

· 测井技术应用 ·

核磁共振岩屑录井及现场应用研究

蔡剑华*^{①②} 郭和坤^③ 刘卫^③

(^①中南大学信息物理工程学院,湖南长沙 410083; ^②湖南文理学院,湖南常德 415000;

^③中国科学院渗流流体力学研究所,河北廊坊 065007)

蔡剑华,郭和坤,刘卫.核磁共振岩屑录井及现场应用研究.石油地球物理勘探,2008,43(4):453~456,487

摘要 核磁共振岩样分析技术的理论基础是岩石所含流体中的自旋氢核在均匀分布的静磁场及射频场的作用下发生的核磁共振弛豫行为,不同孔隙中的流体具有不同的弛豫时间,时间弛豫谱在油层物理上的含义为岩石中不同大小的孔隙占总孔隙的比例。文中通过核磁共振岩屑录井技术室内实验研究及实际测试结果分析,得到以下认识:①在各向同性地层地质条件下,核磁共振 T_2 时间弛豫谱反映了被测样品的孔隙度、渗透率、可动流体百分数等丰富的油层物理信息,通过岩屑核磁共振测量可以获得与相应岩心基本相同的核磁共振 T_2 时间弛豫谱,测量结果不受样品颗粒大小的影响,因此核磁共振技术可以用于岩屑分析;②泥浆浸泡前、后样品核磁共振单位体积信号幅度和 T_2 几何平均值变化很小,因此泥浆滤液的侵入对核磁测量结果的影响很小,可以忽略;③岩屑核磁录井与岩屑核磁测井得到的储层物性参数结果接近,但前者与岩心测量结果及试油结果吻合更好。

关键词 核磁共振 岩屑 岩屑录井 可动流体

1 概述

在石油勘探与开发过程中可以收集到大量的井孔岩屑,岩屑中含有丰富的油层物理信息,但采用常规录井方法无法从钻井岩屑中获取孔隙度、渗透率、饱和度、可动流体百分数等重要的油层物理参数^[1]。核磁共振技术作为一种近年来快速发展的探测技术,可以快速、无损地从岩屑中获得这些参数,对于划分和评价有效储层,指导现场钻进以及完钻测试均具有重要意义。

核磁共振岩样分析技术的理论基础是岩石所含流体中的自旋氢核在均匀分布的静磁场及射频场的作用下发生的核磁共振弛豫行为。具体讲,当含油(或水)样品处于均匀静磁场中时,流体中所含的氢核就会被磁场极化,在宏观上表现为一个磁化矢量,此时对样品施加一定频率(拉莫频率)的射频场就会产生核磁共振;随后撤掉射频场,可接收到一个幅度随着时间以指数函数规律衰减的信号,可用两个参数描述该信号衰减的快慢:纵向弛豫时间 T_1 和横向弛豫时间 T_2 。在岩石核磁共振测量中,一般以测量 T_2 来表征该信号衰减的程度。核磁共振理论分

析表明^[1,2], T_2 反映岩石孔隙比表面的大小,即

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

式中: T_2 为单个孔隙内流体的核磁共振弛豫时间; ρ 为岩石表面弛豫强度常数; S/V 为单个孔隙比表面。

多孔岩石介质含有不同大小的孔隙,在均匀分布的静磁场及射频场的作用下可产生多种指数衰减信号,总的核磁弛豫信号 $S(t)$ 是不同大小孔隙的核磁弛豫信号的叠加,即

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

式中: t 为核磁岩屑录井实测时间; T_{2i} 为第 i 类孔隙的 T_2 弛豫时间; A_i 表示弛豫时间为 T_{2i} 的孔隙所占的比例,对应于多孔岩石介质内的孔隙比表面 S/V 或孔隙半径 r 的分布比例。

获取 T_2 衰减叠加曲线后,采用数学反演技术可以计算出不同弛豫时间的流体所占的份额,即所谓的 T_2 时间弛豫谱。不同孔隙中的流体具有不同的弛豫时间,弛豫时间越长反映孔隙越大,时间弛豫谱在油层物理上的含义为岩石中不同大小的孔隙占总孔隙的比例,反映对应孔隙中的氢核量。从时间弛豫谱中可以得到孔隙度、渗透率、可动流体百分数及孔径分布等丰富的油层物理信息。

* 湖南省常德市湖南文理学院物理与电子科学系,415000

本文于2007年10月26日收到,第一次修改稿于2008年3月18日收到,第二次修改稿于同年6月12日收到。

2 核磁共振岩屑录井技术室内实验研究

现今核磁共振岩心分析技术已很成熟,但只能在室内进行,分析方法还不完全适合于现场特别是钻井岩屑的分析工作。而在地质录井中面临的主要分析对象是岩屑,因此有必要通过岩屑与岩心的对比实验来对现场岩屑核磁共振测量的可行性进行分析,以便研究一套适合于油田现场岩屑的核磁共振分析方法。

