

# 核磁共振在石油测井与地层油气评价中的应用

肖立志, 谢然红

(石油大学资源与信息学院, 北京 102249)

**[摘要]** 核磁共振(NMR)在石油测井和地层油气评价中已经得到应用,是当前地球物理勘探的前沿领域之一。介绍了NMR测井的测量原理、应用基础和地层信息的表达方式,并讨论了NMR测井的主要应用和实例。

**[关键词]** 核磁共振;测井;地层评价;孔隙度;束缚水;渗透率

**[中图分类号]** TE357.8 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2003)09-0087-08

NMR作为一种物理现象是1946年发现的,很快在物理学、化学、生物学以及医学领域中得到应用,并成为一种十分有用的工具,在石油工业和地学研究中也得到重视。1952年,Varian发明NMR磁力计,用于测量地磁场的强度。不久,Varian提出磁力计技术可以用于油井测量,由此开始了NMR测井的长期探索。1956年,Brown和Fatt在Chevron研究室发现<sup>[1]</sup>:当流体处于微小空间,如岩石孔隙中时,其NMR弛豫时间与自由状态相比会显著减小。进一步的实验与理论研究表明,弛豫时间与孔径大小有关,比较小的孔具有比较短的弛豫时间<sup>[2,3]</sup>。1960年,Brown和Gamson研制了利用地磁场的NMR测井样机。1979年,由美国Los Alamos国家实验室Jasper Jackson博士提出的使用永久磁铁和脉冲射频场的NMR测井仪器设计原理<sup>[4]</sup>,奠定了NMR测井商业化应用的基础。1985年,以色列威兹曼科学院的Zvi Taicher博士和Schmuel Shtrikman教授发明了使用梯度磁场的磁共振成像测井(MRIL)仪,并于1990年由NUMAR/Halliburton公司正式为油田公司提供商业化服务,使复杂的确定地层特性的实验室技术终于可以用于井底条件下地层特性的观测中<sup>[5-8]</sup>。斯仑贝谢公司1991年发明、1995年商业化的可组合磁共振测井(CMR)仪,大大加快了NMR测

井在全球的推广使用<sup>[9]</sup>。1993年,肖立志、杜有如等提出的魔角旋转NMR岩心分析技术<sup>[10]</sup>,使NMR能够对岩心样品中的原油成份进行精细分析。1996年,Akkurt和Vinegar等提出NMR识别油气的方法<sup>[11]</sup>,使NMR测井的应用从确定孔隙度、束缚水、渗透率延伸到单独确定油气饱和度<sup>[12-15]</sup>。如同NMR技术已经改变了许多基础学科领域的研究一样,NMR测井技术也开创了储层油气评价和岩心分析工作的新时期<sup>[16-18]</sup>。

## 1 NMR测井原理简介

NMR测井应用与医学磁共振成像(MRI)一样的原理,即梯度磁场和射频线圈发射交变电磁场来实现空间定位和选片,但在设计上则进行了彻底的改造,即不是把观测样品放在仪器(磁体)的中心,而是把测量仪器(磁体和天线)放在井眼之中,地层作为观测样品则处于仪器的外面,如图1所示。

NMR测井仪器的核心是永久磁体,它产生的磁场使地层物质磁化。磁体的外部有一天线,它把预先设置的射频脉冲发射到地层中,并接收氢核(质子)共振产生的回波信号。由于质子的共振频率与外加永久磁场的强度成正比,因此,通过调节发射和接受能量的频率就可以对仪器周围不同直径

上的圆柱体区域进行探测。只要调谐 MRI 探头,使其对特定频率敏感,就可以用 MRI 仪器对医院的病人或是对地层岩石进行剖面成像。

图 1 是 MRIL - P 型仪器的“探测圆柱体”,该仪器是 1998 年设计的,目前仍广泛应用。通过确定 MRIL 仪器的发射器和接受器的中心频率和带宽,可以选定每个圆柱形区域的直径和厚度。圆柱体的直径通常约为 35~40 cm,与温度有一定的相关性,温度增高,直径会略为减小。

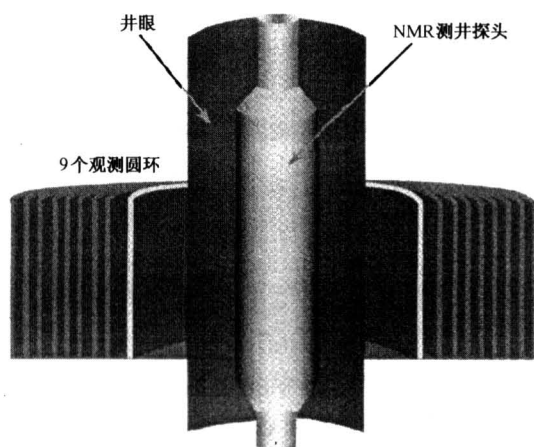


图 1 NMR 测井仪器原理示意图

Fig.1 Principle of NMR logging tool

NMR 测井仪探测到的只有流体,因此,由 NMR 仪器测量的孔隙度中没有岩石骨架物质的贡献,也就不需要对地层岩性进行校正。这一响应特征使得 NMR 与常规测井仪器之间有着根本的区别。常规的中子、体积密度和声波传播时间这 3 种孔隙度测井仪都受到储层岩石成份的影响。由于储层岩石中固体骨架部分往往比孔隙流体部分大得多,因此,常规仪器对岩石骨架部分比对孔隙流体部分更灵敏。常规电阻率测井仪器,虽然对流体灵敏,并且常被用来估算含水饱和度,但仍不能认为是真正的流体测井仪器,因为只要有导电矿物存在,这些仪器就会受到严重影响,而且,对这些仪器响应的正确解释,需要详细了解地层以及孔隙中水的特性。

