

文章编号: 1000-0747(2016)02-0244-09 DOI: 10.11698/PED.2016.02.10

核磁共振测井构建水谱法流体识别技术

胡法龙^{1,2}, 周灿灿^{1,2}, 李潮流^{1,2}, 徐红军^{1,2}, 周凤鸣³, 司兆伟³

(1. 中国石油勘探开发研究院; 2. 中国石油天然气股份有限公司测井重点实验室; 3. 中国石油冀东油田公司)

基金项目: 国家油气重大专项“复杂储集层油气测井解释理论与处理技术”(2011ZX05020-008);
中国石油天然气集团公司测井基础研究项目(2014A-3910)

摘要: 基于对现有核磁共振测井流体识别方法局限性的分析, 提出了一种核磁共振测井构建水谱流体识别新方法。由于受到流体性质和孔隙结构两个关键因素的影响, 目前常用的差谱法和移谱法核磁共振测井流体识别方法流体识别能力受到很大的局限, 导致流体识别符合率较低。构建水谱法流体识别技术采用现有核磁共振测井的采集模式, 利用长等待时间、短回波间隔模式下测量的 T_2 (横向弛豫时间) 谱信息构建完全含水状态下长等待时间、长回波间隔模式下的 T_2 谱, 通过对比测量 T_2 谱和构建水谱之间的差异确定储集层的流体类型。通过对南堡凹陷油层、油水同层、水层、气层、低电阻率油层的识别实例, 证明该方法消除了孔隙结构导致的流体识别符合率较低问题, 提高了核磁共振测井流体识别能力, 对于复杂储集层流体性质识别和评价具有广阔应用前景。图 7 参 10

关键词: 核磁共振测井; 水谱法; 流体识别技术; 复杂储集层; 流体识别符合率

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Water spectrum method of NMR logging for identifying fluids

HU Falong^{1,2}, ZHOU Cancan^{1,2}, LI Chaoliu^{1,2}, XU Hongjun^{1,2}, ZHOU Fengming³, SI Zhaowei³

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 2. PetroChina Well Logging Key Lab, Beijing 100083, China; 3. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan 063004, China)

Abstract: A new fluid identification method by constructing water spectrum based on NMR logging was put forward after the limitations of existing nuclear magnetic resonance (NMR) fluid identification methods were analyzed. At present, differential spectrum method (DSM) and shifted spectrum method (SSM) of NMR logging are commonly used fluid identification methods. Due to the effects of fluid properties and pore structures, however, their coincidence rates of fluid identification are lower. A new fluid identification method named water spectrum construction method was developed in this study. Based on the existing acquisition mode of NMR logging, T_2 (transverse relaxation time) spectrum of long waiting time and long echo spacing in completely watered conditions was constructed from the T_2 spectrum which was measured in the mode of long waiting time and short echo spacing. And then, the types of fluids in reservoirs were identified by comparing the measured T_2 spectrum with the constructed water spectrum. This new method was applied in Nanpu sag, Bohai Bay Basin for identifying oil layers, oil-water layers, water layers, gas layers and low-resistivity oil layers. It is demonstrated that based on the water spectrum construction method, the coincidence rate of fluid identification caused by pore structures is increased and fluid identification capacity of NMR logging is improved. Water spectrum construction method is prospective for fluid identification and evaluation of complex reservoirs.

Key words: NMR logging; water spectrum method; fluid identification technique; complex reservoirs; fluid identification coincidence rate

0 引言

核磁共振测井是目前重要的非电法流体性质识别方法, 可提供孔隙度、渗透率和束缚水含量等重要的储集层和流体参数信息^[1]。差谱法和移谱法是目前常用的核磁共振测井流体识别方法, 由于孔隙结构和流体性质双重因素影响, 上述两种方法均存在一定局限性, 导致现有核磁共振测井流体识别能力较低^[1-2]。最新的

二维核磁共振测井技术可测量横向弛豫时间 T_2 、流体扩散系数 D 及纵向弛豫时间 T_1 , (T_2, D) (T_2, T_1) 二维核磁共振测井可消除孔隙结构对流体识别的影响, 提高核磁共振测井流体识别能力, 但实现二维核磁共振测井需诸多条件, 如设计核磁共振测井新模式, 研发二维反演处理算法、处理软件以及流体识别解释方法, 其实现与应用均存在较大难度。本文提出了一种新的核磁共振测井流体识别方法, 仅依靠现有仪器

且无需设计新的脉冲序列, 采用现有核磁共振采集模式进行数据采集, 利用长等待时间、短回波间隔模式测量的 T_2 谱信息构建完全含水状态下长等待时间、长回波间隔模式下的 T_2 谱(以下简称水谱), 通过比对测量 T_2 谱和构建水谱之间的差异确定储集层的流体性质。该方法有效消除了孔隙结构这一关键因素对流体识别的影响, 极大地提高了核磁共振测井流体识别能力, 对于复杂储集层流体性质识别和评价具有一定借鉴意义。

1 现有核磁共振测井流体识别方法局限性

核磁测井利用 CPMG(Carr, Purcell, Meiboom, Gill) 脉冲序列获得孔隙流体的横向弛豫时间 T_2 , T_2 可以表示为自由弛豫、表面弛豫和扩散弛豫 3 种弛豫机理的综合贡献^[1], 即:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D(\gamma GT_E)^2}{12} \quad (1)$$

由(1)式可知, 横向弛豫时间 T_2 受储集层孔隙结构(S/V)和流体性质(D)双重因素影响, 对于测井解释而言, 这两种因素的影响既导致核磁共振测井孔隙结构评价结果不准确, 也导致流体性质识别能力下降。以常用的差谱法为例, 当存在大孔径水层时, 短等待时间内无法完全磁化地层水, 导致水层存在差谱而误解释为油层信息。差谱法仅能用于轻质油识别。移谱法依据流体的扩散系数进行流体性质识别, 主要对中等黏度的原油进行识别, 以哈里伯顿公司的模块 DIFAN 为例, 该模块采用交会图法进行含油饱和度评价, 需输入较多储集层和流体参数, 如烃与水的黏度、温度及压力等信息。肖立志曾指出^[1-2], DIFAN 模块算法理论上并不成立。二维核磁共振测井能够实现孔隙介质内油、气、水信号分离, 但二维核磁的实现过程较为繁琐, 需设计二维核磁测井采集模式(如 Diffusion Editing 脉冲序列)反演处理算法和流体识别方法。

2 核磁共振测井构建水谱法原理

核磁共振测井流体识别的关键是消除孔隙结构因素对流体识别的影响, 孔隙结构信息 S/V 由储集层本身决定, 而流体扩散系数 D 与孔隙流体性质相关, 相比于前者, 扩散系数的确定较为简单, 在实验室内即可准确测量。

