

文章编号: 0253-9985(2004)04-0356-07

利用测井方法识别复杂油气储层的流体性质

李舟波

(吉林大学地球探测科学与技术学院, 吉林长春 130026)

摘要:地球物理测井能识别储层流体性质的前提条件是油、气、水的物理参数存在差异。但是,油、气、水层能否识别还取决于储层的岩性、孔隙结构等因素。根据电阻率法识别孔隙结构复杂储层流体性质时,主要受孔隙度指数 m 的影响,利用微电阻率成像测井与常规孔隙度测井相结合的方法可有效地确定 m 值。此外,针对低阻油气层形成的原因不同,可用不同的识别方法:对于薄互层通过改进数据采集方式解决;对于因孔隙结构和泥质影响造成的低阻油气层,则利用改进的解释模型解决。核磁测井识别流体性质的技术也取得不少进展,在原差谱法的基础上,先后发展完善了时间域分析法、移谱法、强化扩散法以及剪辑扩散法等。

关键词:地球物理测井;物理参数;复杂油气储层;流体性质识别

中图分类号: P631.82

文献标识码: A

Problem and advance on the fluid typing for complex reservoirs using well log

Li Zhoubo

(College of Geo-exploration Science and Technology, Jilin University, Changchun, Jilin)

Abstract: The difference of physical parameters in oil-gas-water are premise that geophysical well log can be used for fluid typing. However, the identification of oil-gas-water layers is also dependent on lithology and pore structure of reservoir rocks. Porosity index M is an important parameter when electrical resistivity is used for the fluid typing of reservoir rocks with complex pore structure. The M value may be estimated by the micro-resistivity imaging logs, combined with conventional porosity logs. Low-resistivity reservoirs are caused by different reasons, therefore the different methods are needed for their fluid typing. The improved data collection pattern is suitable for a thin-interbedded reservoir; the improved interpretation model is suitable for the low-resistivity reservoirs caused by pore structure and mud content. In recent years, some progresses have been made in fluid typing using NMR logs. On the basis of original differential spectra, many new methods, such as time-domain analysis method, mobile spectra method, diffusion-forcing method and diffusion-editing method, have been successively developed and improved.

Key words: geophysical well log; physical parameters; complex oil and gas reservoir; fluid typing

在现代地球物理测井技术条件下,对于一般油气储层可以相当精确地识别流体性质和进行评价。但是,对于复杂油气储层,则由于多种因素的相互干扰,不仅定量评价遇到困难,有时甚至定性识别流体性质也遇到挑战。复杂油气储层是一个相对的概念,它取决于地球物理测井方法与技术的发展水平。科学技术的进步使一些复杂储层问

题得到解决,变成一般问题,同时随着勘探领域的不断扩大和深入,又会出现一些新的复杂储层。在当前地球物理测井理论和技术条件下,缝洞型的储层、低电阻油气储层是目前诸多复杂储层中两个比较突出的。在方法理论和技术上,还没有提出十分有效的方法彻底解决。在许多情况下,往往不得不采用传统的方法来评价复杂储层,

基金项目:国家自然科学基金项目(49894190)

作者简介:李舟波,男,71岁,教授,地球物理测井

收稿日期:2004-08-16

这样就产生许多不确定因素。

储层流体识别,一般是指油、气、水的识别,当然,进一步还可以对一种流体本身的性质加以鉴别,如粘度不同的油、矿化度不同的水、可燃天然气与其他天然气等等。本文主要是针对两类复杂储层利用测井方法识别孔隙中含油、气和水面临的问题,以及该项研究的进展情况作简要介绍和讨论。

1 物理参数

应用地球物理方法完成任何一项调查任务,前提是研究对象与周围介质存在物理性质的差异,以及这种差异能够在现有观测条件下加以识别。因此,我们首先要考察一下水、油和天然气的哪些物理性质能用来识别和区分它们。至于它们物理性质的差异能否被有效地观测到还和储层的岩性、孔隙结构等有关。