NMR 测井仪器可以提供以下 3 类信息:关于岩石孔隙中流体含量的信息,关于流体特性的信息以及关于含流体孔径的信息。这些信息是常规测井仪器无法提供的。

1) 流体含量: NMR 仪器直接测量储层流体中氢核的密度。由于水中氢核的密度是已知的,因

此,可以把 NMR 数据直接转换为视含水孔隙度。这种转换不需要知道岩石的矿物成份,同时,也不必担心流体中的微量元素(如硼,它影响中子孔隙度测量)的影响。

2) 流体特性: 医用 MRI 要求把解剖学或人体组织的 NMR 特性结合起来应用。油、气、水具有不同的 NMR 特性, NMR 测井仪器可以确定不同流体(水、油、气)的存在及含量,同时还可以确定流体的某些特性(如粘度)。医用 MRI 和 NMR 测井都可以采用特定的脉冲序列(或观测模式),从而提高对不同流体及其赋存状态的探测能力。

3) 孔径和孔隙度: 储层岩石孔隙空间中流体的 NMR 响应与自由状态流体的 NMR 响应是不同的。而且,孔径越小,孔隙水的视 NMR 特性和自由水之间的差异越大。使用简单的方法就可以从 MRIL 数据中提取足够的孔径信息,从而改进对一些重要的岩石物理特性,如渗透率、毛细管束缚水体积等的估算。

与粘土和某些其他矿物成份有关的微孔隙,通常都含水,在 NMR 测量结果上,它们的响应几乎与固体一致。这些微孔隙中的水具有非常快的“弛豫时间”,因此,与大孔隙中的可动水相比,想探测到微孔隙水是非常困难的。早期的 NMR 测井仪器无法探测到微孔隙水,而且由于这种水绝大多数是与粘土有关的,因此早期仪器测量的孔隙度通常被定义为“有效孔隙度”。现在的新型 NMR 测井仪器完全可以探测到孔隙空间的所有流体,测量的孔隙度就称为“总孔隙度”。利用新仪器测量的孔径信息,可以计算有效孔隙度,它与老仪器测量的孔隙度是非常接近的。另外, NMR 测井设计的关键之一是,可以用实验室中对地层岩样进行 NMR 测量的结果来验证对直接地层的测量。这种在非常不同的条件下可以重复测量的能力,使研究人员可以将 NMR 测量结果转换为地质学家和油藏工程师感兴趣的岩石物理性质(如孔径)。

常用的体积模型中包括岩石骨架和孔隙流体两部分。骨架部分由粘土矿物和非粘土矿物组成,而孔隙流体则是由水和烃组成。孔隙流体从概念上还可以精确地划分为粘土束缚水、毛细管束缚水、可动水、气、轻质油、中等粘度油和重油。

常规孔隙度测井仪,如中子、密度和声波,对体积模型中各个组份都有响应,而且,往往对骨架物质比孔隙流体会更加灵敏。此外,井眼和泥饼对

这些仪器的响应很大的影响，而且常规仪器的灵敏区往往是不明确的。

电阻率测井仪，如感应和侧向测井，对导电液体，如粘土束缚水、毛细管束缚水和可动水都有响应。为了更好地计算含水饱和度，根据粘土束缚水和非粘土束缚水之间电阻率的差别，发展了双水和 Waxman-Smits 模型。即使使用这些模型，由于毛管束缚水和可动水之间电阻率没有差异，所以，识别产层仍然是困难的。像使用常规孔隙度测井仪器一样，电阻率测井仪对井眼和泥饼往往很敏感，而且，其响应区域也是不明确的。

常规测井解释通过环境校正和交会图技术确定孔隙度，再由孔隙度和电阻率确定含水饱和度。仪器响应方程的精度、模型参数的可靠性、以及各种测量的纵向分辨率和横向探测深度的匹配等，都会影响解释结果，从而增加了准确计算孔隙度和含水饱和度的困难。另外，采用常规测井方法区别轻质油、中等粘度油和重油是不可能的。

NMR 孔隙度与岩石骨架无关，也就是说，NMR 仪器只对孔隙流体有响应。不同的流体其 NMR 特性，如弛豫时间  $T_1$  和  $T_2$  和扩散系数  $D$  等，都存在差异，由此，利用 NMR 可以在响应区域内区分束缚水、可动水、气、轻质油、中等粘度油和重油。NMR 测井仪器的探测范围是很明确的，只要井眼和泥饼不在其探测范围内，就不会对仪器的测量产生影响。此外，NMR 测井还能够提供其他参数，如孔径、地层渗透率、油气特性（如粘度）等。这些参数对 NMR 响应会有影响，研究其响应方式，可以为储层描述及评价提供非常重要的信息。而常规测井对于这些因素是不敏感的。