对于油而言, 其扩散系数 D_o 与黏度及温度有关, 可用下式计算^[1,3-7]:

$$D_o = \frac{C(T+273.15)}{298\mu} \quad (2)$$

水的扩散系数 D_w 仅与温度有关, 可用下式计算:

$$D_w = 1.0413 + 0.03928T + 0.00040318T^2 \quad (3)$$

气体扩散系数 D_g 与密度 ρ 和温度 T 有关, 可用下式计算:

$$D_g = 0.085 \frac{(T+273.15)^{0.9}}{\rho} \quad (4)$$

3 种流体的扩散系数大小为 $D_g > D_w > D_o$, 3 者分布不同的量级范围内。相较而言, 水的分子成分单一, 可利用实验室的核磁共振心分析仪准确测量其扩散系数值。

当孔隙介质中流体完全为水时, 在长等待时间(例如 T_{w1} 为 12.988 s) 短回波间隔(例如 T_{Es} 为 0.9 ms) 测量模式下, 测井获得横向弛豫时间 $T_{2,ws}$ 可以表示为:

$$\frac{1}{T_{2,ws}} = \frac{1}{T_{2B,w}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_w(\gamma GT_{Es})^2}{12} \quad (5)$$

长等待时间、长回波间隔测量模式下, 所得横向弛豫时间 $T_{2,w1}$ 可表示为:

$$\frac{1}{T_{2,w1}} = \frac{1}{T_{2B,w}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_w(\gamma GT_{E1})^2}{12} \quad (6)$$

对于水、气、轻质油及中等黏度原油, 相比于表面弛豫(通常为几毫秒), 自由弛豫时间较长, 其数值约为几秒, 通常可忽略。对于常用的 MRIL-Prime 测井仪器, 若水扩散系数 D_w 为 $(2.5 \sim 6.0) \times 10^{-8} \text{ cm}^2/\text{ms}$, 当采用短回波间隔(T_{Es} 为 0.9 ms) 测量时, 扩散弛豫时间 $\frac{12}{D_w(\gamma GT_{Es})^2}$ 为 1 193.8~2 865.1 ms; 采用长回波间隔(T_{E1} 为 3.6 ms) 测量时, 扩散弛豫时间为 74.6~179.1 ms。相比于表面弛豫, 可忽略短回波间隔下的扩散弛豫贡献。与水类似, 短回波间隔下的气和轻质油及中等黏度原油扩散时间较长(数值通常为几秒), 与砂岩的表面弛豫时间相比可忽略不计。

水在短回波间隔下的横向弛豫时间为:

$$\frac{1}{T_{2,ws}} = \frac{1}{T_{2B,w}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_w(\gamma GT_{Es})^2}{12} \approx \rho_2 \frac{S}{V} \quad (7)$$

水在长回波间隔下的横向弛豫时间为:

$$\frac{1}{T_{2,w1}} = \frac{1}{T_{2B,w}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_w(\gamma GT_{E1})^2}{12} \approx \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_w(\gamma GT_{E1})^2}{12} \quad (8)$$

气在短回波间隔下的横向弛豫时间为:

$$\frac{1}{T_{2,gs}} = \frac{1}{T_{2B,g}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_g(\gamma GT_{Es})^2}{12} \approx \rho_2 \frac{S}{V} \quad (9)$$

气在长回波间隔下的横向弛豫时间为：

$$\frac{1}{T_{2,gl}} = \frac{1}{T_{2B,g}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_g(\gamma GT_{El})^2}{12} \approx \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_g(\gamma GT_{El})^2}{12} \quad (10)$$

轻质油及中等黏度原油在短回波间隔下的横向弛豫时间为：

$$\frac{1}{T_{2,os}} = \frac{1}{T_{2B,o}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_o(\gamma GT_{Es})^2}{12} \approx \rho_2 \frac{S}{V} \quad (11)$$

轻质油及中等黏度原油在长回波间隔下的横向弛豫时间为：

$$\frac{1}{T_{2,ol}} = \frac{1}{T_{2B,o}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_o(\gamma GT_{El})^2}{12} \approx \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D_o(\gamma GT_{El})^2}{12} \quad (12)$$

长等待时间、长回波间隔模式下的回波可以用下式表示：

$$M_{T_{El}, T_{Wl}} \approx \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} \quad (13)$$

对比(7)——(12)式可见，与长等待时间（例如 T_{Wl} 为 12.988 s）短回波间隔（例如 T_{Es} 为 0.9 ms）模式相比，在长等待时间、长回波间隔（例如 T_{El} 为 3.6 ms）模式测量时，仅扩散弛豫发生变化，可以利用长等待时间、短回波间隔模式测量的 T_2 谱模拟长等待时间长回波间隔的回波信息。将长等待时间短回波间隔模式的测量结果代入(13)式中可以得到构建水谱的回波大小，即：

$$M_{T_{El}, T_{Wl}} \approx \sum_i M_i e^{-t \left[\frac{1}{T_{2,ws,i}} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} \approx \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} \quad (14)$$

将长等待时间长回波间隔测量的回波串与构建水谱的回波串进行差谱处理，即：

$$\Delta M_t = \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} + \varepsilon_t - \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} \quad (15)$$

差谱 ΔM 的数值与储集层的流体性质有关，将差谱 ΔM 采用多指数反演算法进行处理可得差谱 T_2 分布（可用 ΔT_2 表示），即为所识别的流体 T_2 谱分布。

当储集层为水层时，测量回波串和构建水谱回波串进行差谱处理可以表示为：

$$\Delta M_t = \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} + \varepsilon_t -$$

$$\sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} = \varepsilon_t \quad (16)$$

此时利用多指数反演处理可得差谱信号为 $\Delta T_{2,w}=0$ 。

当储集层为气层时，由于气的扩散系数远大于水的扩散系数，此时测量谱回波串幅度应小于构建水谱回波串幅度，测量回波串和构建水谱回波串进行差谱处理可以表示为：

$$\Delta M_t = \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_g(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} + \varepsilon_t - \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} \quad (17)$$

此时对 $-\Delta M_t$ 进行多指数反演处理可得完全含气 T_2 谱（以下简称气谱） $\Delta T_{2,g}$ 分布。

当储集层流体为轻质油及中等黏度原油时，对于常用轻质油测井模式 D9TWE3，测量回波串和构建水谱回波串进行差谱处理可表示为：

$$\Delta M_t = \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_o(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} + \varepsilon_t - \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} \quad (18)$$

此时， ΔM_t 回波串的第 1 个时刻回波幅度 $\Delta M_1 > 0$ ，且 ΔM_t 的标准差 $\sigma(\Delta M_t) > \delta$ ，将 ΔM_t 进行反演处理可得差谱结果，即为完全含油 T_2 谱（以下简称油谱） $\Delta T_{2,o}$ 。当储集层流体为黏度较大的稠油时，原油的自由弛豫不可忽略，测量回波串和构建水谱回波串进行差谱处理可表示为：

$$\Delta M_t = \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_o(\gamma GT_{El})^2}{12} + \frac{1}{T_{2B,o,i}} \right]} + \varepsilon_t - \sum_i M_i e^{-t \left[\rho_2 \frac{S_i}{V_i} + \frac{D_w(\gamma GT_{El})^2}{12} \right]} \quad (19)$$