1.1 电导率

纯水是一个弱绝缘体,在室温下其电导率为 $5 \times 10^{-6} \text{ S/m}$ 。自然界的水总含有一定盐类,其电导率随盐的浓度和温度有很大变化,例如,在 25°C 条件下,含 NaCl 浓度为 10^3 mg/L 到 $2 \times 10^5 \text{ mg/L}$ 的水的电阻率为 $5.2 \Omega \cdot \text{m}$ 到 $0.043 \Omega \cdot \text{m}$ 。在自然条件下石油和天然气的电阻率则高达 $10^6 \sim 10^9 \Omega \cdot \text{m}$ 。油气和水之间存在如此大的差异为利用电阻率法识别油气层和水层提供了最有利的基本条件。

1.2 介电常数

由于水分子具有很强的极化特性,其介电常数高达 80 左右,远远高于储层条件下各种物质的介电常数。虽然单个水分子的极化率与温度、压力无关,但是,溶液的介电常数是单位体积的极化特性,所以会被温度和压力的变化所改变。同时,它还受盐的浓度影响。例如,溶液的介电常数与含盐浓度的关系可以表示为^[1]

$$\epsilon_t = \epsilon_{t25} - 13.00C - 1.065C^2 - 0.03006C^3 \quad (1)$$

式中 ϵ_{t25} 为温度 25°C 时纯水的介电常数; C 为盐浓度,单位为 mol/L 。从式(1)不难看出,当水中 NaCl 浓度为 1 mol/L 时, ϵ_t 将由 78.3 降低到 66.03, 大约降低 15%。即使这样仍然比油气的介电常数大得多(表 1)。

1.3 核磁特性

储层中各元素原子核的核磁共振特性是不同

表 1 油气水的介电常数

介 质	介 电 常 数
水	$20 \Omega \cdot \text{m}$
	$1 \Omega \cdot \text{m}$
	$0.1 \Omega \cdot \text{m}$
油	2.0 ~ 2.4
气	1

的。它取决于原子核的磁旋比、同位素的天然含量、相同磁场和核数量时进动信号的相对幅度,以及含该元素的物质赋存状态。目前,地球物理测井还不能研究岩石固体成分的核磁信号,主要是研究孔隙流体的核磁特性。在储层条件下,氢元素与其他元素相比具有最大的磁旋比,最大信号幅度和最高共振频率,是在钻井条件下最容易研究的元素。因此,包含在岩石孔隙流体中的氢原子核成为目前核磁测井的研究对象^[2]。

目前,在核磁测井中主要研究的核磁参数是弛豫时间和扩散系数^[3]。自由状态水的纵向弛豫时间 T_1 和横向弛豫时间 T_2 一般为 $1 \sim 3 \text{ s}$ 。但是,实际存在于储层中的水,由于受岩石颗粒表面的影响,数值与此相差很多。水的弛豫时间还受温度和溶解的铁磁性和顺磁性物质影响,如图 1^[3]。

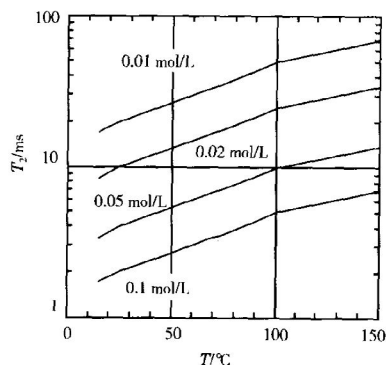


图 1 水溶液横向弛豫时间与温度关系

Fig.1 Relation of transverse relaxation time and temperature in aqueous solution

各条曲线上的数值为乙二胺四丙酸(Mn-EDTA)的浓度

原油的弛豫时间和原油的组分有关, T_2 不是一个单一数值,而是分布为一个带。随着大分子成分增加(粘度加大),短弛豫时间成分增加,长弛豫时间成分减少,整个的分布从大 T_2 向小 T_2 方

向移动。为了表征多种组分原油的弛豫特性,定义了一个称为对数平均 $T_{2\log}$ 的参数,其表达式为

$$\log T_{2\log} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \log T_{2i}}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2)$$