## 2 NMR 测井应用基础

通常情况下，地层流体中的质子是随机取向和任意排列的。当装有磁体的 NMR 探头经过地层时，磁场使周围的质子磁化。首先，仪器的永久磁场使地层磁化，产生可观测的宏观磁化量。然后，天线发射交变电磁场，使这些被极化的质子产生磁共振。交变电磁场撤消后，质子就会逐步回到静磁场使之极化的状态，这一过程也叫弛豫。使用特定的脉冲序列就能够产生和观测到一系列的自旋回波。NMR 仪器测量这些回波，并以自旋回波串的形式显示在测井记录上。自旋回波串是 NMR 的原始数据，如图 2 所示，它反映了自旋回波的幅度随

时间的衰减过程。由于回波串测量只占用很短的时间（数十至数百毫秒），因此，在记录回波串时仪器在井中移动的距离很短。记录下来的回波串可以随深度变化显示在测井图上。

观测到的回波串既与仪器预先设置的采集参数有关，又与响应区域内孔隙流体的特性有关。数据采集参数包括回波间隔（ $TE$ ）和极化时间（ $TW$ ）。 $TE$  是回波之间的时间间隔（ms）。 $TW$  是一个回波串采集完毕到下一个回波串测量开始之间的时间间隔（s）。通过调节  $TE$  和  $TW$  可以改变采集到的数据的信息内容。影响回波串的孔隙流体特性有：含氢指数（ $HI$ ）、纵向弛豫时间（ $T_1$ ）、横向弛豫时间（ $T_2$ ）以及扩散系数（ $D$ ）等。 $HI$  是对流体中氢原子密度的测量， $T_1$  表示流体极化速率的快慢，而  $T_2$  表示观测回波串衰减的快慢。 $D$  表示流体中分子随机运动的程度。

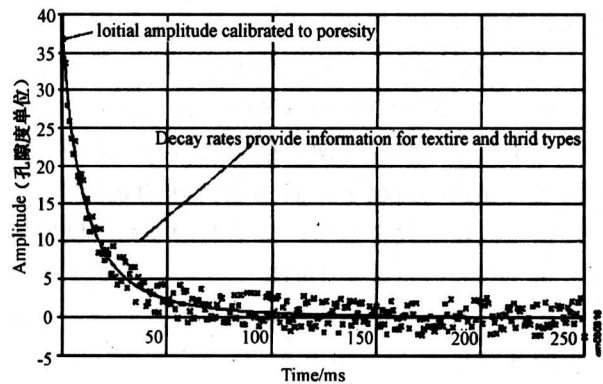


图 2 NMR 测井的原始数据是自旋回波串

离散点为原始数据，实线是对这些数据的拟合

Fig.2 NMR raw data is a spin echo train

### 2.1 NMR 孔隙度

回波串的初始幅度与响应区域内流体中氢核的数量成正比。因此，这一初始幅度可以刻度成孔隙度。将观测回波串的初始幅度与水罐（100%孔隙度）中的仪器响应幅度相比，就得到原始记录的孔隙度。这一孔隙度与岩石骨架无关。实验室岩心 NMR 测量结果和常规孔隙度测量结果进行对比，可以验证 NMR 测量的准确性。上千次的岩心实验室测量表明，NMR 孔隙度和用波义耳定律测定的氦气孔隙度之间有很好的吻合性，其误差在 1 个单位（p.u.）之内，如图 3 所示。

NMR 孔隙度的精度主要与以下 3 个因素有关：a.  $TW$  要足够长，使流体中的氢核完全极化；b.  $TE$  要足够短，以记录到粘土孔隙和其他类似

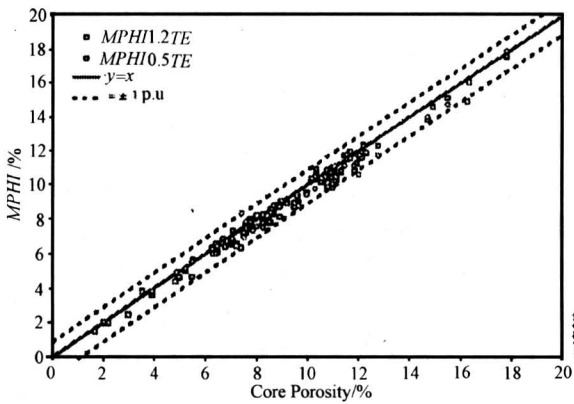


图3 实验室 NMR 孔隙度与常规岩心分析孔隙度的相关性

Fig.3 Correlation between NMR porosity and conventional porosity

微孔隙流体的衰减过程；c.  $HI$  要等于 1，流体中的氢核数量与相同体积水中的氢核数量相同。倘若上述条件都能满足，NMR 孔隙度是目前所有测井方法确定的孔隙度中最为精确的一种。