2.1 核磁岩屑录井的可行性研究

由核磁共振岩石分析原理可知,孔隙度、渗透率、可动流体百分数及孔径分布等油层物理参数均从计算岩样的核磁共振 T_2 弛豫谱得到。图 1 给出了一块岩心及其打碎成三种不同大小粒径岩屑的核磁共振 T_2 时间弛豫谱。从图 1 中可以看出,在四种情况下核磁共振 T_2 谱形状基本一致。由此表明,岩心打碎成岩屑过程中尽管破坏了部分孔隙结构,但从统计意义上来说,岩心打碎前、后孔隙结构并没有改变^[4-6],即岩心打碎后仍然保持原来的孔

隙度、渗透率及孔径分布等油层物理信息。

表 1 给出了 6 块岩心及其打碎成岩屑的核磁共振测量结果。核磁共振原理表明,岩心决定了核磁共振孔隙度的测量结果,而核磁共振渗透率、可动流体百分数及孔径分布等参数直接与岩屑相关。从表 1 可以看出,岩心与岩屑核磁测量的单位体积信号幅度之间的相对误差在 6% 以下,而 T_2 几何平均值的相对误差在 8% 以内,都在测量误差范围之内。表 1 说明核磁共振测量结果基本不受颗粒大小的影响,因此核磁共振技术可以用于岩屑分析。

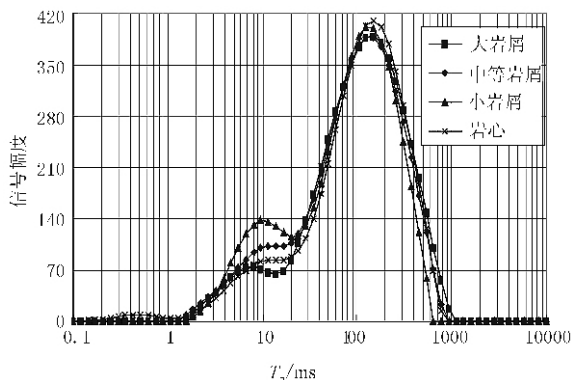


图 1 一块岩心及其打碎成不同粒径岩屑的 T_2 时间弛豫谱

表 1 6 块岩心及其打碎成岩屑的核磁共振测量结果

序号	孔隙度 %	渗透率 mD	单位体积信号幅度			T_2 几何平均值		
			岩 心	岩 屑	相对误差/%	岩 心	岩 屑	相对误差/%
1	4.13	0.0035	379.79	362.72	4.49	3.10	3.32	7.10
2	11.55	0.29	955.24	918.13	3.88	6.55	6.11	6.72
3	14.59	1.64	1200.34	1143.41	4.74	13.19	12.57	4.70
4	16.45	2.54	1332.70	1271.46	4.60	8.39	7.78	7.27
5	15.84	6.87	1207.28	1190.86	1.36	18.74	17.89	4.54
6	18.07	135.18	1445.91	1370.36	5.23	78.97	81.94	3.76

2.2 泥浆浸泡对岩屑核磁共振测量结果的影响

现场岩屑是由钻井泥浆从井底返回到地面上的,此过程中必须考虑钻井泥浆冲刷作用对现场核磁共振岩屑分析结果的影响。文中通过对比泥浆浸泡前、后核磁共振 T_2 时间弛豫谱来分析泥浆浸泡对岩屑核磁共振测量结果的影响。表 2 给出了两块岩屑的泥浆浸泡前、后核磁共振 T_2 测量结果,图 2 给出了相应的 T_2 时间弛豫谱。由图 2 可以看出,岩屑浸泡过程中有微量泥浆滤液侵入, T_2 谱上表现为浸泡前、后岩屑 T_2 分布发生了微小变化。为确定泥浆滤液侵入对核磁测量结果的影响,需要对比浸泡前、后样品核磁共振单位体积信号幅度和 T_2

