

成像测井技术与应用

贾文玉 田素月 孙耀庭 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要介绍了斯伦贝谢公司新一代成像测井技术的原理、解释方法和地质应用实例,内容包括:核磁共振测井技术及应用;电阻率成像测井技术及应用;声波成像测井技术及应用;MDT 模块式地层动态测试器;综合孔隙度岩性测井仪;储层饱和度测井仪;快速平台测井仪。

本书适合于油田现场测井、测井解释、勘探开发地质等工程技术人员参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

成像测井技术与应用/贾文玉等著. —北京:石油工业出版社,
2000. 8
ISBN 7 - 5021 - 3070 - 5

. 成...
. 贾...
. 测井 - 技术
. P631. 8

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2000) 第 67364 号

石油工业出版社出版
(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)
河北省徐水县印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

787 × 1092 毫米 16 开本 6. 75 印张 31 插页 272 千字 印 1—1500
2000 年 8 月北京第 1 版 2000 年 8 月河北第 1 次印刷
ISBN 7 - 5021 - 3070 - 5 / TE·2354
定价: 40. 00 元

前 言

自 20 世纪 20 年代以来，测井为油气的勘探和开发提供了大量的地质数据和资料，为油气田和社会经济的发展做出了重要的贡献，并被称为地质学家的眼睛。

随着油气田勘探开发程度的不断提高，我国已经进入了新的油气勘探开发阶段，面对的储集层类型更加复杂，钻孔深度更深，钻孔形态更加复杂（大斜度井、丛式井、水平井等），老油田二次采油、三次采油要求水准更高。复杂的地质情况给测井提出了更高的技术要求，需要高分辨率的、高精度的、功能齐全完善的、配套的测井技术，以适应和满足钻探的地质需要。

测井技术的发展使测井的服务能力和服务水平大大提高。计算机技术的飞速发展使测井技术产生了一个飞跃。进入 90 年代，利用新的科学理论和技术，开发和研究出了一批新的测井技术和方法，使测井技术发展到了一个新的阶段。从简单的电极电法测井到声波测井、核测井和核磁共振测井，从一维测井到二维测井、三维成像测井，测井已经成为油气勘探开发不可缺少的、而且应用范围越来越广的主要技术之一。高分辨率测井技术、成像测井技术、核磁共振测井技术的相继开发成功和商业化生产，快速测井平台技术和 MAXIS500 便携式测井系统的日臻成熟和应用，使测井的现场服务功能和测井解释能力都得到更加完善和成熟，能够更加出色地提供十分详细的高分辨率的、类似于岩心照片的井壁图像，提高地质分析和地质评价的准确性，核磁共振测井能够提供地层的可动流体体积和烃探测结果，对识别油气水层、区分产层和非产层具有很重要的意义。储层饱和度测井可以在套管井中为油田开发科学地提供最新的剩余油饱和度参数。

本书主要介绍了斯伦贝谢公司 90 年代末最新的成像测井技术，结合油田测井实例论述了各种成像测井在油气勘探开发中的解释方法和地质应用。

本书共分七章，第一章核磁共振测井技术及应用由贾文玉、孙灵芬编写；第二章电阻率成像测井技术及应用由田素月、孙耀庭编写；第三章声波成像测井技术及应用由田素月、谭海芳编写；第四章 MDT 模块式地层动态测试器由贾文玉、张增杰编写；第五章综合孔隙度岩性测井仪由闫安宇、王立新编写；第六章储层饱和度测井仪由李喜清、杨红兵编写；第七章快速平台测井仪由唐远庆编写。全书统稿工作由贾文玉、孙耀庭完成。

本书在编写过程中，廖鸿龙、刘纲、兰风、牟林、潘克静做了部分校对和编辑工作，斯伦贝谢公司王端轩，刘呈冰、高中民给予了热情帮助，在此表示感谢。

由于，作者水平有限，不妥之处难免，敬请读者批评指正。

作 者

2000 年 6 月于濮阳

目 录

第一章 核磁共振测井技术及应用.....	(1)
第一节 核磁共振的测井基础.....	(1)
一、核磁共振现象.....	(1)
二、核磁共振的测量原理.....	(2)
三、组合式核磁共振仪的测量方式.....	(4)
第二节 物质的弛豫特征.....	(5)
一、物质的弛豫方式	(5)
二、物质弛豫的加权机制	(6)
三、物质的弛豫特征	(6)
第三节 组合式核磁共振测井仪 C M R	(8)
一、仪器介绍.....	(8)
二、测井参数选择.....	(9)
第四节 核磁共振的测井解释	(11)
一、自旋回波信号的处理	(11)
二、 T_2 分布谱对应的各种流体成分分析.....	(11)
三、计算渗透率	(12)
第五节 核磁共振测井的应用	(13)
一、在低孔隙度地层中识别渗透性储层	(13)
二、稠油层的评价	(13)
三、复杂岩性地层	(13)
四、低电阻油层的识别	(14)
五、轻烃检测	(14)
六、用于泥质指示	(14)
第二章 电阻率成像测井技术及应用	(15)
第一节 全井眼地层微电阻率扫描成像测井技术 (F M I)	(15)
一、F M I 微电阻率成像测井仪器及测量原理简介	(15)
二、测井数据处理和成像	(18)
第二节 F M I 图像的解释与应用	(20)
一、裂缝识别和评价	(20)
二、地质构造解释	(23)
三、地层分析	(24)
四、薄层分析	(25)
五、F M I 测井和钻井取心	(25)
六、PS8 井 F M I 图像的解释与应用实例	(25)
第三节 阵列感应成像测井技术 (A I T) 及其应用	(29)

一、感应测井和阵列感应测井原理	(29)
二、阵列感应测井资料的解释与应用	(30)
三、阵列感应测井与相量感应测井和双侧向测井的比较	(33)
第四节 方位电阻率成像测井技术 (ARI) 及应用	(34)
一、ARI 测井仪的电极系结构和测量原理	(35)
二、ARI 测井的环境影响和校正	(36)
三、ARI 测井资料的解释与应用	(38)
第三章 声波成像测井技术及应用	(41)
第一节 超声波成像测井	(41)
一、超声波成像测井仪 (USI)	(41)
二、井眼超声波成像测井仪 (UBI)	(46)
第二节 偶极横波成像测井	(48)
一、测井原理	(48)
二、仪器结构	(49)
三、主要处理方法	(50)
四、偶极横波成像测井的应用	(51)
第四章 MDT 模块式地层动态测试器	(55)
第一节 仪器描述、技术指标和操作应用	(56)
一、标准 MDT 测试器	(56)
二、地层测试应用	(58)
三、可选择模块	(59)
四、仪器技术指标	(61)
第二节 地层测试应用实例	(61)
一、压力剖面	(61)
二、地层液体取样	(63)
三、双封隔器模块的 MDT 测试器应用	(64)
四、确定地层的渗透率	(65)
第三节 结论	(68)
第五章 综合孔隙度岩性测井仪	(69)
第一节 概述	(69)
第二节 仪器特性描述	(69)
一、APS 探头	(70)
二、HNGS 探头	(71)
三、LDS 探头	(71)
四、测井速度	(72)
第三节 孔隙度测量	(72)
一、测量特性	(72)
二、环境影响	(74)
第四节 自然伽马测量	(74)
一、测量特性	(74)

二、环境影响	(75)
第五节 岩性密度测量	(76)
一、测量特性	(76)
二、仪器响应比较	(76)
三、测量重复性比较	(77)
第六节 应用实例	(77)
一、岩性评价	(77)
二、在泥质砂岩地层中快速直观地确定气层	(77)
三、不用化学放射性源探测气层	(78)
第七节 结论	(78)
第六章 储层饱和度测井仪	(81)
第一节 仪器设计	(81)
一、仪器结构	(81)
二、技术指标	(82)
三、仪器特点	(83)
第二节 资料采集	(84)
一、数据采集	(84)
二、能谱处理	(85)
第三节 资料解释	(88)
一、单探测器 GST 工作方式	(88)
二、双探测器 RST 资料解释模型	(89)
第四节 RST 资料应用	(93)
一、RST 测井资料的应用范围	(93)
二、RST 测井资料的综合应用	(94)
第七章 快速平台测井仪	(95)
第一节 仪器描述和技术指标	(97)
一、仪器长度更短	(97)
二、精密的测量及高分辨率的测井值	(97)
三、自动速度校正	(98)
四、通过减少时间来提高效率	(98)
五、技术指标	(99)
第二节 PLATFORM EXPRESS 解释和应用	(99)
一、快速直观解释	(99)
二、在水平井中的测井施工	(99)
三、确定渗透层	(99)
四、复杂井眼的密度资料	(100)
五、MCFL 资料与 FMI 成像资料的对比	(100)
六、方位侧向测井组合可提供倾角计算的测井组合图	(100)
第三节 结论	(100)