式中 P_i 是和弛豫时间 T_{2i} 对应的幅度。

天然气(甲烷)的弛豫时间受密度和温度影响可表示为

$$T_{1g} = 2.5 \times 10^4 \frac{\rho}{T_k^{1.17}} \quad (3)$$

式中 T_k 为绝对温度(K), ρ 为密度(g/cm³)。

在梯度场情况下,由于空间不同位置上磁场强度不同,进动频率存在差异,扩散会导致自旋失相,对横向弛豫时间产生附加影响,称为扩散弛豫。因此,横向弛豫时间 T_2 可以表示为

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (4)$$

式中 T_{2B} 为自由状态的体积横向弛豫时间; T_{2D} 为扩散横向弛豫时间,与磁场梯度 G 、氢原子核磁旋比 γ 、回波脉冲间距 T_E ,以及扩散系数 D 有关,即

$$\frac{1}{T_{2D}} = \frac{(\gamma G T_E)^2 D}{12} \quad (5)$$

水的扩散系数对压力不敏感,但和温度有关,在 0℃至 100℃之间, D 随温度的变化可以写成 $D = 1.0413 + 0.039828T + 0.00040318T^2$ (6) 式中 T 为温度,单位:℃。

油的扩散系数比水的扩散系数小很多。例如,当磁场梯度为 20 Gs/cm, T_E 为 3.6ms 时,油的扩散系数约为 0.1×10^{-5} cm²/s,而水的扩散系数为 2.5×10^{-5} cm²/s,相差大约 25 倍。因此,油的弛豫时间受梯度场的影响很小,而水的弛豫时间受梯度场的影响很大。这个性质可以被用来区分油和水^[4]。

天然气的扩散系数受密度 ρ 和温度 T_k 影响,关系式为

$$D_g = 8.5 \times 10^{-7} \frac{T_k^{0.9}}{\rho} \quad (7)$$

甲烷的典型扩散系数的数量级为 10^{-3} cm²/s,比水的扩散系数高两个数量级,比油高 3 个数量级。另外,油的一个重要核磁性质是它的弛豫时间 T_1 或 T_2 与黏度及扩散系数的关系。对于不含

溶解气的原油,对数平均横向弛豫时间 $T_{2\log}$ 与黏度之间在双对数坐标上有线性关系。

对于含有溶解气的原油, D 则在一个范围内分布,而不是一个单一值,这时 D 的对数平均与黏度之间仍有线性关系。这个关系对于从核磁测井的 T_2 值求取油的黏度是非常重要的。

1.4 核反应特性

基于油、气、水中一些标志性元素的核反应特性,有可能区分储层的流体成分。目前可利用的核反应主要是与中子有关的核反应过程,包括中子活化、快中子非弹性散射和弹性散射,以及热中子俘获。相关的核特性参数主要包括以下几项。

1.4.1 次生 γ 射线能量

中子源发出的中子与周围介质可能发生不同的核反应,如中子活化、快中子非弹性散射和热中子俘获。不同元素在核反应过程中产生的次生子射线具有特征的能量,利用能谱分析便可以确定出周围介质中存在的元素及其含量。如果发现存在油、气、水中的标志性元素,如油气中的碳和水中的氧,则可以根据其多少做出油、气、水的评价。例如,非弹性散射过程中氧放出的 γ 射线的特征能量为 6.19 MeV,碳放出的 γ 射线特征能量为 4.42 MeV。

1.4.2 热中子俘获截面

当中子源放出的高能中子经减速变为热中子后,在扩散过程中逐渐被原子核吸收,不同元素吸收热中子的几率不同,可用俘获截面来度量。在地层水中溶解的氯离子的俘获截面比地层中常见的其他元素的俘获截面大得多,如表 2 所示。

表 2 某些元素的热中子俘获截面

Table 2 Capture section of thermal neutron in some elements

元 素	热中子俘获截面/(10^{-24} cm ²)
H	0.32
C	0.0045
O	小于 0.0009
Si	0.16
Al	0.22
Cl	33
Ca	0.42
Mg	0.06