对于天然气和轻质油，第一和第三个条件往往不满足。在这些情况下，要采取特殊的观测模式，以便提供孔隙度校正信息。对早期的 NMR 仪器来说，第二个条件也是一个问题，它一般探测不到与粘土矿物有关的流体。由于在泥质砂岩分析中不含粘土的孔隙度称为有效孔隙度，所以人们一直称 MRIL 孔隙度 (MPHI) 为有效孔隙度。现在的 MRIL 仪器对短  $TE$  (0.6 ms) 回波串采用部分极化，而对长  $TE$  (1.2 ms) 回波串采用完全极化，可以探测到总孔隙度 (MSIG) 和有效孔隙度。MSIG 和 MPHI 之间的差认为是粘土束缚水 (MCBW)。这种孔隙度的区分在分析中是有用的，而且常常和其它的有效孔隙度及粘土束缚水测量相对应。把孔隙度划分为粘土束缚水孔隙度和有效孔隙度，从某种程度上来说，取决于所使用的方法。

2.2 NMR  $T_2$  分布

理论分析表明，自旋回波串可以用一组具有不同衰减常数的指数函数来拟合。在饱和水的岩石中，单个孔隙观测的回波串是一个单指数函数，而且，衰减常数与孔径成正比，即，孔隙小， $T_2$  值小，孔隙大， $T_2$  值也大，每个  $T_2$  值都对应于不同的孔径。衰减常数的集合即为衰减谱或横向弛豫时间 ( $T_2$ ) 分布。图 4 所示的  $T_2$  分布是从图 2 的自旋回波串得到的。

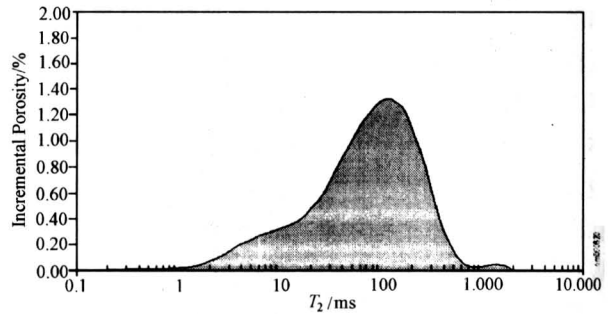


图4 自旋回波串转换为  $T_2$  分布

Fig.4  $T_2$  distribution from spin echo train

$T_2$  分布围成的面积等于自旋回波串的初始幅度。因此， $T_2$  分布可以被刻度为孔隙度。实际上，NMR 仪器以及与之相关的数据采集软件的主要功能就是对井眼每一深度提供精确的  $T_2$  分布描述。从  $T_2$  分布的观点来看，MPHI 就是  $T_2 \geq 4$  ms 部分围成的面积。MCBW 则是  $T_2 < 4$  ms 部分围成的面积。MSIG 是总面积。

NMR  $T_2$  分布有 3 种显示方式：波形方式、图像形式以及孔隙度分布图。每种方式都代表孔隙度在  $T_2$  值上的分布。3 种方式显示的是同一组数据，可能具有不同的视觉效果。图 5 是这些显示方式的实例。

2.3 NMR 自由流体指数和束缚水

利用 NMR 测井提供的孔隙度和孔径信息可以评价渗透率和具有潜在生产能力的孔隙度，即可动

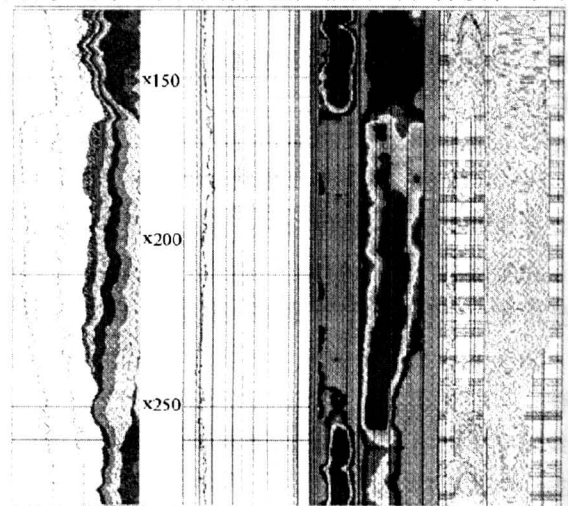


图5 在测井图上用 3 种方式显示  $T_2$  分布

Fig.5 Three ways for  $T_2$  distribution display  
第一道—区间孔隙度分布；第三道— $T_2$  分布的成像图；  
第四道— $T_2$  分布的波形显示

流体。用 NMR 估算的可动流体孔隙度也称作自由流体指数 (MFFI, 或 FFI)。MFFI 的估算是基于以下假设, 即可动流体赋存于大孔隙中, 束缚流体则赋存于小孔隙中。由于  $T_2$  值是与孔径有关的, 因此, 可以设想, 存在一个  $T_2$  值, 小于该值对应的流体处于束缚状态, 大于该值对应的流体则是可动的。该值被称作  $T_{2\text{截止值}}$ 。通过  $T_2$  分布的划分,  $T_{2\text{截止值}}$  把 NMR 孔隙度分为自由流体指数 (MFFI) 和束缚流体孔隙度 (MCBW) 两部分。