第一章 核磁共振测井技术及应用

几十年来，岩石储层的孔隙度评价一直靠中子、密度、声波曲线来进行，它们只能给出简单的孔隙度值，并且实践证明，中子测井和声波测井易受泥质的影响，而密度测井易受井眼的影响。进入 90 年代，一种全新的孔隙度测井方法——核磁共振测井初步展现了其独特的魅力，它可以准确地区分不同的孔隙成分，如自由流体孔隙度、毛细管孔隙度、粘土束缚水孔隙度及微孔隙度等。本章从核磁共振的物理基础出发，介绍其测井原理、测井仪器、解释方法及其在各方面成功的应用。

第一节 核磁共振的测井基础

核磁共振最初的思路是：应用线圈和高电流，在地层中产生静磁场，极化岩石孔隙中流体的氢核。迅速断开电流后，被极化的氢核会回到弱而均匀的地磁场中原来的状态，这个过程使核在线圈中产生一种按指数衰减的信号。该信号包含各种流体孔隙度的信息，分析这些信息就达到了评价岩石孔隙度的目的。

一、核磁共振现象

1. 原子核的磁性

核磁共振测井的理论基础是原子核的磁性及其在外加磁场作用下的进动特性。带有电荷的原子核不停地旋转会产生磁场，磁场的强度和方向可以用核磁矩矢量表示：

$$\mu = \gamma P$$

(1 - 1)

式中 μ ——磁矩；
 P ——自旋角动量；
 γ ——磁旋比。

如果没有外加磁场，单个核磁矩随机取向，表现在宏观上没有磁性。

2. 单个核在外加磁场中的行为

当核磁矩处于外加静磁场 B_0 中时，它将受到一个力矩的作用而绕外加磁场的方向进动，如图 1 - 1 所示。其进动频率 ω_0 为：

$$\omega_0 = \gamma B_0$$

(1 - 2)

3. 宏观的磁化行为

在外加磁场 B_0 中，整个自旋系统被磁化，宏观上将产生一个净的磁化矢量和。单位体积内的核磁矩的和叫宏观的磁化量，即

$$M = \sum \mu_i$$

(1 - 3)

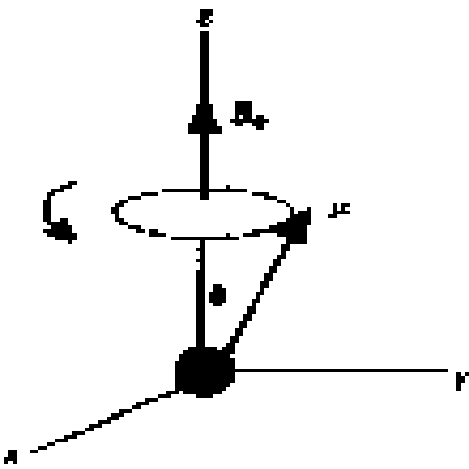


图 1 - 1 单个核在外加
磁场中的进动

4 核磁共振现象

对于被磁化后的核自旋系统，如果在垂直于静磁场 B_0 的方向再加一个交变电磁场 B_1 ，使其进动频率 $\omega = \omega_0$ ，那么根据量子力学原理，处于低能态的核磁矩将通过吸收交变电磁场提供的能量，跃迁到高能态。这种现象即所谓的核磁共振现象。

交变电磁场一般采用射频脉冲法产生。在射频脉冲施加以前，自旋系统处于平衡状态，宏观磁化矢量 M 与静磁场 B_0 方向相同。射频脉冲作用期间，磁化矢量受交变电磁场的作用而偏离静磁场方向；停止射频脉冲作用，磁化矢量又将朝 B_0 方向恢复，使核自旋从高能级的非平衡状态恢复到低能级的平衡状态。恢复到平衡态的过程叫弛豫。

若 B_0 的方向为 Z 方向，射频脉冲作用期间，宏观的磁化量 M 被分解为 $X - Y$ 平面的分量（横向分量） M_{xy} 和 Z 方向的分量（纵向分量） M_z 。射频脉冲作用结束后，横向分量 M_{xy} 往数值为零的初始状态恢复，称为横向弛豫过程，弛豫速率用 $1/T_2$ 来表示， T_2 叫横向弛豫时间。纵向分量 M_z 往初始宏观磁化强度 M_0 的数值恢复，称为纵向弛豫过程，弛豫速率用 $1/T_1$ 表示， T_1 叫纵向弛豫时间。

二、核磁共振的测量原理

核磁测井中测量核磁弛豫的方法有多种，如自由感应衰减法、自旋回波法、CPMG 脉冲序列法和反转恢复法等。自由感应衰减法是最简单的测量 T_2 的方法，但它要求的极化时间长，测井速度慢，不利于实际应用。斯仑贝谢 CPMR 测量核磁弛豫的方法主要是应用 CPMG 脉冲序列法测量 T_2 ，它可以消除由于扩散引起的误差，使结果更为准确可靠，并提高信噪比。反转恢复法是用来测量纵向弛豫时间 T_1 的。

1. 横向弛豫时间 T_2

横向弛豫过程的测量采用 CPMG 脉冲序列即：

$$(90^\circ)_x - [- (180^\circ)_y - \text{echo}]_n$$

其基本原理是： $(90^\circ)_x$ 脉冲使磁化矢量扳转在 $X - Y$ 平面上，磁化矢量的横向分量会由于静磁场的局部非均匀性等原因而很快散相。一定延迟 时间后，连续地施加一系列间隔相同的 $(180^\circ)_y$ 脉冲，把磁化矢量扳转 180° ，到其镜像位置，结果是沿着与散相过程相反的方向使磁化矢量各横向分量得以重聚，在 180° 脉冲后的 时刻，观测到一串回波信号。当被观测的横向弛豫幅度按单指数衰减时，这样测量的回波串，其幅度将按 $1/T_2$ 的速率衰减，可根据下式确定横向弛豫时间 T_2 ：

$$A(T_e) = A(0) \exp(-T_e/T_2) \quad (1-4)$$

式中：回波间隔 $T_e = 2n$ ， $n = 1, 2, \dots$ ，为回波间隔的一半，即 180° 脉冲到回波最大值之间的时间； $A(T_e)$ 是各 T_e 时刻测得的信号幅度； $A(0)$ 是零时刻的回波幅度，如图 1-2 所示。

当被观测的横向弛豫包含多个单指数衰减时，CPMG 回波串幅度的包络线将是多个指数的和，并且可以分解出不同指数成分。测量过程中，增加回波个数 n ，将提高信噪比，并增强对衰减慢的长 T_2 分量的分辨能力；减小时间间隔，则将减小扩散对 T_2 测量的影响，并提高对衰减快的短 T_2 分量的分辨能力。