当水中含有氯时,热中子在其中存在的时间将大大缩短。油气中不含有氯,因此,根据热中子

的寿命可以把水和油气区分开,特别是在高矿化地层水情况下,效果更为明显。

1.4.3 含氢指数

表示介质含氢量多少的参数,定义为标准状态下淡水的含氢指数为1。当水中溶解有盐时,溶液中的含氢密度减少,盐溶液的含氢指数随浓度 p (mg/L) 不同,可按式计算

$$HI = \rho_f(1 - p) \quad (8)$$

式中 ρ_f 为水溶液的密度。

大多数原油的含氢指数接近1。天然气的密度 ρ_h 小于 0.25 g/cm^3 时,其含氢指数近似等于 $2.2\rho_h$;当 ρ_h 大于 0.25 g/cm^3 时, HI 大约等于 $\rho_h + 0.3$ 。

1.5 热学性质

水和油、气的热学性质也存在差异,特别是与天然气差别更大。表3是水与油、气的比热容和热导率。

表3 油气水的比热容和热导率
Table 3 Specific heat capacity and heat conductivity of oil-gas-water

介 质	比热容 $c/(J \cdot kg^{-1} K^{-1})$	热导率 $\lambda/(W \cdot m^{-1} K^{-1})$
水	4 184	0.628
油	2 093	0.128
空气	1 004	0.026

1.6 声波传播速度

水、油和气的声波传播速度也存在差异,它们的纵波传播速度如表4。

表4 油、气、水的声波纵波传播速度
Table 4 The compressional wave-propagation velocity of acoustic wave in oil-gas-water

介 质	声波速度/(ms^{-1})
空气	330
甲烷	442
石油	1 070 ~ 1 320
水	1 530 ~ 1 620

上面列出的水、油和气之间的各种物理性质的差异,只是提供了人们寻找识别储层流体性质的一些原始基础。因为这里所列出的都是自由状

态下3种物质的物理性质,当他们存在于岩石孔隙中时,所形成的储层物理性质差异还和储层的岩性、孔隙结构等一系列因素有关。

2 复杂储层的油气水识别

2.1 缝洞型储层

在裸眼井中对储层含油性的评价,目前主要是依据岩石的电阻率。在复杂油气储层情况下,还不得不借助传统方法进行解释。据研究^[5,6],孔隙类型不同,地层因素 F 将有很大变化,也就是阿奇公式中的 m 值将不同。一般粒间孔隙岩石的 m 值,大约等于2。当地层中存在裂缝时, m 值将小于2,如果地层含有溶蚀洞和鲕穴状孔隙, m 值将大于2。为了说明 m 值对导电性的影响,不妨看一个简单例子。假定有一储层的地层水电阻率为 $0.1 \Omega \cdot m$,地层孔隙度为5%,地层含水饱和度为50%。此时,如果地层为一般的粒间孔隙, m 值为2,则地层电阻率为 $160 \Omega \cdot m$;如果地层的孔隙是裂缝-孔隙型或溶洞-孔隙型,则 m 值分别为1.2和3时,电阻率则分别为 $14.56 \Omega \cdot m$ 和 $3 200 \Omega \cdot m$ 。这时如果不了解孔隙结构,只根据电阻率显然得不出正确合理的解释结果。具有生产能力的碳酸盐岩储层,一般都具有复杂的双孔隙结构。这个问题人们早就认识到,并提出不同确定 m 值的方法^[5,7]。

利用常规测井方法能比较容易地划分出裂缝带和确定次生孔隙带的存在^[8],但是次生孔隙的类型却不易判断。近年来,利用微电阻率成像测井与常规测井相结合,使孔隙结构的划分和选取解释参数的研究更进了一步。

微电阻率成像测井的高分辨率和方位探测特性,能清楚地给出储层的非均质性。在21.59 cm (8 1/2英寸)直径井眼中微电阻率成像测井的井壁覆盖率达80%,在14.3 cm (5 5/8英寸)的井眼中覆盖率达100%。微电阻率成像测井仪的探测范围是冲洗带,因此根据每个纽扣电极测得的电阻率经过刻度后,可以按阿齐公式转换为每个电极探测范围的孔隙度值。这样,微电阻率成像测井图可以转变为孔隙度图像^[9]。然后把孔隙度图划分为一系列深度段(一般取15 cm为一段),对每个深度段沿井壁一周的孔隙度可以做出一个分布频率图。在图上呈单峰分布时,说明只存在骨架孔隙,如存在次生的裂缝或溶蚀孔洞时,将出现双峰。

