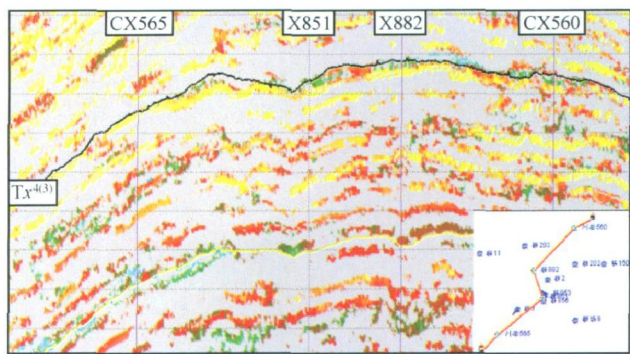


图 6 须四上亚段相对优质储层在连井 P 波波阻抗剖面上的分布

Fig. 6 Distribution of the relatively high-quality reservoirs in $T_3x^{4(3)}$ on well tie P-wave impedance profile

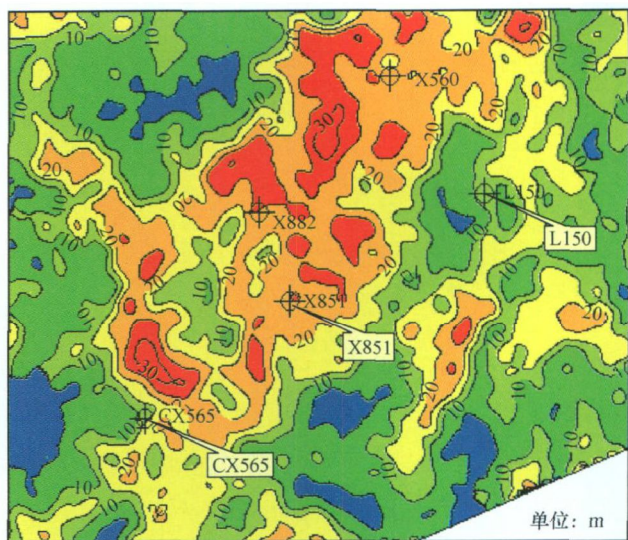


图 7 须四上亚段相对优质储层厚度

Fig. 7 The thickness of the relatively high-quality reservoirs in $T_3x^{4(3)}$

测相对优质储层,为解决该类优质储层预测技术瓶颈问题提供了新思路。

2.3 多波联合反演技术发展方向展望

由于实际的地震资料并非自激自收的地震记录,水平叠加必然会导致重要的 AVO 信息的丢失,用叠后资料作反演,在进行储层预测时,预测的精度和成功率会受到影响。比较而言,由于叠前地震资料含有丰富的振幅和旅行时信息,更能够克服叠后反演的不足,因此多波 AVO 叠前反演获得的岩性、物性信息更加丰富、可靠,基于各向异性介质理论的高精度 P 波和 PS 波叠前联合反演是反演技术发展的未来方向^[12 13]。虽然叠前反演技术目前工业化程度不高且多为方法研究和软件测试性质的,但随着计算机性能的不提高和叠前反演方法技术进步,计算量密集的多波叠前联合反演技术在未来的油气勘探中必将有广阔的应用前景。

3 认识与结论

1) 川西致密砂岩非均值性强,储层类型及波阻抗特征复杂, P 波属性预测难度较大,陷阱多,多波属性为该类优质储层预测创造了条件。通过多波地震联合反演得到了与储层岩性、储集性、含流

(下转第 369 页)