实际应用时，需要把多次测量结果累积起来，才能得到应有的信噪比。在多次累加时，

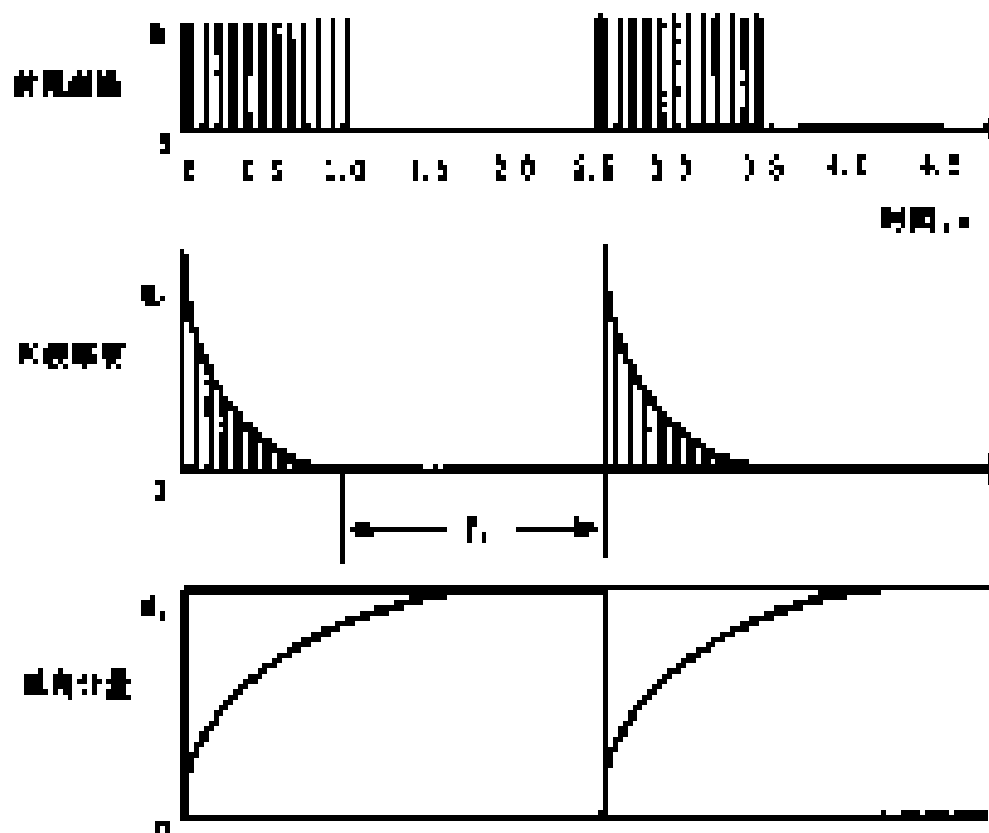


图 1 - 2 横向弛豫时间测量原理

两次测量之间的延迟即纵向恢复时间（ T_R 来表示）非常重要。一个回波串采集完毕，必须等待足够的时间 T_R ，使纵向磁化矢量完全恢复，才能开始第二个回波串的采集。 T_R 的选取取决于被观测对象的纵向弛豫时间 T_1 ，通常取 $T_R = (3 \sim 5) T_1$ 。

横向弛豫和纵向弛豫限制了一个测量序列必须持续多长时间，只有这些步骤都完成后（几秒钟），才能进行下一个序列测量。

2 纵向弛豫时间 T_1

反转恢复法是测量纵向弛豫过程的基本方法。发射器发射的射频脉冲序列是由 n 个 $(180^\circ - 90^\circ - A_t - P_D)$ 脉冲对组成，如图 1 - 3a。在每个脉冲对中， 180° 脉冲使沿磁场方向的初始化矢量完全反转；期间， Z 方向的纵向磁化矢量受纵向弛豫的作用而逐步恢

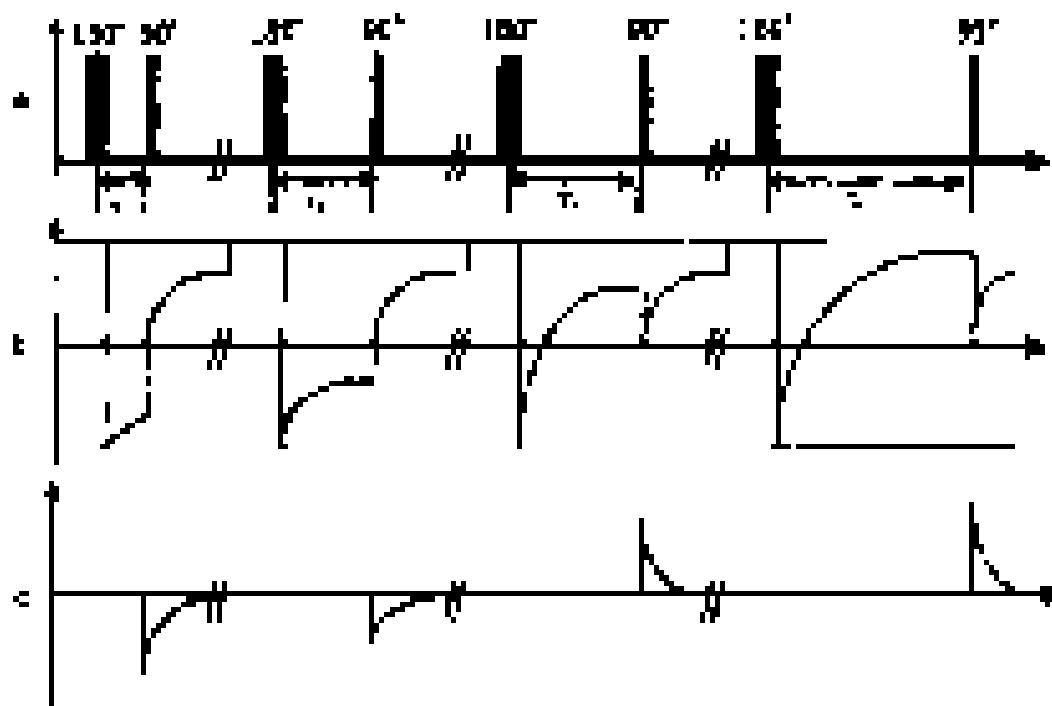


图 1 - 3 纵向弛豫时间测量原理

复；90°脉冲则使Z方向的磁化矢量扳转到X或Y轴，以便能够被检测； A_t 是检测期间测出的自由感应衰减； P_D 为延迟期，使磁化矢量能完全恢复正常，以便下一个回合的测量。图1-3b为整个脉冲序列作用期间纵向弛豫矢量大小的变化过程。图1-3c为每次测量得到的自由感应衰减的幅度。

对纵向磁化矢量做一系列不同值的观测，得到一组 M_z 值。取一个足够长的（通常大于 $5T_1$ ），用于确定 M_0 。若被观测的纵向弛豫过程服从单指数规律，那么，测得的信号串幅度 M_z 将按 $1/T_1$ 的速率呈指数恢复，即

$$M_z = M_0 [1 - 2e^{-(\tau/T_1)}] \quad (1-5)$$

当被观测的纵向弛豫过程服从多指数规律时，测得的 M_z 将是一个多指数函数的和，并且由该组 M_z 的观测值可以分解出多指数函数的形式及其对观测磁化矢量的贡献。

由上可知，纵向弛豫过程的观测通常是很费时间的，相比之下，横向弛豫时间的测量要快得多。就电缆测井而言，由于对测速总是有一定的要求，多选择横向弛豫为测量对象，纵向弛豫则被用作加权机制，实现对流体成分的识别。

三、组合式核磁共振仪的测量方式

1. 标准 T_2 测井

标准 T_2 测井利用适当的恢复时间 T_R （一般要求 $T_R > (3 \sim 5) T_1$ ）和标准回波间隔 T_E ，测量自旋回波串。通过对回波串的多指数拟合常规处理，得到 T_2 分布和孔隙度成分；结合岩心分析确定的束缚水 T_2 截止值，可以计算束缚水孔隙体积和自由流体孔隙体积；再根据核磁共振渗透率模型，进一步估算地层渗透率；通过与常规电阻率及孔隙度测井资料的综合解释，确定自由流体中烃的孔隙体积。

2 双 T_E 测井

双 T_E 测井设置足够长的等待时间，使 $T_R > 3 \sim 5 T_{1h}$ （ T_{1h} 为轻烃的纵向弛豫时间），每次测量时使纵向弛豫达到完全恢复，利用两个不同的回波间隔 T_{EL} 和 T_{ES} ，测量两个回波串。由于水与气或水与中等粘度的油扩散系数不一样，使得各自在 T_2 分布上的位置发生变化，由此，对油、气、水进行识别。

3 双 T_W 测井

由于水与烃的纵向弛豫时间 T_1 相差很大，水的纵向恢复远比烃快。如果选择不同的等待时间，观测到的回波串中将包含不一样的信号分布。用特定的回波间隔采集回波数据，等待一个比较长的时间 T_{WL} ，使水与烃的纵向磁化矢量全部恢复；再采集第二个回波串，等待一个比较短的时间 T_{WS} ，使水的纵向磁化矢量完全恢复，而烃的信号只部分恢复。 T_{RL} 回波串得到的 T_2 分布中，油、气、水各相都包含在其中，而且完全恢复； T_{RS} 回波串得到的 T_2 分布中，水的信号完全恢复，油、气信号只有很少一部分；两者相减，水的信号被消除，剩下油与气的信号。由此对油气进行识别和解释。