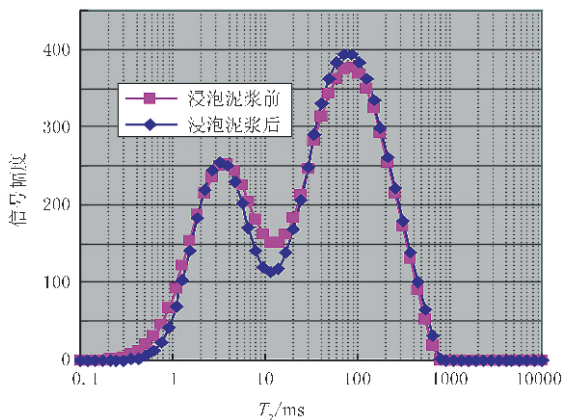


图 2 泥浆浸泡前、后核磁共振 T_2 时间弛豫谱

表 2 两块岩屑泥浆浸泡前、后核磁测量结果

序号	孔隙度 %	渗透率 mD	单位体积信号幅度			T_2 几何平均值		
			浸泡前	浸泡后	相对误差/%	浸泡前	浸泡后	相对误差/%
1	18.92	73.46	569.28	566.18	0.55	21.65	23.09	6.65
2	17.89	127.11	543.42	574.55	5.73	74.12	77.84	4.78

几何平均值。由核磁共振原理可知,样品的核磁孔隙度测量结果由 T_2 几何平均值决定,而样品的核磁渗透率及可动流体百分数直接与其相关^[4,6,7]。由表 2 可以看出,浸泡前、后样品核磁共振单位体积信号幅度和 T_2 几何平均值变化很小,因此泥浆滤液的侵入对核磁测量结果的影响很小,可以忽略。

2.3 岩屑核磁共振测量方法

综上所述,核磁共振 T_2 时间弛豫谱反映了被测样品的孔隙度、渗透率、可动流体百分数等丰富的油层物理信息,岩屑核磁共振测量可以获得与相应岩心基本相同的核磁共振 T_2 时间弛豫谱,测量结果不受样品颗粒大小的影响。由此可以采用室内成熟的岩心核磁共振测量方法对岩屑样品的物性参数进行测量。核磁共振岩屑录井程序为:①在湿样状态下挑样(每个岩屑总重量约为 2~3g,其中包含约 10 个岩屑颗粒,粒径大于 2mm),利用称重法测量样品体积;②进行第一次核磁测量,获得孔隙度、渗透率和可动流体等参数;③将样品浸泡在 $MnCl_2$ 水溶液中约 1h 后,进行第二次核磁共振测量,获得含油饱和度等参数。

3 实际测试结果

本实验分别在 RL 油田 T57 井和 JL 油田 Q163 井进行了现场测试。测量的岩屑样品在湿样条件下挑选,样品挑选以能够代表地层且颗粒内包含有孔隙、颗粒尽量大为原则。与核磁共振测井相同,岩屑核磁录井也获得了总孔隙度、可动流体孔隙度、渗透率和含油孔隙度等四项参数,并进行了现场试油。

3.1 岩屑核磁录井与核磁测井物性参数对比

3.1.1 岩屑核磁录井总孔隙度与核磁测井总孔隙度对比

RL 油田的储层以细砂岩为主,是典型的低孔、低渗储层。图 3 为 T57 井岩屑样品总孔隙度平均值随深度变化图,图 4 为核磁录井总孔隙度与核磁测井总孔隙度交会图。由图 3、图 4 可以看出,除个

别样点外,岩屑核磁录井总孔隙度与核磁测井总孔隙度测量结果在趋势上具有较好的一致性。对 RL 油田 T57 井 20 块岩屑样品进行核磁录井测得的总孔隙度分布范围为 4.92%~12.16%,平均值为 8.53%,与储层的实际情况和岩心测量结果相吻合。