对于稠油，若采用轻质油的测井模式 D9TWE3，构建水谱与测量谱差异较小，流体识别难度较大。应采用更长的回波间隔进行测井资料采集，并结合电阻率方法提高流体识别符合率。

将上述回波串的差异数据利用反演算法转化为 T_2 谱，通过差异大小确定油谱、气谱，为了对储集层流体性质定量计算与评价，可以利用下式求取视油、气饱和度：

$$S_o' = \sum_i \Delta T_{2,i} / I_{H,o} \phi_{NMR} \quad (20)$$

$$S_g' = \sum_i \Delta T_{2,i} / I_{H,g} \phi_{NMR} \quad (21)$$

在实际测井数据的应用中，将实验室测定的该地

区的油、气含氢指数代入上式，这样求取的饱和度结果更接近真实值。由于构建水谱法求得的含油饱和度属于视含油饱和度，其结果小于储集层的真实含油饱和度，在进行油层、油水同层、含油水层、含水油层等油层级别划分时，结合试油资料可得到更准确的结果，同时注意不同回波间隔下构建水谱的视含油饱和度计算结果存在一定差异。

3 应用实例

渤海湾盆地南堡凹陷（见图 1）发育河流、三角洲和下水扇等多种沉积相，各沉积相带互相叠置，储集层岩性、物性变化快，大量低电阻率油层的存在使利用常规测井进行流体性质识别难度很大^[8]。笔者在上述理论研究基础上，应用核磁共振测井仪 MRIL-Prime 对该凹陷进行构建水谱流体识别方法验证。该地区储集层条件下原油属轻质油，平均黏度为 4 mPa·s。根据设计要求进行 D9TWE3 模式测井，该模式可以同时测量双等待时间模式、双回波间隔模式以及泥质束缚水模式下共 5 组数据，可实现双等待时间差谱法和双回波间隔移谱法流体识别。具体参数如下，A 组： $T_{W1}=12.988\text{ s}$ ， $T_{Es}=0.9\text{ ms}$ ，回波个数 500；B 组： $T_{Ws}=1\text{ s}$ ， $T_{Es}=0.9\text{ ms}$ ，回波个数 500；C 组： $T_{Wc}=0.02\text{ s}$ ， $T_{Ec}=0.6\text{ ms}$ ，回波个数 20；D 组： $T_{W1}=12.988\text{ s}$ ， $T_{E1}=3.6\text{ ms}$ ，回波个数 125；E 组： $T_{Ws}=1\text{ s}$ ， $T_{E1}=3.6\text{ ms}$ ，回波个数 125。

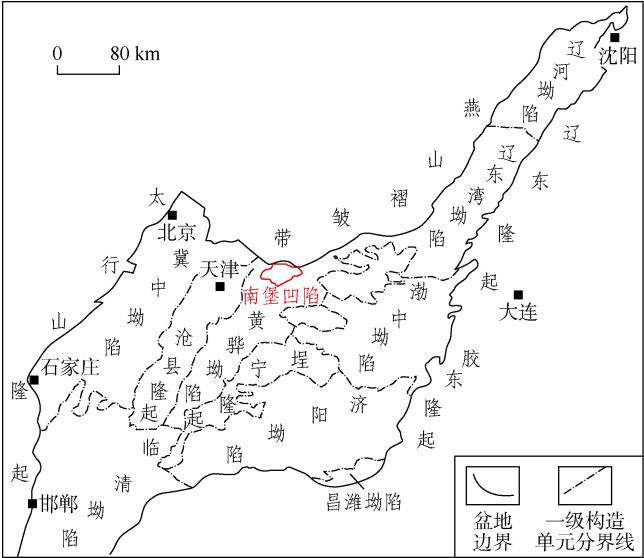


图 1 研究区区域构造位置图

3.1 水层识别

南堡凹陷 A 井 2 769.6~2 785.3 m 储集层段的平均孔隙度为 20.5%，试油证实该层为水层，日产水 7.4 m³。根据上述构建水谱原理，水层不会出现差谱信号，测量谱与构建水谱分布范围和幅度几乎一致。对比图 2 中第 7 道的测量谱（长回波间隔 T_2 谱）与第 8 道的构建水谱可知，测量谱与构建水谱不存在差谱信号，即 $\Delta T=0$ ，验证了构建水谱方法的正确性，为该方法在油气层的应用奠定了理论基础。