双 T_W 测井利用的回波间隔和长、短两个不同的等待时间 T_{WL} 和 T_{WS} 的关系为： $T_{RL} > (3 \sim 5) T_{1h}$ ，其中， $T_{RL} = T_{WL} + N_e \times T_E$ ， T_{1h} 为轻烃的纵向弛豫时间，及 $T_{RS} > (3 \sim 5) T_{1W}$ ，其中， $T_{RS} = T_{WS} + N_e \times T_E$ ， T_{1W} 为水的纵向弛豫时间。

双 T_W 测井也可以利用液体与气体之间扩散系数 D 的差异来区分烃的类型。

第二节 物质的弛豫特征

一、物质的弛豫方式

核磁测井测量了地层中含氢流体中质子的纵向弛豫时间 T_1 和横向弛豫时间 T_2 ，地层中氢核的弛豫方式有三种：即颗粒表面弛豫、梯度场中分子扩散引起的弛豫和体积流动引起的弛豫。

1. 表面弛豫

流体分子在孔隙空间内不停地运动和扩散，使它有充分机会与颗粒表面碰撞。当流体分子碰到颗粒表面时，氢核将自旋能量传递给颗粒表面，使之按静磁场 B_0 的方向重新线性排列，这就是表面弛豫对纵向弛豫时间的贡献。另一方面，质子可能不可逆地失相是表面弛豫对横向弛豫时间的贡献。

在表面弛豫中，孔隙大小至关重要。弛豫速度与碰撞的频率有关，也就与表面体积比 (S/V) 有关。在大孔隙中，碰撞次数少，其 S/V 小，因此弛豫相对长。而小孔隙 S/V 大，弛豫时间短。

对于单个孔隙，信号幅度与表面体积比的关系为：

$$1/T_2 = \rho_2 S/V \quad (1-6)$$

$$1/T_1 = \rho_1 S/V \quad (1-7)$$

式中 ρ_1 和 ρ_2 ——岩石颗粒表面纵向和横向弛豫强度；

S ——孔隙表面积；

V ——孔隙体积。

岩石具有不同大小的孔隙分布，每个孔隙的 S/V 值不同。总的磁化矢量是来自各个孔隙信号的和。所有孔隙体积之和等于岩石的流体体积，即孔隙度。所以，总信号与孔隙度成正比，总衰减是各个衰减之和，各个衰减反映孔隙大小分布。核磁共振测井孔隙度和孔隙大小分布是核磁共振测井解释的关键因素。

2 扩散弛豫

静磁场中存在磁场梯度时，分子运动可引起失相，影响 T_2 弛豫， T_1 弛豫不受影响。磁场完全均匀时，分子扩散不会引起核弛豫。

斯伦贝谢公司的 CMR 仪器产生的梯度场在采样区域内是变化的，梯度为 20×10^{-4} T/cm 时仪器对扩散响应达峰值。

CPMG 法是已知的减小梯度场扩散影响的最好脉冲序列。使 CPMG 回波间隔达到极小值可减小扩散对 T_2 弛豫的影响，使之忽略不计。对于间隔较近的脉冲， T_2 弛豫主要为表面或体积弛豫。当采用较大的回波间隔，或者当扩散系数很高如气体或高温下的水和轻烃，扩散影响十分显著。

3 体积弛豫

即使不存在表面弛豫和扩散弛豫，在体积流体内也会发生弛豫。

对于水和烃，体积流体弛豫主要是邻近自旋随机运动产生的局部磁场波动造成的。通常，体积弛豫可以忽略。但当非润湿相与固体表面接触时，体积弛豫就十分重要了。在水润

湿性岩石中，水的弛豫主要是与颗粒表面碰撞造成的，即表面弛豫。而孔隙中心的小油滴或气无法接近岩石表面，因此仅有体积弛豫。如果水存在于很大孔隙中，只有少量水可接触孔隙表面，此时体积弛豫明显。

对于粘滞流体，即使构成润湿相，其体积弛豫也十分重要。在这种流体中，弛豫时间相对短，短的弛豫时间和扩散到颗粒表面能力的减弱使体积弛豫变得非常显著。所以，流体粘度增加会缩短流体弛豫时间。

二、物质弛豫的加权机制

各种弛豫过程并联后得形式为：

$$(1/T_2) = (1/T_{2S}) + (1/T_{2D}) + (1/T_{2B}) \quad (1-8)$$

式中 $(1/T_{2S})$ ——表面弛豫的贡献；
 $(1/T_{2D})$ ——磁场梯度扩散引起的贡献；
 $(1/T_{2B})$ ——体积弛豫的贡献。

对于 T_1 ：

$$(1/T_1) = (1/T_{1S}) + (1/T_{1B}) \quad (1-9)$$

扩散对 T_1 无贡献，因为扩散过程仅引起散相。

对于 CMR 仪器，润湿相时表面弛豫是主要的；非润湿相时，体积流体弛豫机制是主要的。

三、物质的弛豫特征

1. 流体的弛豫特征

1) 水的弛豫特征

常温常压下，水的含氢指数为 1。由于密度几乎不随温度和压力变化，井底条件下水的含氢指数近似为 1。但是大量溶解盐的存在会使水的含氢指数明显减小。

假设某一井段中地层水的矿化度基本不变，在水润湿的碎屑岩中，水的弛豫时间为表面弛豫所控制。弛豫速度与充满水的孔隙空间的比面和颗粒矿物成分有关。在下列情况下，水的弛豫时间主要受控于体积和扩散弛豫：孔隙比面很小；严重油湿岩石；含有高浓度顺磁离子如铁、铬的原生水或滤液。其核磁共振弛豫速度为：

$$1/T_1 = 1/T_{1B} \quad (1-10)$$

$$1/T_2 = 1/T_{2B} + 1/T_{2D} \quad (1-11)$$

水的扩散系数 D 受温度的影响最大，它使得其扩散弛豫显得更为重要，如图 1-4 所示。 D 基本上与压力无关。室温下，水的扩散系数 $D = 2 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$ 。

2) 油的弛豫特征

在水润湿岩石中，油的弛豫时间不受地层特性的影响，仅为油组分和地层温度的函数，如图 1-5 所示。这样就可以预测油信号在 T_2 弛豫时间分布上出现的位置。

在预测原油 T_2 时，首先是确定井下油的粘度。由于原油是不同类烃的混合物而具有弛豫时间分布，与具有窄 T_2 分布的成品油对比，原油的 T_2 分布跨度大，典型的分布是由一个源于最具流动性氢核的较长 T_2 峰和一个来自运动受限制氢核的较短弛豫时间的尾组成。