频率分布图的面积相当于总孔隙度,一般裂缝造成的次生孔隙度较小,根据地区经验可以定出一个包括裂缝和骨架孔隙在内的一个孔隙度最大值 Φ_p 。如果总孔隙大于 Φ_p 则认为有孔洞孔隙存在,并给出如下形式确定 m 的经验公式^[10]

$$m = 2.0 + c \left(1 - \frac{\Phi_s}{\Phi_t} \right) (\Phi_t - \Phi_p) \quad (9)$$

式中 Φ_s 和 Φ_t 分别是经过泥质校正后的声波孔隙度和由中子-密度测井求出的总孔隙度;系数 c 是反映 m 随次生孔隙度变化的变化率,需根据地区的情况确定。文献[11]给出的 Φ_p 为7, c 为0.125。

2.2 低阻储层

低阻油气储层是指电阻率与周围水层,甚至泥岩层的电阻率接近的储层。因此在利用电阻率法对此类储层进行评价和孔隙流体性质识别时遇到了极大困难。低阻油气储层按成因可以划分为两大类:一类是由于孔隙结构和泥质等综合影响形成的高束缚水含量的含油气层;另一类是砂泥岩薄互层,表现为低阻的原因是由于已有的电阻率测井仪器的分辨率低和探测特性不完善造成的。这两类低电阻率储层的成因不同,因此,评价方法需要分开讨论。

关于砂泥岩薄互层,如果薄砂层的厚度在30 cm以上,可以通过提高测井曲线纵向分辨率的方法来解决,这方面已取得了许多经验^[12,13]。至于更薄的层,利用原有技术是解决不了的,而这个问题又是必须面对的。据近期地质统计学研究^[14-16],深水浊积岩的勘探对进一步的油气资源勘探具有十分重要的意义,世界油气储量的很大比例,有可能蕴藏在薄砂泥岩交互层中。这样的储层在电性上表现出明显的各向异性。高电阻含油砂岩和低阻的泥岩呈交互层时,顺层的方向表现出明显的低阻,垂直层面方向为高阻。而原有感应和侧向测井仪器只能测出并联状态的顺层电阻率。为了解决这个问题,近年来对储层各向异性研究成为一个热门课题,提出了不少方法。例如,利用感应测井和普通电阻率测井相结合、利用阵列感应与阵列侧向测井相结合、利用高频随钻测井、利用微电阻率成像测井等。直到最近,研制出新的多分量感应测井仪^[17,18],为解决这个问题提供一种新的更直接的有效手段。这种仪器包括3个互相垂直的发射线圈和3个互相垂直的接收

线圈,它既可以测量常规感应测井仪所测量的平行井轴分量 H_{zz} ,还可以测量垂直井轴的两个分量 H_{xx} 和 H_{yy} ,以及两个交叉分量 H_{xy} 和 H_{xz} 。对这些数据进行反演可以得到垂直和平行层面的电阻率,大大提高了薄互层中含油砂岩饱和度的解释精度。

对于孔隙结构复杂的含泥质低电阻砂岩储层的油水识别,是另一类性质的问题。它不是由电阻率测量技术引出的问题,而是储层导电机制不能正确描述的问题。为了解决这类储层的评价,先后已有多种导电模型问世。20世纪70年代后期Clavier提出的双水(粘土水和自由水)导电模型,得到较广泛的应用,但是用于解释低阻油气层并没有得到满意结果。中国石化胜利油田以大量实验研究为基础,提出了一个可动水解释模型^[19,20],对于低阻油气层的识别与评价取得一定效果。但是,这个方法需要有相当多岩心实验作为基础,在获得准确束缚水含量数据情况下,可以获得好的效果。自20世纪80年代后期,国内外大量的实验数据和实际测井资料显示,除了粘土水和自由水之外,微毛细管孔隙的束缚水对储层导电性的影响也应该单独加以考虑^[21]。3种孔隙水导电模型已逐渐被人们接受。特别是近年来核磁测井的大量应用,为确定3种水的相对含量提供了手段。该模型的进一步完善将会进一步提高低阻泥质砂岩油气层的定性识别和定量评价精度。