通过对同一岩样处于全饱和水和束缚水状态的  $T_2$  分布的对比分析, 可以确定  $T_{2\text{截止值}}$ 。岩样的束缚水状态可以通过施加一特定空气—盐水毛细管压力, 离心脱水得到。毛细管压力、岩性、孔隙特性等对  $T_{2\text{截止值}}$  都会有一定影响, 因而, 需要建立作业地区的  $T_{2\text{截止值}}$ 。例如, 在墨西哥湾地区, 砂泥岩和碳酸岩盐地层的  $T_{2\text{截止值}}$  分别选用 33 ms 和 92 ms。需要更精确的  $T_{2\text{截止值}}$  时, 必须对测井井段的岩心进行实验分析。

#### 2.4 NMR 渗透率

用 NMR 方法评价渗透率基于如下理论模型: 渗透率随着孔隙度和孔径的增加而增加。已经发展了 2 类渗透率模型: 即自由流体模型 (又称作 Coates 模型) 和  $T_2$  平均值模型, 前者适用于含水或含烃的地层, 后者只适合于含水的孔隙系统。依据岩心分析实验, 可以建立适合作业地区的经验模型。

#### 2.5 储层流体的 NMR 特性与 NMR 流体识别

粘土束缚水、毛细管束缚水和可动水处于不同孔径的孔隙之中。油气与水在孔隙中常常处于不同位置, 而且, 油气大多存在于大孔隙之中 (水湿岩石)。各种流体在粘度、扩散系数、以及 NMR 特性上均存有差异。NMR 测井利用这些差别, 便可以对岩石孔隙中的流体进行识别。一般而言, 束缚流体的  $T_1$  和  $T_2$  值很小, 扩散较慢 ( $D$  值小)。这是由于小孔隙对分子运动的限制引起的。自由水的  $T_1$ 、 $T_2$  和  $D$  值一般为中等。烃类, 如天然气、轻质油、中等粘度油和重油也具有非常不同的 NMR 特性。天然气的  $T_1$  值很大, 而  $T_2$  值很小, 是单指数型的弛豫衰减。原油的 NMR 特性变化很大, 而且与油的粘度有关, 轻质油的扩散快,  $T_1$  和  $T_2$  时间大, 常常是单指数衰减。当粘度增加, 且烃的组分变复杂时, 扩散会变慢,  $T_1$  和  $T_2$  都减小, 并且呈多指数弛豫。基于油气以及不同状态

的水各自独特的 NMR 特性, 可以发展识别烃的类型的各种方法, 在某些情况下, 甚至可以进行定量评价。

目前, NMR 测井识别流体方法有 2 种。第一种方法, 使用不同的  $TW$  值, 采用  $T_1$  加权法区分轻烃 (轻质油和/或天然气) 和水; 第二种方法, 采用不同的  $TE$  值, 在梯度磁场中, 使用  $D$  加权法区分稠油和水, 或者区分气体和液体。

差谱法 (DSM) 是  $T_1$  加权法的一个实例。对同一测量段, 使用不同的  $TW$  采集两个回波串。短  $TW$  观测的回波串包含几乎所有水的信号, 但只包含部分轻烃的信号, 而长  $TW$  观测的回波串则包含了所有水和轻烃的信号。对两个不同  $TW$  内采集到的回波串分别计算得到各自的  $T_2$  分布, 然后提取这两个  $T_2$  分布的差值就可以得到所谓的差谱, 原理上, 该差谱应该只包含轻烃的信号。

两个用来计算差谱的回波串也可以先相减, 即通过一个所谓的时间域分析 (TDA<sup>TM</sup>) 的方法进行处理。TDA 首先求解与轻烃 (油和/或气) 有关的指数衰减, 然后确定这些流体的存在, 最后进行流体体积的定量评价。由于 NMR 分析求解含水饱和度和时不依赖于地层水矿化度, 因此在混合的或未知矿化度的情况下, 它比常规的电率率方法更优越, 这一特点在注水后评价残余油饱和度或者寻找死油是非常有用的。

### 3 NMR 测井应用实例

MRIL 是 NUMAR 公司设计和制造的磁共振成像测井仪, 在油气勘探中已经得到广泛应用。实践证明, MRIL 能够较准确地确定孔隙度和渗透率, 并且, 在复杂岩性、低孔低渗、低电阻率及电阻率低差异油气藏等, 均有较好的效果。下面的实例说明 MRIL 的可靠性和基本用途。

图 6 是一个气层的 MRIL 孔隙度、渗透率与岩心数据的对比。第一道是自然伽玛和井径曲线, 第二道是深、浅电阻率, 第三道是 MRIL 渗透率和岩心渗透率, 第四道是 MRIL 孔隙度  $MPHI$  和岩心孔隙度、中子/密度孔隙度 (基于砂岩骨架), 以及根据区域模型得到的  $BVI$  和从电阻率测井得到的水的体积 ( $CBVWE$ )。MRIL 测井使用的  $TW = 10$  s,  $TE = 1.2$  ms,  $NE = 500$ ,  $NE$  是每个回波串的回波个数。