3) 气体的弛豫特征

气体的 T_1 为其成分、温度和压力的函数，弛豫为体积弛豫。图 1-6 为甲烷的 T_1 随温

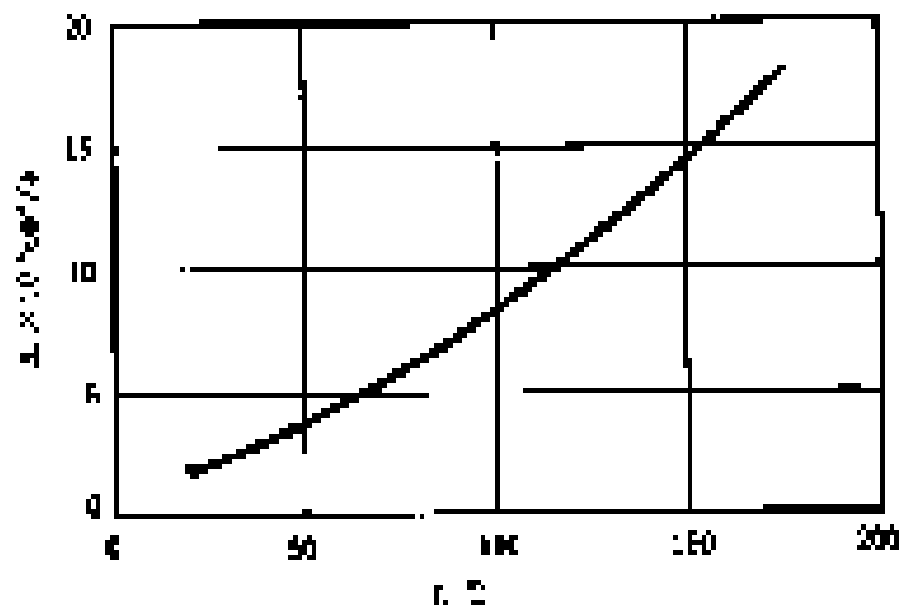


图 1 - 4 水的扩散系数与温度关系

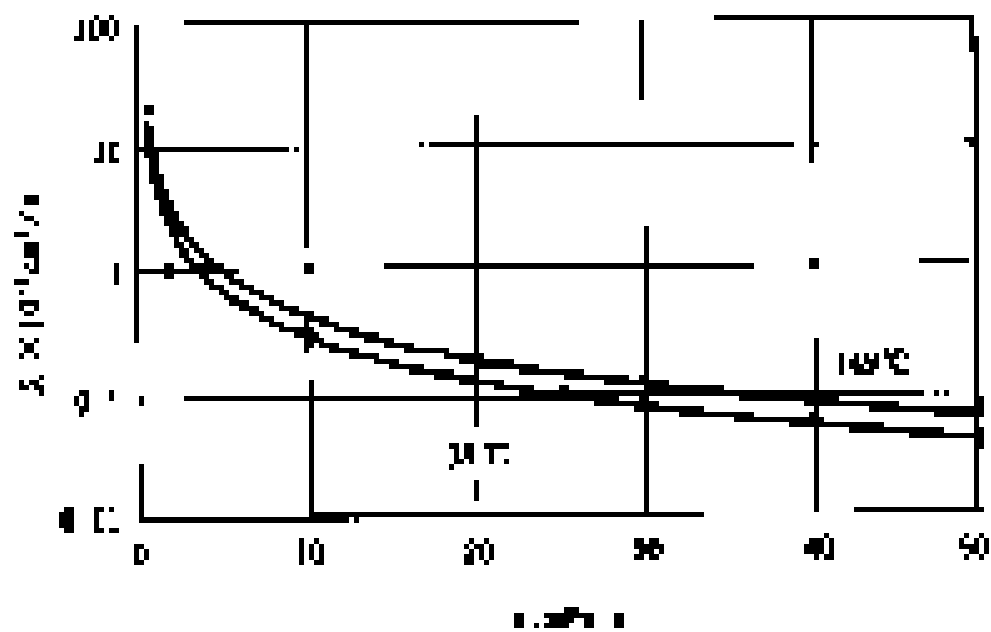


图 1 - 5 原油的扩散系数与粘度的关系

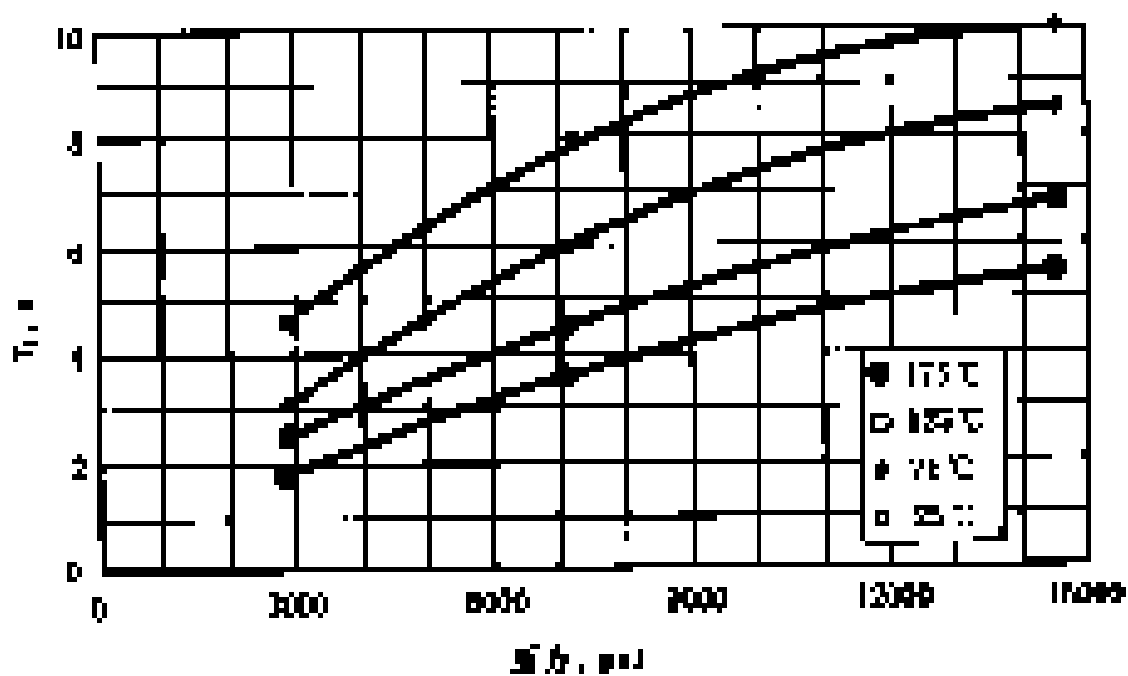


图 1 - 6 甲烷气的 Z 与温度和压力的关系

度和压力变化的情况。气体的 T_2 完全受控于扩散弛豫。甲烷的扩散系数很高，因而其扩散弛豫时间很小，如图 1 - 7 所示。

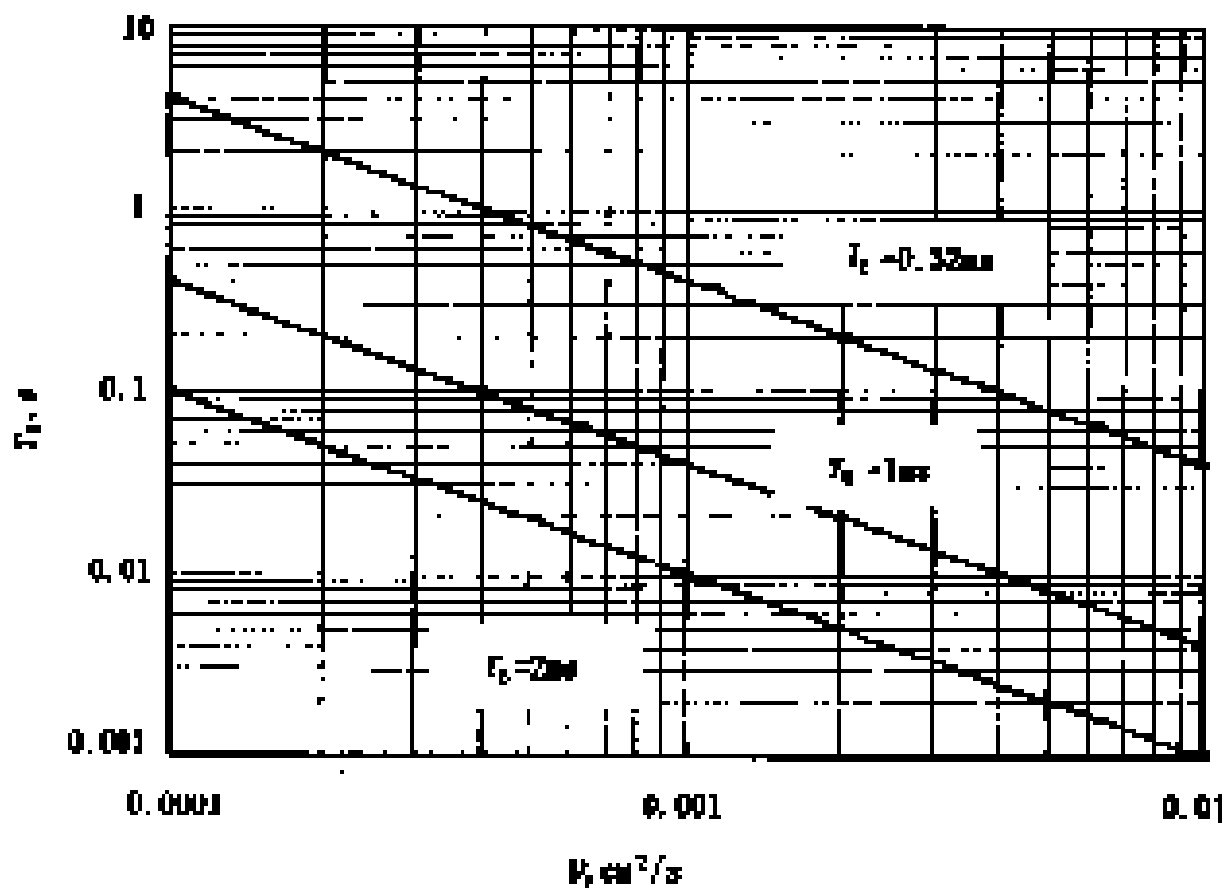


图 1 - 7 未限制扩散的甲烷的弛豫情况

2 岩石骨架的核弛豫特征

核磁共振测井以氢核为观测对象。岩石骨架固体中，粘土和含有结晶水的其他矿物，都含有丰富的氢核。它们对中子测井会产生影响，但对核磁共振测井响应不会有贡献。一方面，固体中氢核的横向弛豫时间很短，仅数十微秒，在仪器采集回波信号之前早已全部衰减掉；另一方面，它们的纵向弛豫时间又非常长，达数十秒，不易被运动中的仪器磁场所磁化。因此核磁共振测井结果不受岩性的影响，这是其优越性之一。