3 核磁测井确定储层流体性质的进展

自新一代核磁测井仪于20世纪90年代初问世以来,利用核磁测井识别流体性质的研究,也相继展开并取得了一些进展,目前还在不断深入。早期的流体识别是利用油气水纵向弛豫时间 T_1 的差异,采用不同等待时间 T_w 进行观测,然后取两次观测的 T_2 谱差值来实现,所以这个方法被称为差谱法^[11]。等待时间 T_w 是指两个相邻CPMG脉冲序列之间的间隔时间。因为在一个CPMG脉冲序列结束之后,磁极化的原子核恢复到原始热平衡状态需要一段时间,油、气、水中的氢元素由于它们存在状态不同,恢复到热平衡状态需要的时间不同,这个时间由纵向弛豫时间 T_1 表示。如果 T_w 时间不够长,总的信号强度将减弱,减弱因子等于 $1 - e^{-T_w/T_1}$ 。可以看出, T_w 大约等于3~5

倍 T_1 , 减弱因子将接近于 1。差谱法就是利用储层岩石孔隙中油气水的 T_1 差别。天然气和油的 T_1 值大于水的 T_1 值, 一般情况下天然气比油的 T_1 值还大些。观测时, 长等待时间 T_{WL} 应选择大于天然气的 T_1 值, 短等待时间 T_{WS} 应小于天然气和油的 T_1 值, 但要大于水的 T_1 值的 3 倍。只有 T_{WL} 和 T_{WS} 选择合适, 根据 T_2 谱的差值才有可能把油气信号与水的信号区别开。

由于核磁测井信号的噪声水平相当高, 有时差值的有用信号和噪声处于相同数量级。为解决这一问题提出所谓时间域分析法。它不是对 T_2 谱进行差值运算, 而是对长短等待时间 T_{WL} 和 T_{WS} 观测的自旋回波原始衰减曲线进行相减, 然后再反演成 T_2 谱。

根据油、气、水的扩散系数不同, 利用改变回波脉冲间隔的观测方式, 发展了一种识别流体性质的移谱法^[4]。天然气的扩散系数最大, 水次之, 油的扩散系数最小, 它们之间大约差一个数量级。扩散对于横向弛豫的影响取决于磁场梯度 G 、扩散系数 D 和回波间隔 T_E , 如式(5)所示。由于扩散作用使 T_2 谱向减小方向偏移, 当采用长短两个回波间隔 T_{EL} 和 T_{ES} 观测时, 在 T_2 谱上油、气和水信号的偏移将不同, 扩散系数越大, 偏移越大。

另一个利用扩散系数识别油水的方法称为强化扩散法(EDM)^[4]。它采用长回波间隔 T_{EL} 进行长短两个等待时间 T_{WL} 和 T_{WS} 进行观测。当油和水的纵向弛豫时间 T_1 差别很小时, 利用差谱法将没有效果。但是, 此时如果油的扩散系数比水的扩散系数大些, 在足够大的 T_E 情况下油水仍可区分。我们知道储层孔隙中水的横向弛豫时间可以表示为

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} = \frac{1}{T_{2int}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (10)$$

式中 $\frac{1}{T_{2B}}$ 表示水的体积弛豫, 通常很小, 把它和表面弛豫一项结合起来, 称为固有弛豫 $\left(\frac{1}{T_{2int}}\right)$ 。可以看出, 在任何情况下, 水的横向弛豫时间 T_2 都不可能大于 T_{2D} 。这样, 在 T_2 谱上任何大于 T_{2D} 的信号都是由油产生的。但是不能排除小于 T_{2D} 的信号中也包括油的信号。因此要正确解释强化扩散法结果, 需要配合实验室对油样的分析数据。