X220 处的气/水界面在电阻率曲线上是很容易

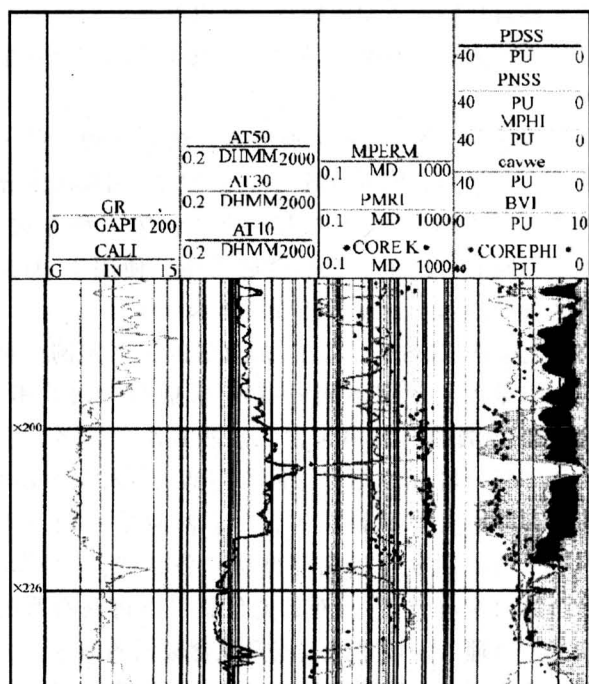


图6 MRIL孔隙度和渗透率

Fig.6 NMR porosity and permeability

识别的。在界面之上，通过中子和密度可以观测到一个大的气层。由于残余气的  $HI$  影响，MRIL 孔隙度在此处是减小的。采用 Coates 模型计算渗透率时， $BVI$  和  $MFFI$  的准确性很重要。第三道上的  $MPERM$  是从 Coates 模型计算得到的： $MPHI$  用作孔隙度， $MPHI$  与  $BVI$  之差用作  $MFFI$ 。利用这种方式，当 MRIL 孔隙度不受气的影响时，Coates 模型能够给出一个较好的渗透率评价结果。在 MRIL 孔隙度受气的影响的层段，由于  $MPHI$  和  $BVI$  的差别，计算的  $MFFI$  偏低，因此  $MPERM$  是偏低的。在这种情况下，利用  $BVI$  和核测井孔隙度的差值计算的  $MFFI$  更准确，可以用来计算渗透率。 $PMRI$  曲线就是以这种方式计算的，在气层它是一个更恰当的渗透率评价，在该实例中，它与岩心渗透率符合较好。在气/水界面以下，MRIL 孔隙度和渗透率与岩心数据非常接近。

现以墨西哥湾一口井的某一层段低阻储层为例。该井钻遇的储层由海相大陆架沉积发育的块状中一细粒砂岩组成。地层中可以观测到有强烈的生物扰动现象。空气渗透率的范围在  $(1 \sim 200) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，岩心孔隙度变化范围是 20~30 个孔隙度单位 (p.u.)。储层上部层段电阻率稍高，约  $1 \Omega \cdot \text{m}$ ，而下部电阻率较低，约  $0.5 \Omega \cdot \text{m}$ 。产出的烃

是轻质油，粘度  $1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 。该井采用水基泥浆，常规测井结果如图 7 所示。常规测井（自然电位、电阻率和中子/密度）认为上部 (xx160—xx185) 含水饱和度较高，而下部 (xx185—xx257) 全部含水。

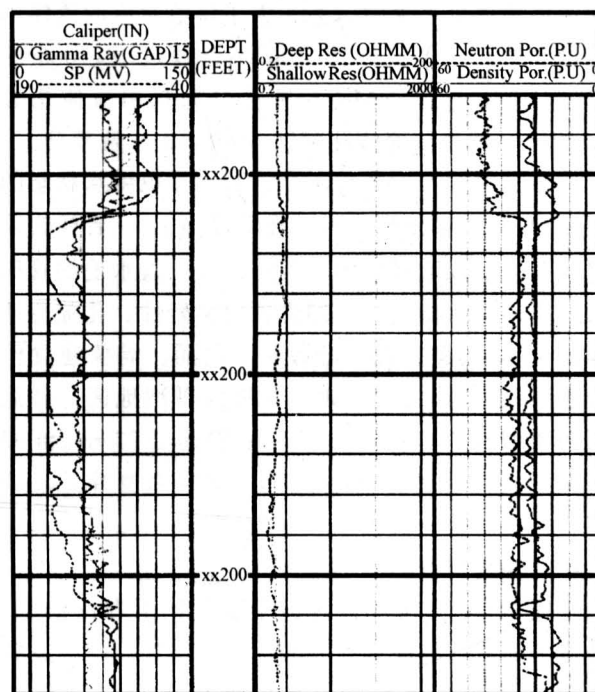


图7 常规测井曲线

Fig.7 Conventional logging data

油田公司关心的是储层下部电阻率为什么减小，是因为岩石结构变化（粒径变小，在此情况下该井可能无水生产），还是可动水的体积增加？准确地回答这些问题，对于储量计算、完井选择及今后的油田开发决策无疑具有重大意义。还有一点很重要：对于这类储层来说，实际累积产量常常远高于开始计算的可采储量（含水饱和度截止值为 60%）。如果研究中的整段都是束缚水饱和，整个产层就从 7.6 m 增加到 21.3 m，结果烃孔隙体积的增加超过 200%，可采储量也会明显增加。