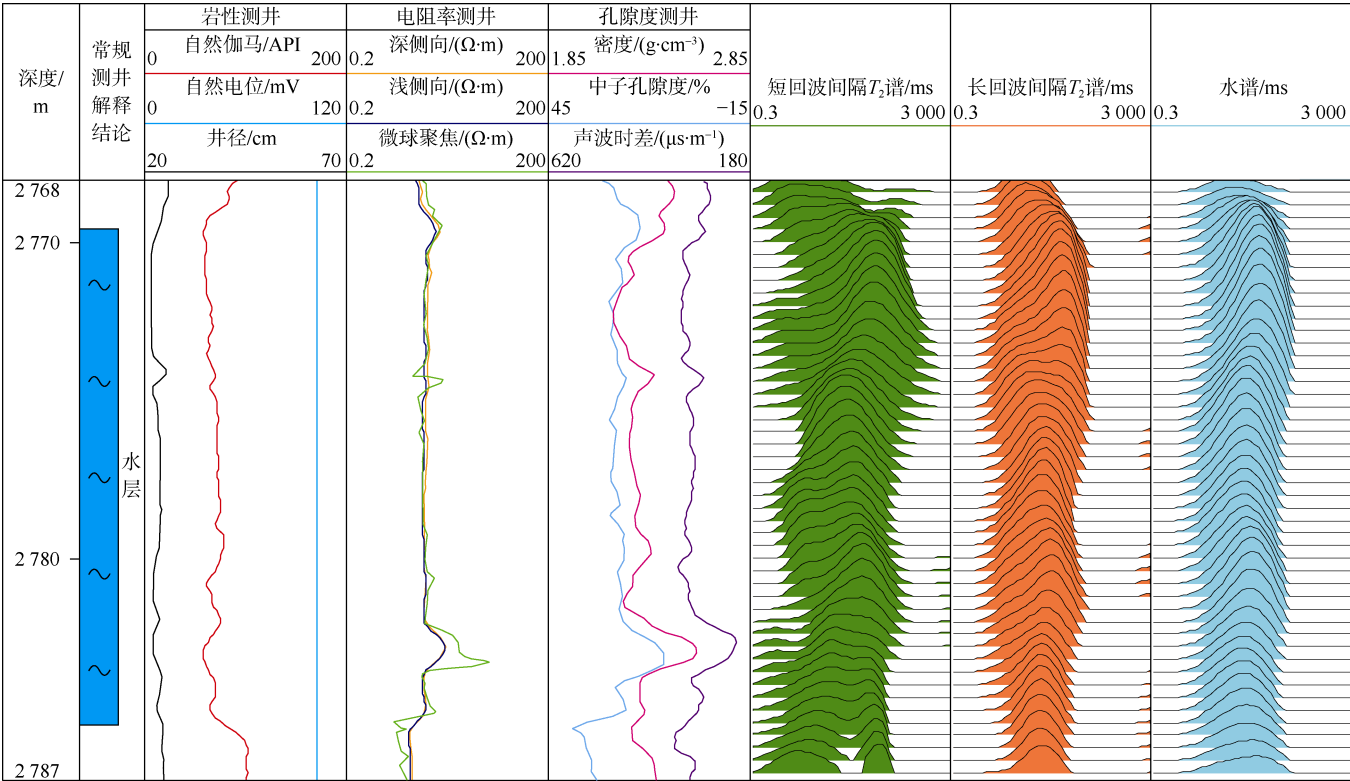


图 2 南堡凹陷 A 井 2 768~2 787 m 井段构建水谱法水层识别结果

3.2 油层识别

南堡凹陷 B 井 2 955.7~2 971.4 m 储集层段的孔隙度平均值为 24.1%。对比图 3 中第 7 道的长回波间隔测量谱和第 8 道的构建水谱,构建水谱与测量谱差异明显,且测量谱左移明显小于构建水谱,这表明该层流

体的扩散系数小于水的扩散系数。构建水谱与测量谱的差谱为油谱,通过计算可得该层的视含油饱和度为 19.2%,根据本区域构建水谱的油层划分标准($S_o'>15\%$ 为油层)可以确定该层为油层,试油证实该层初期日产原油 99 t,构建水谱的流体识别结果与试油结论一致。

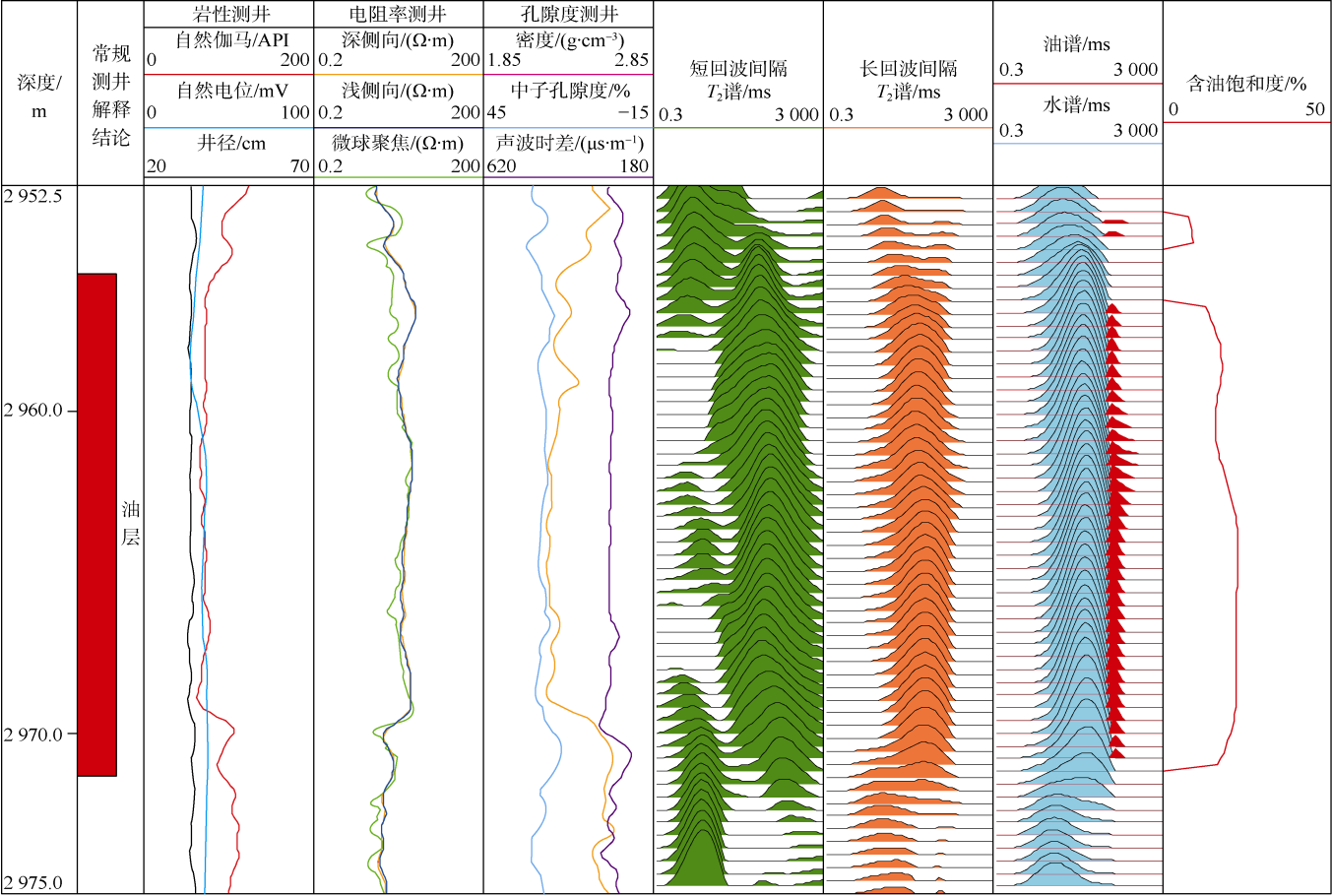


图 3 南堡凹陷 B 井 2 952.5~2 975.0 m 井段构建水谱法油层识别结果

3.3 油水同层识别

图 4 为构建水谱流体识别技术在油水同层中应用情况,南堡凹陷 C 井 2 628.1~2 652.5 m 储集层段的孔隙度约 24.6%。对比第 7 道和第 8 道可知,该层上部层段(2 628.1~2 638.1 m)构建水谱与测量谱差异明显,测量谱移动程度明显小于构建水谱,即储集层流体的扩散系数小于水的扩散系数,故构建水谱和测量谱的差谱为油谱,该层下部层段(2 638.1~2 652.5 m)构建水谱与测量谱一致,可以确定该段为水层。综合上下两段构建水谱法分析结果,确定该层为油水同层,与电阻率曲线对比来看,构建水谱法确定的油水界面更加清晰。经试油证实,该层日产油 7.5 t,日产水 55 m³,构建水谱的流体识别结果与试油结论一致。