第三节 组合式核磁共振测井仪 C M R

一、仪 器 介 绍

核磁共振测量装置核心部件有磁体，用于产生强度高、均匀性好的磁场；射频线圈，用于发射和接收射频信号。

1. C M R 仪器

组合式核磁共振测井仪 C M R 是斯伦贝谢公司推出的新一代核磁共振测井仪器。它采用磁性很强的永久磁铁产生静磁场，在井眼之外的地层中建立一个比地磁场强度大 1000 倍的均匀磁场区域，天线发射 C P M G 脉冲序列信号并接收地层的回波信号。C M R 原始数据是由一系列自旋回波幅度组成，经处理得到 T_2 弛豫时间分布。 T_2 分布为主要的测井输出，由此可导出 C M R 孔隙度、束缚流体孔隙度、自由流体孔隙度和渗透率。

C M R 仪为小型滑板仪，连接长度 14.2ft，重 150kg，其结构及横剖面图见图 1 - 8。

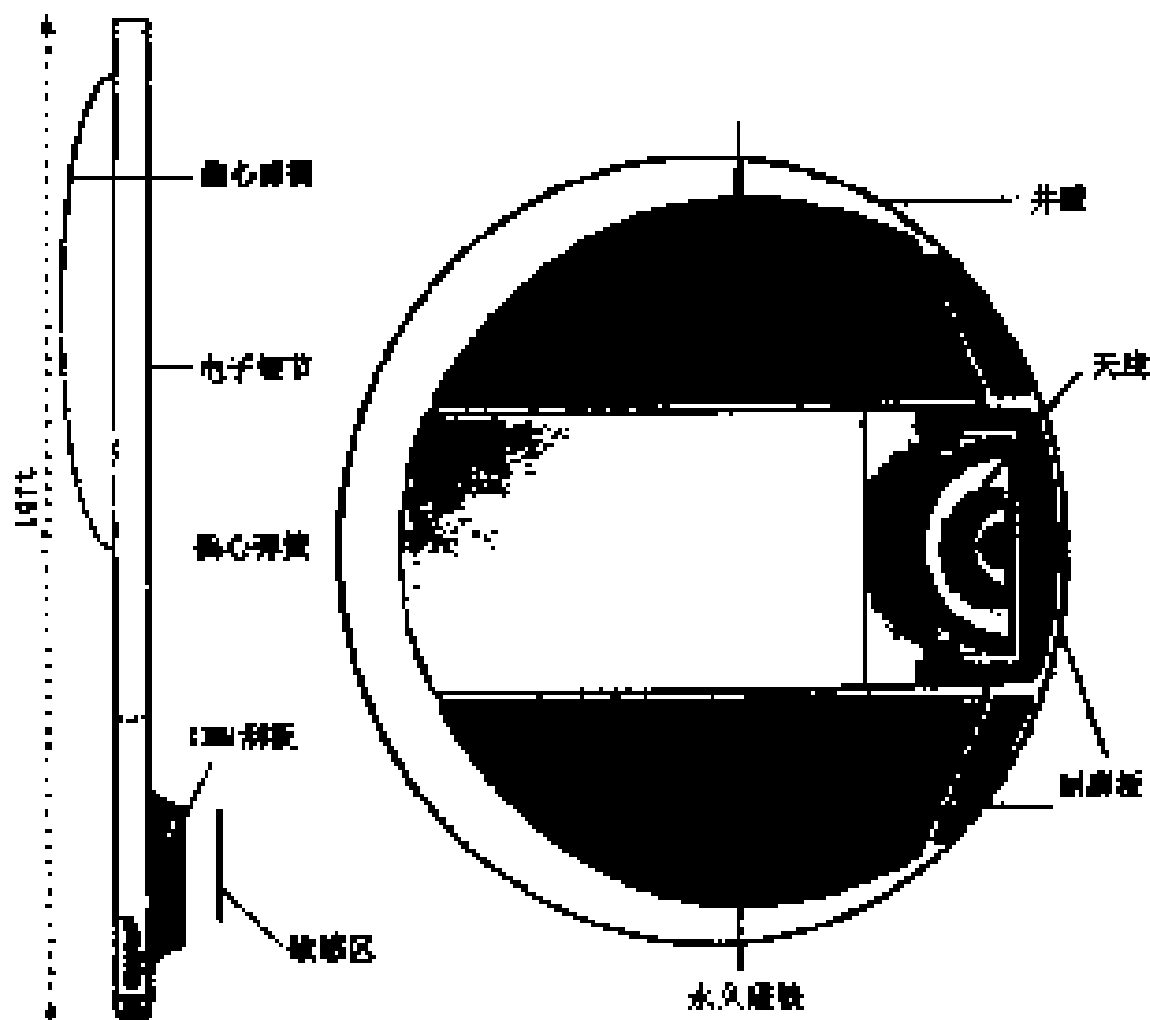


图 1 - 8 CMR 仪器的结构和横剖面图

CMR 必须用弓型弹簧、在线偏心器或动力井径进行偏心测量。探测器最大宽度 5.3in，带有滑套弓型弹簧的最大总直径为 6.6in。仪器的基本特点见表 1 - 1。

表 1 - 1 CMR 仪器的参数响应特征

仪器参数	最大测速	探测深度	纵向分辨率	共振频率	回波间隔	耐 温	仪器外径	耐 压
回波串	82 m/ h (砂岩)	2.5cm (从井壁起)	25cm (慢测)	2 MHz	0.32ms	175	17/ 13.5cm	137.9 MPa
	91m/ h (石灰岩)		15cm (点测)					

对于一般的井眼条件，推荐的最小井径为 6.25in。当井眼条件很好，CMR 可在 5.785in 的井眼中进行测井。

2 CMR - 2000 型仪器

CMR - 200 型仪器提供了微孔隙更大的测量范围，它把原来的 CMR 仪器的信噪比提高了 50%，回波间距降低到 0.2ms，因而连续测井横向弛豫时间 T_2 的分辨率从 3ms 扩展到 0.3ms，点测的横向弛豫时间 T_2 的分辨率为 0.1ms，这使得微孔隙流体的测量更加精确。

二、测井参数选择

等待时间、采集的回波数和回波间隔称为脉冲序列参数。这些连续测井参数的选择应根据储层的特征及测井的目的来确定。

理想情况下等待时间越长越好，以使氢核完全极化。通常，等待时间比孔隙流体的平均

T_1 长三倍。由于发射线圈频宽比的限制，最小等待时间约为采集时间的两倍。具有长 T_2 的孔隙流体也有长 T_1 ，因此需要较长的等待时间。

一般在连续测井时应用回波常数 1800；在点测时，最少的回波数为 3000，以保证提供详细准确的 T_2 分布。

为了提高对快速衰减组分（即小孔隙和高粘度油）测量的敏感性，CMR 测井通常采用最小回波间隔。若要增强扩散弛豫，须增大回波间隔，这适用于不含大量微孔隙的纯地层。一般为了保持对微孔隙的敏感性，回波间隔很少超过 1 ms。