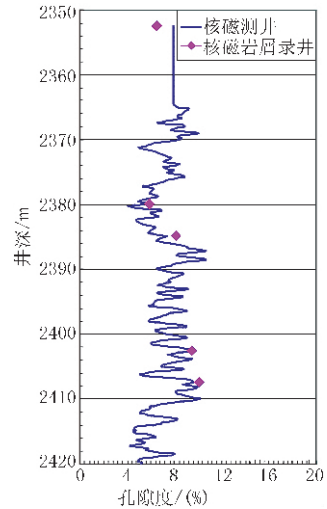


图 3 T57 井岩屑样品总孔隙度平均值随深度变化图

图中只给出了 2350~2420m 井段的曲线,其中只包括对 5 个岩屑样品的核磁录井与核磁测井测量结果

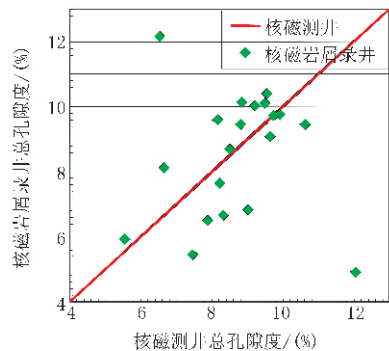


图 4 T57 井 20 块岩屑样品核磁录井总孔隙度与核磁测井总孔隙度交会图

3.1.2 岩屑核磁录井渗透率与核磁测井渗透率对比

图 5 为 T57 井 20 块岩屑样品的核磁录井渗透率与核磁测井渗透率交会图。由图 5 可以看出,除个别样点外,岩屑核磁录井渗透率与核磁测井渗透

率在总体趋势上具有相关性,但后者普遍比前者大,两者的总体变化趋势与岩心核磁录井结果相似。由岩心核磁录井得到的渗透率与室内常规岩心分析得到的渗透率接近,因此由岩屑核磁录井得到的渗透率是比较准确的。由核磁岩屑录井测得的20块岩屑样品的渗透率分布范围为0.026~2.01mD,平均值为0.53mD,与T57井储层的实际情况和岩心测量结果吻合很好。

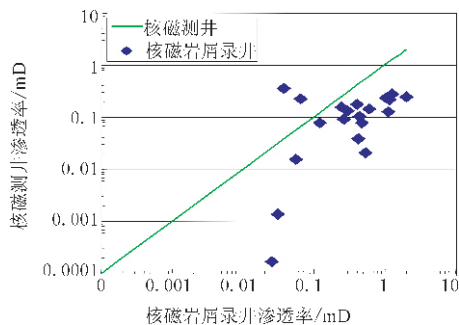


图5 T57井20块岩屑样品核磁录井渗透率与核磁测井渗透率交会图

3.1.3 岩屑核磁录井可动流体孔隙度与核磁测井可动流体孔隙度对比

图6为T57井20块岩屑样品的核磁录井可动流体孔隙度与核磁测井可动流体孔隙度交会图。由图6可看出,由岩屑核磁录井得到的可动流体孔隙度比由核磁测井得到的可动流体孔隙度偏低,两者的总体变化趋势与岩心核磁录井相似。因为由岩屑核磁录井得到的总孔隙度、渗透率是比较准确的,所以由岩心核磁录井得到的可动流体孔隙度也是比较准确的。由核磁录井测得的20块岩屑样品的可动流体孔隙度的分布范围为1.27%~4.74%,平均值为2.88%,与T57井岩心测量结果吻合很好。

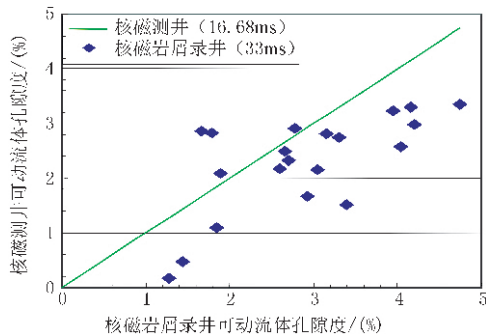


图6 T57井20块岩屑样品核磁录井可动流体孔隙度与核磁测井可动流体孔隙度交会图

3.2 岩屑核磁录井结果与试油结果对比

JL油田Q163井是核磁共振录井技术在中国进行的第一口实验井,现场实验共分析岩屑样品47块,每块样品均获得了总孔隙度、渗透率、可动流体孔隙度和含油孔隙度等四项参数,而且与常规测井获得的参数吻合很好。Q163井完钻后,共对三个层段进行了试油,其中两个层段有核磁岩屑录井资料。由表3可知:①在1970~1973m层段,由核磁岩屑录井测得的孔隙度、渗透率、可动流体饱和度和含油饱和度均较高,但由于可动流体饱和度(S_L)比含油饱和度(S_o)高约8%,据此可判断该层段内存在一定量的可动水,因此解释该层段为油水同层。该层段的核磁岩屑录井和常规测井解释结果一致,并与试油结果吻合较好。②在2379~2383m层段,由核磁岩屑录井测得的可动流体饱和度较高,但含油饱和度较低,据此可判断该层段地层内含油很少,可动水较高,因此解释该层应为水层,核磁岩屑录井解释结果与试油结果一致。原先应用常规测井解释该层段为油水同层,其解释结果与试油结果不相符合。

表3 核磁录井结果与试油结果对比

深度/m	样品块数	岩屑核磁共振录井结果(平均值)				试油结果	
		孔隙度/(%)	渗透率/mD	S_L /(%)	S_o /(%)	日产油/m ³	日产水/m ³
1970~1973	3	10.74	1.99	43.17	35.20	6.4	5.7
2379~2383	3	7.78	0.29	35.20	5.01	0.004	11.4

4 结束语

岩屑核磁共振录井技术可实现对岩样的孔隙

度、渗透率、饱和度、可动流体百分数等重要的油层物理参数的快速检测,对划分和评价有效储层,指导现场钻进以及完钻测试具有实用价值。文中通过核

(下转第487页)