3.4 气层识别

图 5 为构建水谱流体识别技术在气层中应用情况,

南堡凹陷 D 井某层段(2 382.8~2 385.4 m)孔隙度为 13.7%。对比第 7 道和第 8 道可见,构建水谱与测量谱之间存在明显差异,测量谱的移动程度明显大于构建水谱,且 $\sigma(\Delta M_t)>\delta$,由此可知储集层流体扩散系数明显大于水的扩散系数,故构建水谱与测量谱的差谱信号为气谱,经试油证实,该层日产气 4.5×10^4 m³,构建水谱的流体识别结果与试油结论一致。对于气层识别,需要注意的是,当含气饱和度较低时,构建水谱的识别效果不明显,需结合其他测井资料以提高低饱和度和气层的流体识别准确率。

3.5 低电阻率油层识别

低电阻率油层指同一油水系统内油层与纯水层的电阻率之比(即电阻率增大率 I)小于 2 的油层,造成油层低电阻率的因素主要包括束缚水含量高、黏土附加导电、油水层的地层水矿化度差异较大等。由图 6

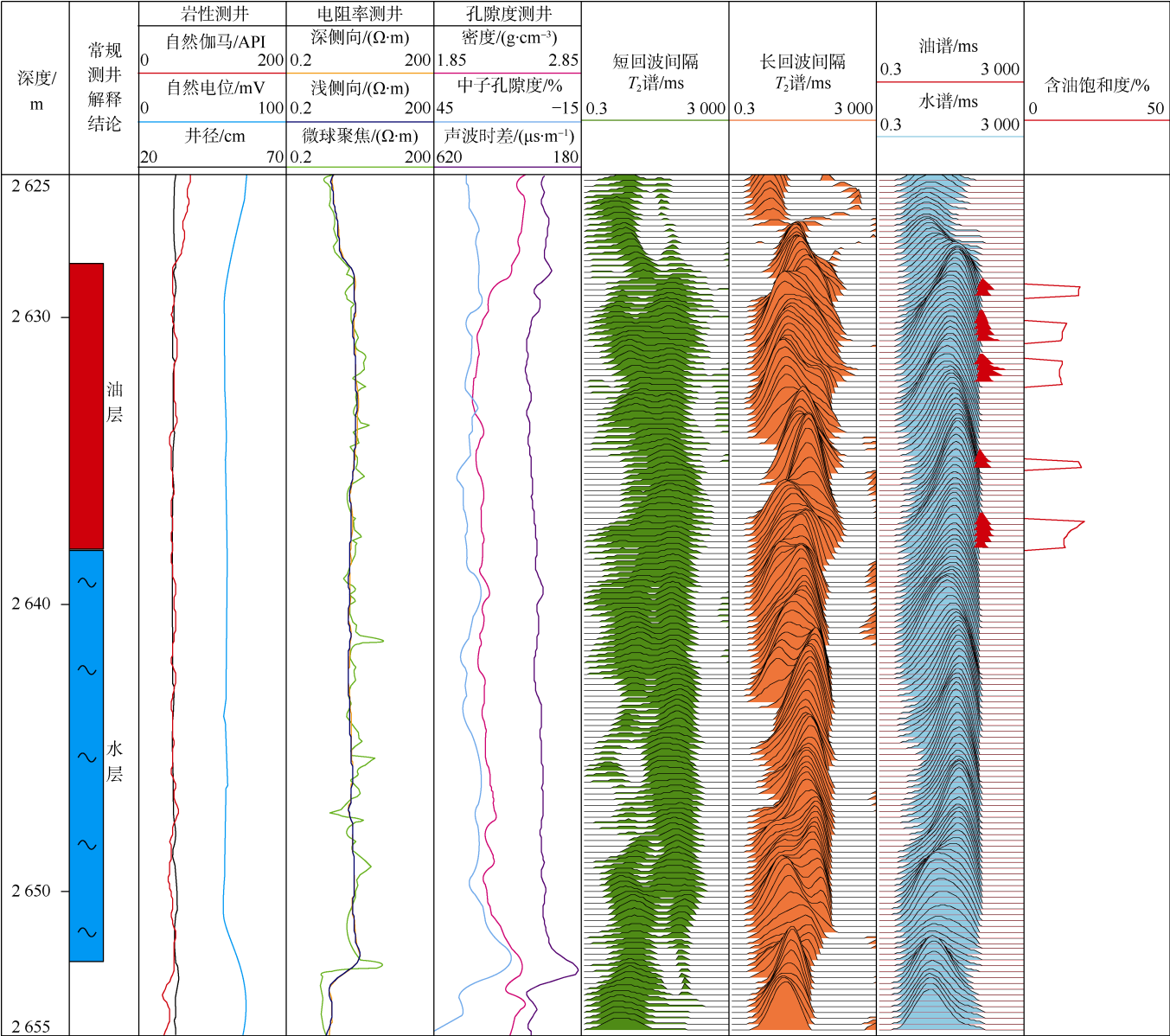


图 4 南堡凹陷 C 井 2 625~2 655 m 井段构建水谱法油水同层识别结果

可见，南堡凹陷 E 井 3 055.1~3 063.9 m 层段电阻率平均值为 $3\ \Omega\cdot\text{m}$ ，采用阿尔奇公式进行流体评价具有较大局限性。第 8 道构建水谱的计算结果表明该层明显存在油信号，且通过计算可得该层的视含油饱和度大于 15.3%，可以将该层解释为油层。该层段具有较高的束缚水饱和度，这是造成电阻率数值较低的主要原因。经试油证实，该层日产原油 57.5 t，证实了核磁共振测井构建水谱在该低电阻率油层计算结果的准确性。

3.6 构造水谱法与差谱法对比

南堡凹陷 F 井 3 210.8~3 212.6 m 层段有较强的差谱信号，测井解释人员因差谱信号很强而将该层解释

为油层，试油证实该层为水层，初期日产水 $12.2\ \text{m}^3$ 。如果采用构建水谱法进行处理，可以得到回波间隔为 3.6 ms 的构建水谱，如图 7 第 10 道所示，其构建水谱与测量谱（第 9 道）几乎完全一致，该层流体的扩散系数和地层水的扩散系数相同，故解释为水层，与试油结论一致。在大孔径水层进行长短等待时间核磁共振测量时，流体磁化程度差异是差谱法进行流体性质判别的依据，而短等待时间内难以将水完全磁化是差谱法失效的主要原因。构建水谱法并不依靠极化时间判断流体性质，仅仅通过油、气、水的扩散系数差异来定量判别流体类型，可以明显提高流体性质识别的准确率。