从前面的讨论看出, 扩散特性测量是区分井

壁附近岩石中流体性质的重要手段。现有的方法是通过改变 CPMG 脉冲序列的回波间隔来探测扩散影响。当增大回波间隔时, 高扩散系数会导致信号较快地衰减。因此, 实际应用中面临两个问题, 一是 T_2 反演结果具有一个分布范围, 各种流体的 T_2 谱有时会重合, 另一个是增大回波间隔, 会导致信号强度减弱, 信噪比降低, 并且长短回波间隔采集的回波数不同, 噪声将造成两个 T_2 分布的系统误差。针对这些问题产生了一种称为剪辑扩散法^[22], 这项技术是在正常的短回波间隔 CPMG 序列之前, 加上一个对扩散敏感的短的剪辑序列。最简单剪辑序列由 3 个间隔相当大的脉冲构成。这个脉冲序列在起始时间就对信号受扩散作用影响的幅度降低, 进行了剪辑。后面的脉冲序列是对剪辑后的信号幅度和 T_2 分布进行探测。

剪辑扩散法的基本概念可以由图 2 说明, 第一个序列为常规的短回波间隔 CPMG 序列, 第二个序列的前两个回波间隔为 T_{Elong} , 后面就和第一个序列一样。起始时间 t_d 用来表达扩散系数剪辑信号幅度。在 t_d 之后, 两个序列观测信号的相对幅度, 取决于 t_d 时间间隔内扩散引起的衰减大小。即两个序列的幅度比只和扩散系数有关。因为表面弛豫和体积弛豫在 t_d 期间的影响是相同的。因此, 大于 t_d 后的信号可以由下式给出

$$M(T_{Elong}, t) \approx \int \int dD dT_2 f(D, T_2) e^{-\frac{t}{T_2}} \exp\left\{-\frac{1}{6} r^2 G^2 D T_{Elong}^3\right\} \quad (11)$$

从式中看到, 积分方程的核分为两部分: e^{-t/T_2} 只

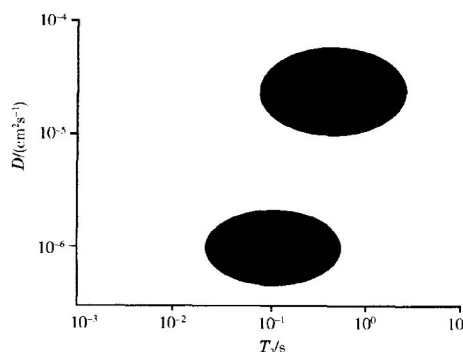


图 2 剪辑扩散法脉冲序列示意图

Fig.2 The scheme of pulse train of diffusion-editing method

和观测时间 t 及 T_2 有关; $\exp\left\{-\frac{1}{6}r^2G^2DT_{\text{Elong}}^3\right\}$ 只和 T_{Elong} 及 D 有关。通过测量不同起始回波间隔 T_{Elong} , 则可以分别提取出扩散系数 D 和横向弛豫时间 T_2 。在实际测量中, t_d 以后的回波间隔取得尽量短, 可以得到最佳信噪比和减小扩散对 T_2 值的影响。当采用两个不同起始回波间隔(图 2), 则可以对每一个弛豫时间 T_2 提取出一个平均扩散系数 D 。如果记录多个不同起始回波间隔, 则可以对每一个 T_2 得到一个 D 的分布, 这样就得到一个完整的 $D-T_2$ 图。这个方法也叫做二维核磁测井反演。图 3 是 $D-T_2$ 图的一个例子。可以看出, 在 T_2 轴上水和油是互相重叠的, 而在 D 轴上, 两者区分很明显。

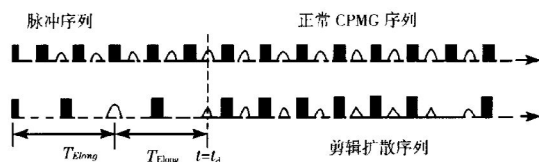


图 3 剪辑扩散法二维反演结果示意图

Fig.3 The scheme of 2-D inverse modeling of diffusion-editing method

4 结语

油气地球物理测井方法理论和技术始终是在能源需求的强大动力推动下不断向前发展。随着勘探领域的不断扩大, 一些新的复杂储层类型不断出现, 使得已有的技术手段不能满足需要。本文扼要的讨论了识别裂缝-孔洞储层和低电阻油气储层含流体性质面临的问题和近年取得的一些进展。可以看出, 解决问题的主要思路应该是: 充分分析造成问题的物理实质和可能存在的物理性质差异; 充分发掘现有方法的潜力, 并注意综合应用; 探索可利用的新的物理参数, 建立新的方法。