由于以下原因，在测井系列中增加了 MRIL：

1) 计算束缚水  $BVI$  和自由流体  $MFFI$ ，从而区分可疑油层和可疑水层；

2) 准确界定产层，从而改进可采储量的评价。

该井的数据采集方案包括总孔隙度测井，确定粘土束缚水、毛细管束缚水和自由流体；双  $TW$  测井用以识别和评价烃。

电阻率测井仪器通常有比较大的探测深度，因

此，在确定地层原始含水饱和度时一般都使用基于电阻率的含水饱和度模型。然而，电阻率测井不能区别束缚水和可动水，这样就很难利用常规测井提供的数据识别低阻产层和/或电阻率低差异产层。由 NMR 测井提供的独特的信息，如 BVI 和 MCBW，可以有效地改进基于电阻率的含水饱和度的计算，并且对识别无水产层有极大帮助。通过“MRIAN™”分析程序，可以将 NMR 测井和深电阻率测井数据组合使用，确定原始地层中的可动水，并判断高含水饱和度的地层是不是无水产层。

用图 8 的 MRIL 数据可以判定，电阻率的减小是由于粒度的变化而不是由可动水引起的。两类束缚水可引起电阻率的下降，它们是粘土束缚水（其体积由 MCBW 确定）和毛细管束缚水（其体积由 BVI 表示）。MRIL 粘土束缚水测量（第三道）表明整个储层的 MCBW 都很低。MRIL 的 BVI 曲线（第七道）表明有一个粒径向上变粗的旋回（BVI 随深度增加）。BVI 的增加和电阻率的减小说明粒径的变化。TDA（第六道）和 TDA/MRIAN（第七道）综合分析表明整段上都没有明显的可动水，水处于束缚状态。MRIAN 结果（第七道）说明，上下两层都有较高的含水饱和度，但地层水处于束缚状态。这样，该层将不生产任何地层水。整个层段的渗透率（第二道）都大于  $100 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。TDA 分析（第六道）确定冲洗带含油饱和度在 35%~45% 之间。

基于以上分析，对 xx163—xx234 进行射孔，初始产量第 200 桶（约  $31.8 \text{ m}^3$ ），不含水，验证了 MRIL 分析是正确的。

在 TDA 和 TDA/MRIAN 结果上有一定区别，如图 8 所示。TDA 表明自由流体包括轻质油和水，而 TDA/MRIAN 则表明所有自由流体都是烃。这一明显的矛盾是由于不同的测井方法的探测深度不同引起的。TDA 饱和度反映的是 MRIL 探测到的冲洗带的情况，而 TDA/MRIAN 综合计算的饱和度则反映的是深电阻率探测到的原状地层的情况。由于本井采用的是水基泥浆，在侵入带就有部分可动烃被泥浆滤液所替代。

#### 4 结束语

实例研究和理论表明，MRIL 测井可以用于：识别低阻/低差异储层；评价复杂岩性油和/或气储层；识别中粘度和重油；研究低孔低渗地层；确定残余油饱和度；改进增产设计。

特别是，NMR 数据提供以下有价值的信息：与矿物成份无关的孔隙度；孔隙度分布；在含水地层提供孔径分布；当  $T_2$ 截止值准确时，束缚水体积和自由流体体积可以确定；用自由流体指数和束缚水体积或平均  $T_2$  确定渗透率。并可通过使用以下方法对烃进行识别和评价： $T_1$  加权法区分水、气和/或轻质油；扩散度加权法区分水和高粘度油；改进 NMR 原状地层含水饱和度计算。

虽然作者主要讨论 NMR 电缆测井，但是 NMR 仪器还可以用于勘探以及储层描述过程的其他方面。这些仪器包括随钻（LWD）NMR 仪器，可用于早期储层识别和特征评价。核磁测井仪器与储层描述仪（RDT™）结合起来形成先进的地层测试和流体采样仪器。LWD NMR 仪器采用与电缆 MRIL 相同的原理，但是可以更早提供信息而且是未侵入岩石的信息。RDT 仪器提供井下储层条件下的流体特征信息。所有来自 LWD NMR、MRIL 和 RDT NMR 设备的信息都可以汇集在储层决策中心，以进行更加全面的分析。

我国从 1996 年开始应用 NMR 测井，迄今在大庆、吉林、辽河、胜利、大港、冀东、华北、南阳、四川、长庆、青海、新疆等油田和地区已经见到许多成功的实例，大大丰富了我们对这些油田地