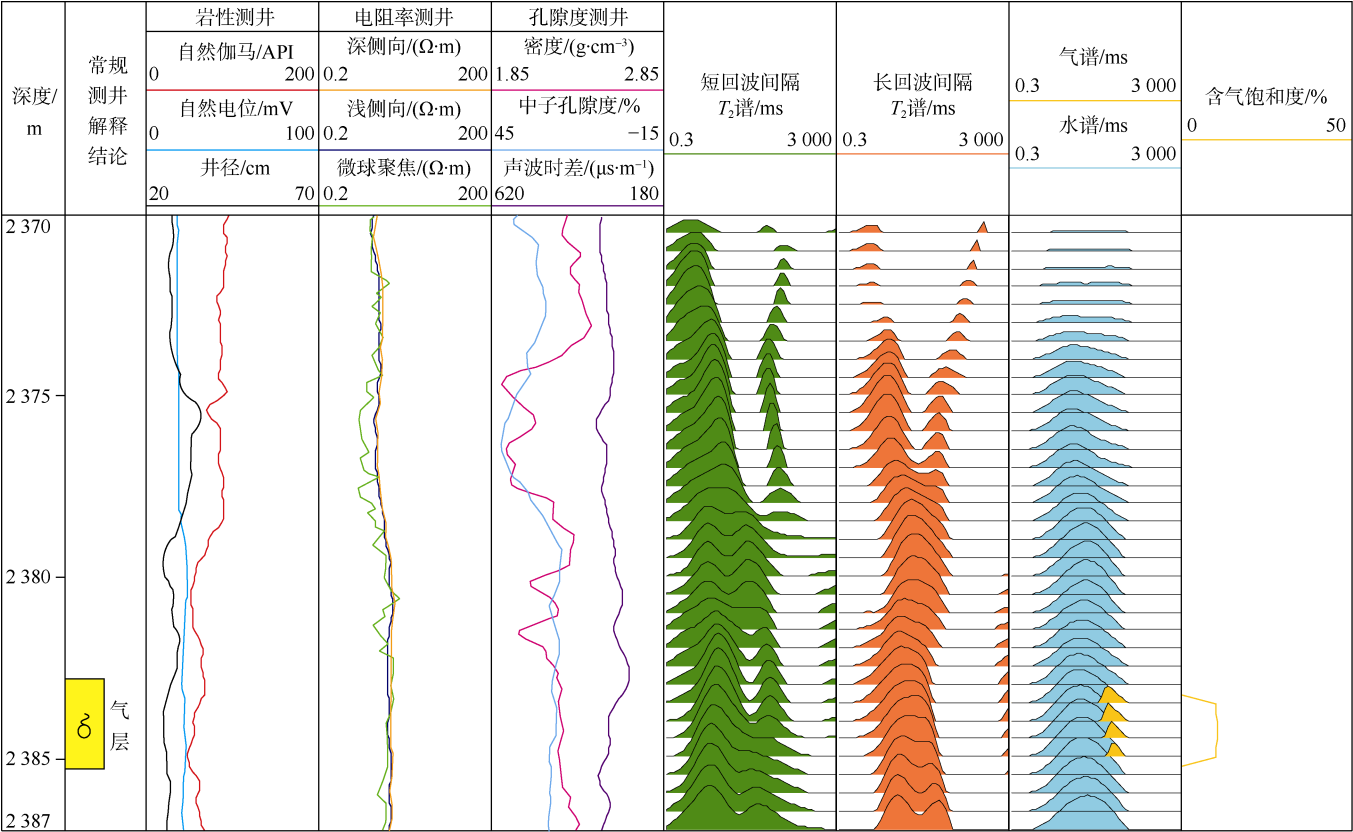


图 5 南堡凹陷 D 井 2 370~2 387 m 井段构建水谱法气层识别结果

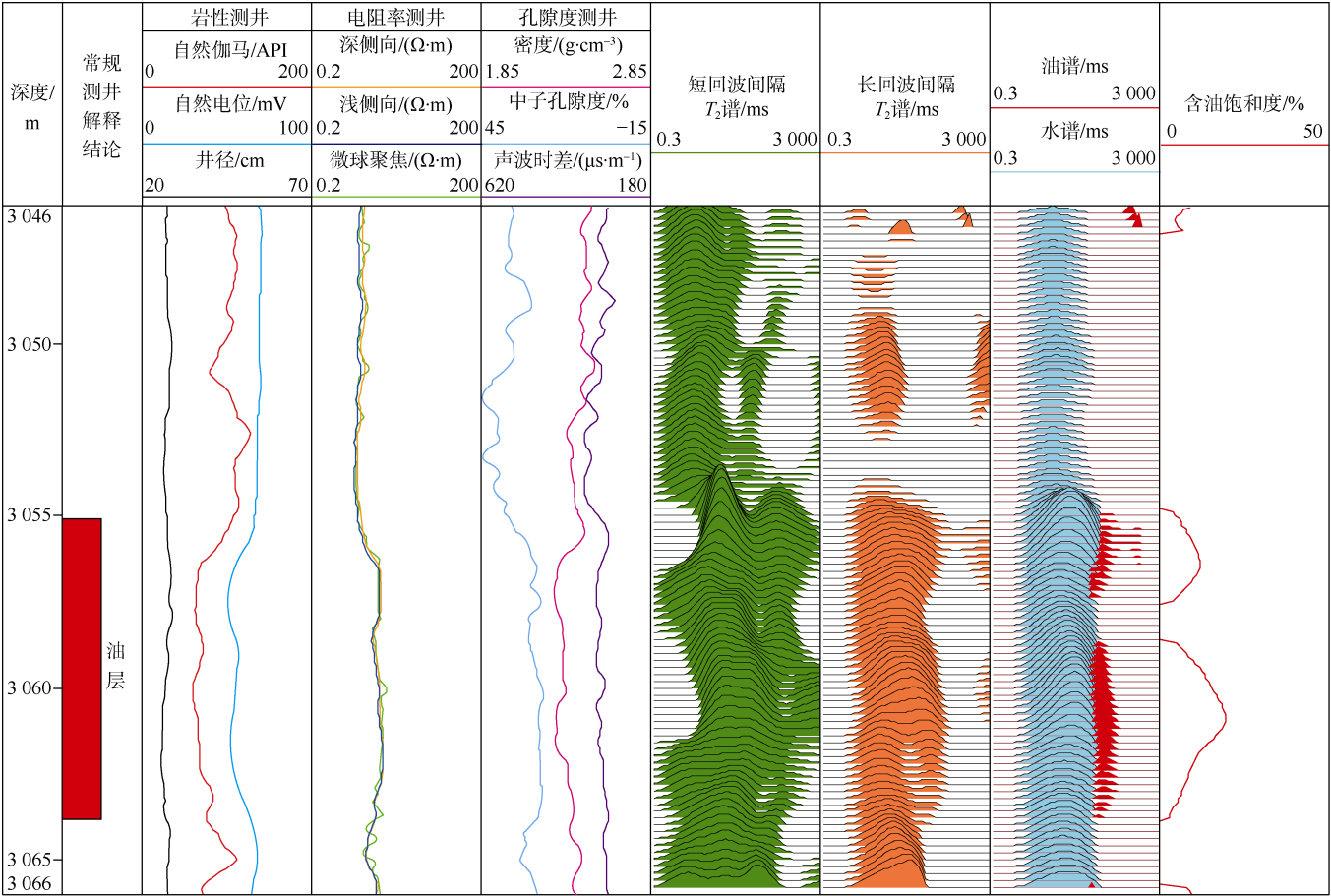


图 6 南堡凹陷 E 井 3 046~3 066 m 井段构建水谱法低电阻率油层识别结果

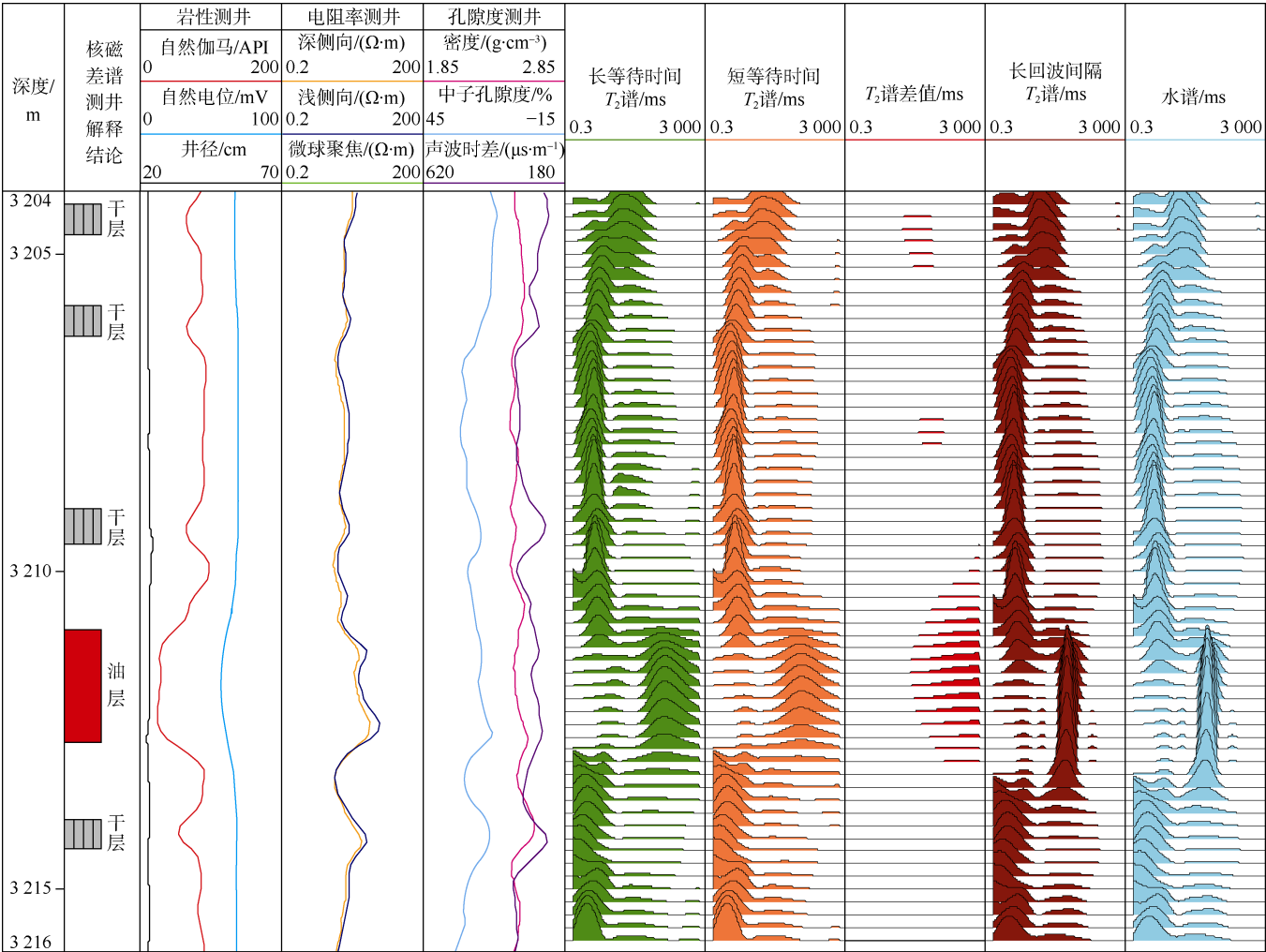


图 7 南堡凹陷 F 井 3 204~3 216 m 井段构建水谱法与差谱法应用效果对比

4 结论

核磁共振测井构建水谱是一种全新的流体识别技术,该方法将扩散系数信息加入测量 T_2 谱中构建水谱,解决了孔隙结构对流体性质识别的影响,对比测量谱和构建水谱的差异可准确进行油、气、水流体性质识别。对渤海湾盆地 120 口井测井资料处理证明,该方法能提高核磁共振测井流体识别能力,主要具有以下优势:在进行轻质油储集层流体识别时,与差谱法受孔隙结构因素影响相比^[9-10],构建水谱法消除了孔隙结构因素的影响,流体识别效果明显提高,能够提供准确的视流体饱和度信息;与移谱法需要输入 T_2 特征值(如峰值、半峰值或几何均值)难以进行流体性质判别相比,构建水谱法利用多个 T_2 组分定量进行流体性质判别,流体识别能力较强;与二维核磁共振测井相比,构建水谱法实现较为简单,无需改变现有测井模式,具有较强的适用性;构建水谱法所采用水扩散系数为自由状态的数值,对中高孔渗储集层流体识别效