1. 对于中至高粘度油（大于 4 mPa·s）的储层

中高粘度油的 T_1 相对短，CMR 脉冲序列主要根据孔隙水的 T_1 选择。根据经验推荐用于连续测井的脉冲序列见表 1 - 2，表中第二列为油的粘度阈值，超过阈值需要更长的等待时间。如果储层含有特别大孔隙，也需要较长的等待时间。

表 1 - 2 常规连续测井

岩 性	粘度, mPa·s	等待时间, s	回 波 数	测速, ft/ h
砂 岩	4	1. 3	600	600
碳酸盐岩	2	2. 6	1200	300

2 具有低粘度油（小于 4 mPa·s）的储层

当储层含轻油或当用油基泥浆钻井时，CMR 脉冲序列根据油的 T_1 确定。需要长的等待时间和慢的测井速度。

3 含气储层

在含气地层中，CMR 测井主要采用不同回波间距或不同等待时间的两次 CMR 测井进行轻烃识别。

在浅地层（气体氢指数太小）和低至中孔隙的地层（含少量残余气体）中，气体信号太小而不能被检测到。最有效的方法是用相对短的等待时间测井，只要有足够时间使水极化即可。这时气信号幅度变为最小，CMR 孔隙度的减小可能是由于气体造成的。在深层高孔隙地层中，单独的 CMR 测井通过改变等待时间和回波间隔就可识别出气层。

4 束缚流体

束缚流体具有低的 T_1 ，通常在砂岩和碳酸盐岩中分别小于 50 ms 和 150 ms。因此，束缚流体测井曲线用短等待时间、高测速的测量得出（表 1 - 3）。

表 1 - 3 束缚流体测井

岩 性	等待时间, s	回波数	测速, ft/ h
砂 岩	0. 3	600	1800
碳酸盐岩	0. 45	600	1500

点测参数的选择：进行点测是为了提高 CMR 孔隙度测量精度并获取详细的 T_2 分布。测量原理与连续测井相同，但点测没有周期时间的限制。一般使用较长的等待时间，收集更多的回波数以便与连续测井进行比较。表 1 - 4 给出砂岩、碳酸盐岩和轻质油/ 油基钻井液的脉冲序列。

表 1 - 4 砂岩、碳酸盐和轻质油的脉冲序列

岩性/ 流体类型	等待时间， s	回波数
砂 岩	4	3000
碳 酸 盐 岩	6	5000
轻质油和油基钻井液	8	8000

第四节 核磁共振的测井解释

一、自旋回波信号的处理

C M R 测的原始数据是仪器接收到的回波串，它是以时间 t 为横坐标、回波幅度 $E(t)$ 为纵坐标的多指数函数，即

$$E(t) = P_i \times \exp(-t/T_{2i}) \tag{1-12}$$

式中 $E(t)$ —— t 时刻观测到的回波幅度；
 T_{2i} —— 第 i 种弛豫分量的横向弛豫时间；
 P_i —— 第 i 种弛豫分量零时刻的信号大小
 n —— 划分 T_{2i} 的个数，一般取前 8 项。

由于一个孔隙系统存在着多个弛豫组分 T_{2i} ，每个回波都是多种弛豫组分的总体效应。如图 1 - 9 所示。通过对回波串多指数拟合反演后，得到 T_2 分布谱：其横轴为横向弛豫时间 T_2 (ms)，纵轴为每个弛豫分量对零时刻信号幅度的贡献值 P_i 。

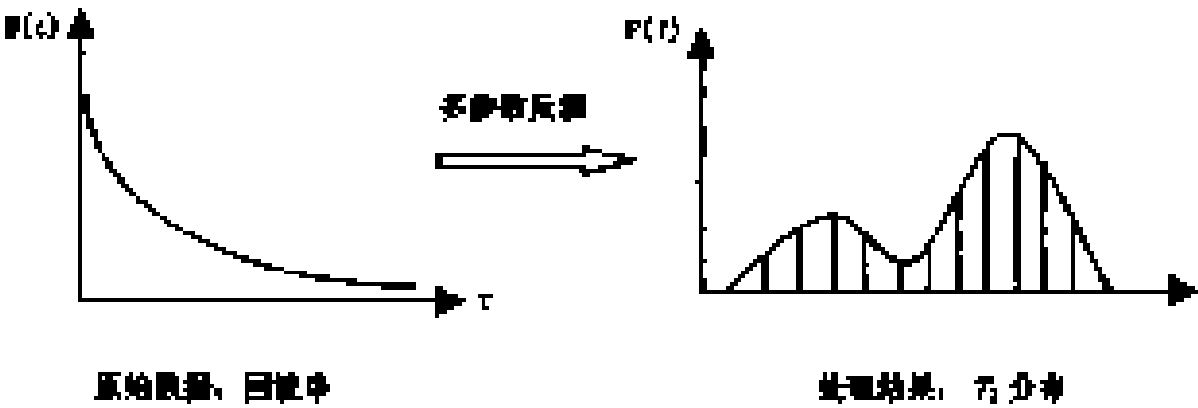


图 1 - 9 回波串数据处理情况

二、 T_2 分布谱对应的各种流体成分分析

C M R 仪器的 T_2 谱最宽的灵敏度为 3ms，它可以探测毛细管束缚水和自由流体水，即 C M R 有效孔隙度。而最新一代的 C M R - 200 仪器把 T_2 谱的灵敏度宽度扩展到 0.3ms，它可以探测到微孔隙水，如粘土水、粉砂水、碳酸盐岩的粒间孔隙水等。TCMR 探测的总孔隙度不受岩性影响，储层内小于 0.3ms 的微孔隙非常小，可以忽略不计。如图 1 - 10，以 C M R - 200 仪器为例分析砂岩 T_2 谱的各种流体成分。

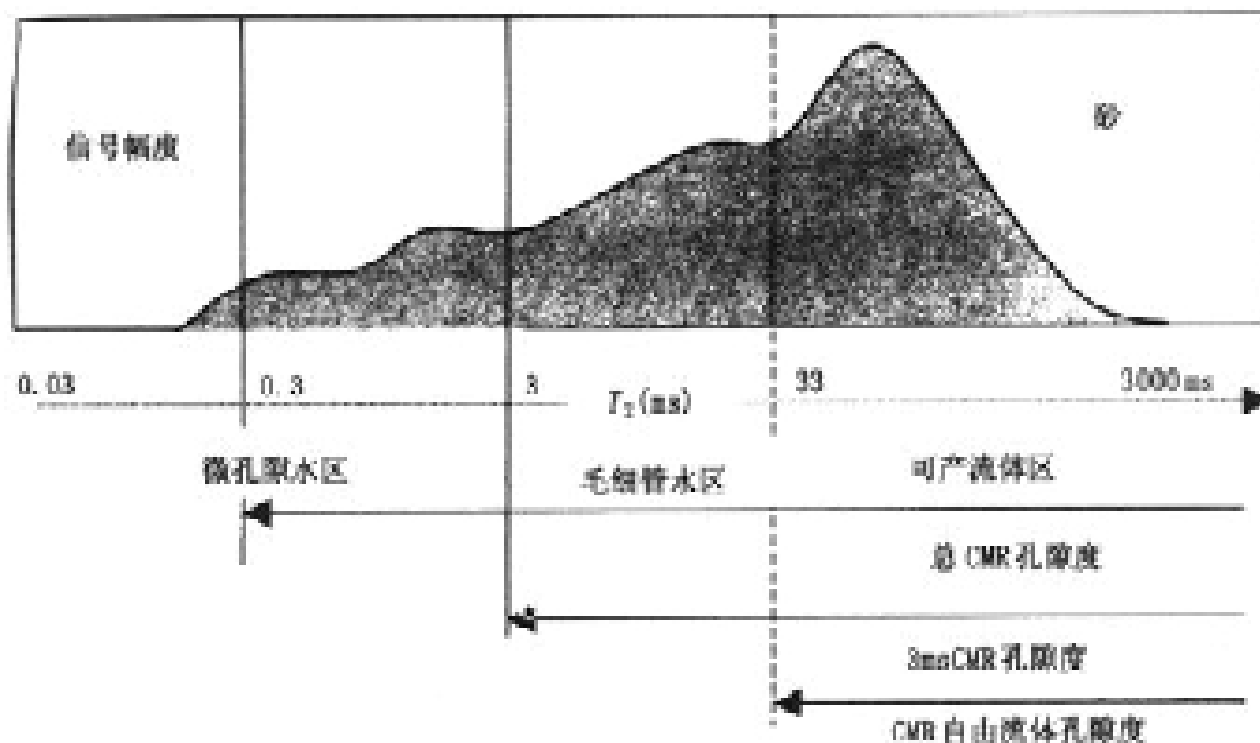


图 1 - 10 核磁共振测井孔隙度分布

(1) CMRP: CMR 有效孔隙度, 由毛细管束缚水和自由流体体积组成。它对应于 T_2 谱大于 3ms 的孔隙度。

(2) TCMR: 由微孔隙和 CMRP 组成, 对应于 0.3ms 以上的 T_2 谱。

(3) 微孔隙水: 指粘土束缚水、细粉砂中的微孔隙水、碳酸盐岩的粒间孔隙水等。微孔隙水对应于小于 3ms 孔隙度的 T_2 谱, 它决定于粘土类型、矿物类型、颗粒大小及微孔隙水对应于小于 3ms 孔隙度的 T_2 谱, 它决定于粘土类型、矿物类型、颗粒大小及压实程度等。它包括重烃。