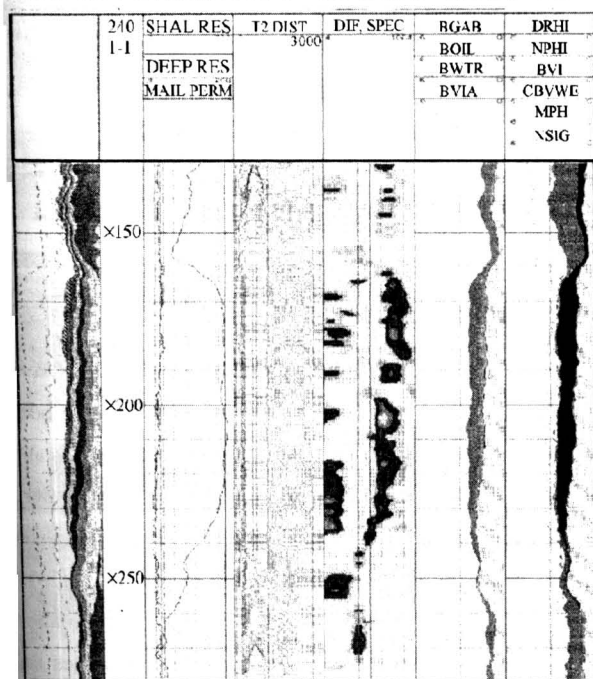


图 8 MRIL 数据及其解释结果

Fig.8 MRIL data and interpretation result

质和油气特性的认识。

### 参考文献

- [1] Brown R, Proto relaxation in crude oil[J]. Nature, 1961, 189: 387~388
- [2] Brownstein K, Tarr C, Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cell[J]. Physical Review(A), 1979, 19:2446~2453
- [3] Callaghan P, Coy A, Macgowan D, et al. Diffraction-like effects in NMR diffusion studies of fluids in porous solids[J]. Nature, 1991, 351: 467~469
- [4] Jackson J A. Nuclear magnetic resonance Logging[R]. Los Alamos National Laboratory Report No LA - UR - 81 - 735
- [5] Miuer M N. SPIN-echo magnetic resonance Logging- porosity and free-fluid index [A], SPE - 2056 [C]. Houston:1990
- [6] Prammer M G, Bouton J, Chandler R N, et al. A new multiband generation of NMR logging tools[A]. SPE-49011[C]. Taos, New Mexico, 1998
- [7] Prammer M G, Drack E, Goodman G, et al. The magnetic resonance while-drilling tool: theory and operation[A]. SPE-62981 [C]. Dallas, 2000
- [8] Prammer M G, Bouton J, Masak P. The downhole fluid analyzer[A]. SPWLA 42nd Annual Symposium [C]. Houston, 2001
- [9] Horkowitz J, Crary S, Ganesan K, et al. Applications of a new magnetic resonance logging-while- drilling tool in A Gulf of Mexico Deepwater Development Project [A]. SPWLA 43rd Annual Symposium[C]. Japan, 2002
- [10] Xiao L, Du Y, Yec.  $^{13}\text{C}$  longitudinal relaxation of fluids saturated in oil reservoir cores by MAS NMR [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 1994, 164: 495~497
- [11] Akkurt R, Guillory A J, Vinegar H J, et al. NMR logging of natural gas reservoirs [A]. paper N, SPWLA 36th annual symposium [C]. Paris, 1995, Later published in The Log Analyst, 1996, 37: 33~42
- [12] Prammer M G, Mardon D, Coates G R et al. Lithology- independent gas detection by gradient-NMR logging[A]. SPE-30562[C]. Paris, 1995
- [13] Akkurt R, Moore A, Freeman J. Impact of NMR in the development of a deepwater turbidite field [A]. SPWLA 38th annual symposium[C]. Houston, 1997
- [14] Coates G R, Gardner J S, Vinegar H J et al. Restrictive diffusion from uniform gradient NMR well logging[A]. SPE-26472[C]. Dallas, 1993
- [15] Coates G R, Miller D L, Mardon D et al. Applying log measurements of restricted diffusion and  $T_2$  to formation evaluation [A]. SPWLA 36th annual symposium[C]. Paris, 1995
- [16] Coates G R, Xiao L Z, Prammer M G. NMR Logging Principles and Applications [M]. Houston: Gulf Publishing Company, 2000
- [17] 肖立志. 核磁共振成像测井与岩石核磁共振及其应用[M]. 北京: 科学出版社, 1998
- [18] 肖立志, 柴细元, 等. 核磁共振测井资料解释与应用导论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001

## Applications of NMR to Oil Well Logging and Formation Evaluation

Xiao Lizhi, Xie Ranhong

(School of Resource and Information Technology, University of Petroleum, Beijing 102249, China)

[Abstract] NMR has been widely applied to well logging and formation evaluation since 1990's. NMR core analysis, NMR wireline logging, NMR logging while drilling, as well as down hole NMR laboratory have been developed and available to the industry, which provide unique information to fluids identification and Petrophysical analysis. The NMR information provides: 1, lithology-independent porosity; 2, clay bound water, capillary bound water, and free fluids; 3, permeability; 4, oil and gas in free fluids; 5, fluids NMR properties at down hole conditions, etc. The availability of the NMR information dramatically enhances the accuracy of well logging fluids evaluation and makes the reserve calculation, Producibility estimation and stimulation evaluation feasible and much reliable. In this paper, referred to author's new publication, NMR logging principles are briefly introduced, applications case studies to porosity, permeability, and oil and water saturation are discussed in details.

[Key words] NMR; logging; formation evaluation; porosity; irreducible water; permeability