果较好,但由于受限扩散因素的影响,在致密储集层流体识别时会导致流体识别精度降低,需根据岩石物理实验测量的地层水扩散系数进行流体识别。该方法对低电阻率油层等复杂储集层的流体识别具有明显优势,结合电阻率识别结果可显著提高复杂储集层流体识别的准确率。

符号注释:

C ——常数,通常取 1.4 左右,无因次; D ——流体的扩散系数, cm^2/ms ; D_g ——气的扩散系数, $10^{-8} \text{ cm}^2/\text{ms}$; D_o ——油的扩散系数, cm^2/ms ; D_w ——水的扩散系数, cm^2/ms ; G ——磁场梯度, Gs/cm ; I ——电阻率增大率,无因次; $I_{H,g}$ ——气的含氢指数,无因次; $I_{H,o}$ ——油的含氢指数,无因次; i ——核磁共振横向弛豫组分,无因次; M_i ——第 i 个孔隙组分的孔隙度,%; $M_{T_{E1}, T_{W1}}$ ——长等待时间长回波间隔的回波信号,无因次; S ——孔隙表面积, cm^2 ; S_i ——第 i 个孔隙组分的表面积, cm^2 ; S_o' ——视含油饱和度,%; S_g' ——视含气饱和度,%; t ——回波串时刻,无因次; T ——温度, $^{\circ}\text{C}$; T_2 ——横向弛豫时间, ms ; T_{2B} ——自由弛豫时间, ms ; $T_{2B,g}$ ——气的自由弛豫时间, ms ; $T_{2B,o}$ ——油的自由弛