参 考 文 献

- 1 李舟波. 钻井地球物理勘探[M]. 北京: 地质出版社, 1995. 58~68
- 2 吴海燕, 朱留方. 成像、核磁共振测井在埕北裂缝性储层评价中的应用[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 45~48
- 3 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, 1987. 56~64
- 4 Dunn K J. Nuclear magnetic resonance petrophysical and logging application[M]. New York: Elsevier Science Ltd, 2002. 43~164
- 5 Doveton J H. 地下地质测井分析的原理与计算机方法[M]. 李舟波, 译. 北京: 地质出版社, 1989. 14~18
- 6 李秋实, 周荣安, 张金功, 等. 阿尔奇公式与储层孔隙结构的关系[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(4): 364~367
- 7 Watfa M, Nurmi R. Calculation of saturation, secondary porosity and producibility in complex middle east carbonate reservoir, paper CC, in: 28th Annual Logging Symposium Transactions[C]. Houston: Society of Professional Well Log Analysts, INC, 1987
- 8 李舟波, 潘薇芝, 沈金松. 塔东北碳酸盐岩裂缝性储层测井解释方法[A]. 见: 贾润霄. 中国塔里木盆地北部油气地质研究(第三辑)[C]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1991. 195~206
- 9 Tyagi A K, Bhaduri A. Porosity analysis using borehole electrical images in carbonate reservoirs, paper KK, in: 43rd Annual Logging Symposium Transactions[C]. Houston: Society of Professional Well Log Analysts, INC, 2002
- 10 Kochipa O, Viro E. A saturation model for complex carbonates in Mexico, paper YY, in: 43rd Annual Logging Symposium Transactions[C]. Houston: Society of Professional Well Log Analysts, INC, 2002
- 11 Akkurt R, Vinegar H J, Tutunjian P N, et al. NMR logging of natural gas reservoirs[J]. The Log Analyst, 1996, 37(5): 33~42
- 12 刘光鼎, 李幼铭, 吴永刚, 等. 陆相油储地球物理学导论[M]. 北京: 科学出版社, 1998. 20~49
- 13 斯仑贝谢公司. 薄储层测井解释方法[M]. 张义元, 张曦, 译. 北京: 石油工业出版社, 1993. 14~20
- 14 Penttill H S. Worldwide turbidite E&G: a globally immature play with opportunities in stratigraphic traps[J]. SPE49245, 1998
- 15 Fuagitt D S, Florstedt J E, Herricks G J, et al. Production characteristics of sheet and channelized turbidite reservoirs, Garden Banks 191, Gulf of Mexico[J]. The Leading Edge, 2000, 19(4): 356~369
- 16 Montgomery S L, Moore C. Subsalt play, Gulf of Mexico: a review[J]. AAPG Bull, 1997, 81: 871~896
- 17 Kriegshauser B, Fanini O, Forgang S, et al. A new multi-component induction logging tool to resolve anisotropic formations, paper D, in: 41st Annual Logging Symposium Transactions[C]. Houston: Society of Professional Well Log Analysts, INC, 2000
- 18 Yu L, Fanini O N, Kriegshauser B F, et al. Enhanced evaluation of low-resistivity reservoirs using multi-component induction log data[J]. Petrophysics, 2001, 42(6): 611~623
- 19 曾文冲. 油气藏储集层测井评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991. 92~146
- 20 曾文冲, 欧阳健. 测井地层分析与油气评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987. 200~218
- 21 李舟波, 莫修文, 王谦, 等. 塔里木盆地低阻油气储层导电模型的建立与应用[A]. 见: 中国地质学会. “九五”全国地质科技重要成果论文集[C]. 北京: 地质出版社, 2000. 761~763
- 22 Hurlimann M D, Venkatalaman L, Flaum C, et al. Diffusion-editing: new NMR measurement of saturation and pore geometry, paper FFF, in: 43rd Annual Logging Symposium Transactions[C]. Houston: Society of Professional Well Log Analysts, INC, 2002