豫时间, ms; $T_{2B,w}$ ——水的自由弛豫时间, ms; $T_{2,gl}$ ——长回波间隔下气的横向弛豫时间, ms; $T_{2,gs}$ ——短回波间隔下气的横向弛豫时间, ms; $T_{2,ol}$ ——长回波间隔下油的横向弛豫时间, ms; $T_{2,os}$ ——短回波间隔下油的横向弛豫时间, ms; $T_{2,wl}$ ——长回波间隔下水的横向弛豫时间, s; $T_{2,ws}$ ——短回波间隔下水的横向弛豫时间, ms; $T_{2,ws,i}$ ——短回波间隔下第 i 个孔隙组分中水的横向弛豫时间, ms; T_E ——回波间隔, ms; T_{Ec} ——泥质束缚水模式的回波间隔, ms; T_{El} ——长回波间隔, ms; T_{Es} ——短回波间隔, ms; T_{wc} ——泥质束缚水模式的等待时间, s; T_{wl} ——长等待时间, s; T_{ws} ——短等待时间, s; V ——孔隙体积, cm^3 ; V_i ——第 i 个孔隙组分的体积, cm^3 ; γ ——氢核旋磁比, $(\text{ms} \cdot \text{Gs})^{-1}$; δ ——随机噪声方差, 无因次; ΔM_i ——差谱回波信号, %; $\Delta T_{2,g}$ ——气的差谱信号, ms; $\Delta T_{2,o}$ ——油的差谱信号, ms; $\Delta T_{2,w}$ ——水的差谱信号, ms; ε_i ——随机噪声, 无因次; μ ——黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; ρ ——密度, g/cm^3 ; ρ_2 ——横向表面弛豫率, cm/ms ; σ ——标准差, 无因次; ϕ_{NMR} ——核磁孔隙度, 无因次。

参考文献:

- [1] 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.
XIAO Lizhi. Nuclear magnetic resonance logging and core magnetic resonance imaging and its application[M]. Beijing: Science Press, 1998.
- [2] 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.
- [3] 何宗斌, 倪静, 伍东, 等. 根据双 TE 测井确定含烃饱和度[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 89-92.
HE Zongbin, NI Jing, WU Dong, et al. Hydrocarbon saturation determined by dual TE logging[J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(3): 89-92.
- [4] 谢然红, 肖立志, 邓克俊, 等. 二维核磁共振测井[J]. 测井技术, 2005, 29(5): 430-434.
XIE Ranhong, XIAO Lizhi, DENG Kejun, et al. Two-dimensional NMR logging[J]. Well Logging Technology, 2005, 29(5): 430-434.
- [5] 谭茂金, 邹友龙, 刘兵开, 等. 气水模型(T_2 , D)二维核磁共振测井数值模拟及参数影响分析[J]. 测井技术, 2011, 35(2): 130-136.
TAN Maojin, ZOU Youlong, LIU Bingkai, et al. Inversion simulation of (T_2 , D) 2D NMR logging and analysis of observation parameters effects in gas-water model[J]. Well Logging Technology, 2011, 35(2): 130-136.
- [6] 胡法龙, 周灿灿, 李潮流, 等. 基于扩散—弛豫的二维核磁共振测井流体识别方法研究[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 552-558.
HU Falong, ZHOU Cancan, LI Chaoliu, et al. Fluid identification method based on 2D diffusion-relaxation nuclear magnetic resonance (NMR)[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 552-558.
- [7] 欧阳健, 毛志强, 修立军, 等. 测井低对比度油层成因机理与评价方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
OUYANG Jian, MAO Zhiqiang, XIU Lijun, et al. Formation mechanism and evaluation method of low contrast reservoir in well logging[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [8] 周凤鸣, 司兆伟, 马越蛟, 等. 南堡凹陷低电阻率油气层综合识别方法[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 680-684.
ZHOU Fengming, SI ZhaoWei, MA Yuejiao, et al. Integrated identification method for low-resistivity hydrocarbon layers in Nanpu Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 680-684.
- [9] 王忠东, 汪浩, 向天德. 综合利用核磁谱差分与谱位测井提高油层解释精度[J]. 测井技术, 2001, 25(5): 365-368.
WANG Zhongdong, WANG Hao, Xiang Tiande. Integration of NMR DTW Logs and DTE Logs to improve the oilbed interpretation accuracy[J]. Well Logging Technology, 2001, 25(5): 365-368.
- [10] 胡法龙, 肖立志. 一种核磁共振测井信号强度的确定方法[J]. 核电子学与探测技术, 2006, 26(5): 557-560.
HU Falong, XIAO Lizhi. A method for determining NMR log signal intensity[J]. Nuclear Electronics & Detection Technology, 2006, 26(5): 557-560.

第一作者简介: 胡法龙(1977-), 男, 山东沂南人, 博士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事地球物理测井方法与应用方面研究。
地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院测井与遥感技术研究所, 邮政编码: 100083. E-mail: hufalong@petrochina.com.cn
收稿日期: 2015-01-20 修回日期: 2016-01-10

(编辑 黄昌武)

《石油勘探与开发》2016 年第 3 期部分文章预告

- 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素 郭彤楼
 渝东北地区巫溪 2 井页岩气富集模式及勘探意义 梁峰, 拜文华, 邹才能, 等
 塔里木盆地中下寒武统白云岩储集层特征、成因及分布 沈安江, 郑剑锋, 陈永权, 等
 热液流体活动及其对碳酸盐岩储集层改造定量评价——以渤海湾盆地东营凹陷西部下古生界为例 李继岩, 王永诗, 刘传虎, 等
 鄂尔多斯盆地西北部奥陶系马家沟组气水分布特征 于红岩, 魏丽, 秦晓艳, 等
 深水浊积水道多点地质统计模拟——以安哥拉 Plutonio 油田为例 张文彪, 段太忠, 刘志强
 颗粒滩储集层地质特征及主控因素——以伊拉克哈法亚油田白垩系 Mishrif 组为例 王君, 郭睿, 赵丽敏, 等
 砂体构型特征与剩余油分布模式——以哈萨克斯坦南图尔盖盆地 Kumkol South 油田为例 赵伦, 梁宏伟, 张祥忠, 等
 基于分区补给物质平衡法预测致密油压裂水平井动态储量 魏瀚, 冉启全, 李冉, 等
 填砂粒径、活化剂浓度及气液比对多孔介质内 CO_2 泡沫液渗流特性的影响 杜东兴, 王德玺, 贾宁洪, 等
 基于统一强度理论的均匀外压套管管壁屈服挤毁压力 林元华, 邓宽海, 孙永兴, 等
 问荆提取页岩水化膨胀抑制剂防膨机理及性能评价 BARATI Pezhman, KESHTKAR Sadegh, AGHAJAFARI Amirhossein, et al