(4) 毛细管束缚水: 由于毛细管力的作用为不可产出部分。毛细管束缚水的 T_2 值域为 3ms 到自由流体截止值的部分。

(5) BFV: 是微孔隙水与毛细管束缚水部分。BFV 的 T_2 值域为小于自由流体截止值的部分 (一般砂岩的 T_2 截止值为 33ms, 碳酸盐岩的 T_2 截止值为 100ms), 它包括重烃。

(6) 自由流体体积: 为可产出的气、中到轻质油和水, 它的 T_2 值域为大于 T_2 截止值部分。 T_2 截止值随着小孔隙水、毛细管束缚水和自由流体的 T_2 分布情况而变化, 它们可以重叠。如: 在很细的岩石中, 毛细管束缚水的 T_2 值可能小于 3ms, 其截止值取决于矿物类型、颗粒大小及压实程度等因素。确定 T_2 截止值的最好办法是从常规的岩心实验结果获取。

三、计算渗透率

应用 CMR 可以实时记录渗透率测井曲线。渗透率测量结果能够用来预测产油量, 使完井和增产作业最优化, 降低取心测试成本。渗透率是根据 CMR 孔隙度和 T_2 弛豫时间平均值之间的关系导出的。这些关系是根据数百块岩样的盐水渗透率和 CMR 实验室测量结果建立起来的。常用的公式为:

$$K_{CMR} = C_{CMR}^4 T_{2 \cdot \log}^2 \quad (1 - 13)$$

式中 K_{CMR} ——核磁共振渗透率, 单位取 $\times 10^{-3} \mu m^2$;
 C_{CMR} ——CMR 孔隙度;

$T_{2 \cdot \log}$ —— T_2 分布对数平均值, ms;

C——一个常数, 砂岩一般取 4, 碳酸盐岩一般为 0.1。

第五节 核磁共振测井的应用

由于 CMR 计算孔隙度不受岩性影响, 同时由于它能捕获毛细管束缚水和粘土束缚水的孔隙体积, 在复杂岩性地层中, 比传统地依赖于骨架参数评价孔隙度更为准确。它假定小于 0.3ms 的孔隙度对 T_2 分布没有贡献, 敏感区的流体含氢指数 (HI) 等于 1。CMR 测井主要应用于以下几方面情况。

一、在低孔隙度地层中识别渗透性储层

由于 CMR - 200 仪器能够探测 0.3~3ms 的粘土束缚水和 3~33ms 的毛细管束缚水。在低孔低渗储层, 应用 CMR 可以测出毛细管束缚水孔隙体积和粘土束缚水孔隙体积, 根据自由流体孔隙度与束缚水孔隙度的比例, 预测产出率及所产流体类型。

A 井是中原油田东濮凹陷北部的一口评价井。其目的层为下第三系 Es_3^3 和 Es_3^4 地层, 岩性剖面为粉砂岩、泥岩和泥质粉砂岩, 孔隙流体为气和水。

图 1-11a 为该井的组合成果图, 根据处理的孔隙度和饱和度解释为气层、差气层和干层, 其孔隙度范围在 5%~10%。从常规测井曲线上很难识别出其渗透性的好坏及是否产水。

1999 年 10 月对该井进行了 CMR 测井, 见彩图 1-11b 为该段的核磁共振测井图。从 4694.3~4707.3m 显示出总孔隙度最大为 10%, 但自由流体孔隙度占主导地位, 束缚水孔隙度较低, 其渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu m^2$, 为该段的主要产层。下部 4717.3~4730m 显示自由流体孔隙度减小, 而粘土束缚水和毛细管束缚水孔隙度占主导地位, 渗透率降低到 $0.02 \times 10^{-3} \mu m^2$, 为次产层, 产出量低, 束缚水含量高。

2000 年 2 月 3 日经压裂 4694.3~4710.4m 井段, 日产气 11895m³, 油 0.2m³, 水 19.68m³, 基本证实了核磁共振的解释结果。

二、稠油层的评价

粘度增加使得 T_2 谱左移, T_2 测量精度降低到 0.3ms 使得 TCMR 的测量把重油粘度的探测范围扩大在 1000~100000mPa·s 的范围。应用 CMR - 200 测井可以进行稠油层的评价。

图 1-12 所示, 在下部的 XX360~XX338ft 的水层段, 所有孔隙度测井包括 CMRP (有效孔隙度, 大于 3ms 的 T_2 分布谱) 都重合, 因为地层的 T_2 值大部分都大于 3ms。在含油段 338ft 以上, T_2 分布谱明显左移, 显示小的 T_2 值, 表明或者存在微孔隙或者存在高粘度油 (稠油的 T_2 衰减快)。TCMR 约为 5PU, 大于 CMRP, 结合 GR (未显示泥质增加)、密度 (保持定值)、感应 (稍有侵入), 综合解释为稠油。CMR 测井是唯一的可指示稠油的连续测井。

三、复杂岩性地层

传统的孔隙度计算依赖于中子、密度测量结果, 这两种结果都需要进行环境校正, 并都受岩性和地层流体的影响, 导出的孔隙度为地层总孔隙度, 由可产流体、毛细管束缚水和粘土束缚水组成。

然而，CMR 孔隙度不受岩性影响，小于 0.3ms 的孔隙对 T_2 分布没有贡献。这是因为它们的弛豫时间很短，在仪器开始测量衰减信号之前，就已经弛豫掉了。

彩图 1 - 13 为某纯碳酸盐岩地层的 CMR 孔隙度和密度孔隙度对比结果。该井段下部地层岩性主要为石灰岩，密度孔隙度（石灰岩骨架）与 CMR 孔隙度重合。从 X935ft 以上，储层岩性变为白云岩，为了使密度孔隙度与 CMR 孔隙度重合，必须把岩石骨架变为白云岩骨架。如果不知道岩性或岩性很复杂时，CMR 孔隙度提供了很好的测量结果。在 X935ft 以下，岩性为具有一定白云岩化的石灰岩（第一道），而该深度以上为白云岩。从密度测量结果计算了两条孔隙度曲线（假设岩性分别为石灰岩和白云岩）。在石灰岩井段，CMR 孔隙度与石灰岩刻度的密度孔隙度重叠；在白云岩井段，CMR 孔隙度与白云岩刻度的密度孔隙度重叠，这表明 CMR 孔隙度与岩性无关。

四、低电阻油层的识别

通过对 T_2 分布曲线施加一个截止值，可以确定自由流体指数。大于该截止值，表明为大孔隙，具有潜在的生产能力；小于该截止值，表明为小孔隙，所含流体受到毛细管压力束缚，不具备生产能力。

通过对很多砂岩岩样进行实验观察，发现 T_2 分布截止值取 33ms 时，可以区分自由流体孔隙度和毛细管束缚水。对于碳酸盐岩，弛豫时间往往是砂岩的 3 倍，一般用 100ms。然而当储层毛细管压力不是岩样分析所用的 100psi 时，这两个值可能发生变化，必须做实验进行分析，找到适合于该储层的 T_2 截止值。

在某一细粒砂岩储层（见彩图 1 - 14），泥质砂岩井段常规测井资料解释的含水饱和度为 70% ~ 80%。然而，在 CMR 测井的 T_2 分布曲线上，大多数 T_2 值低于截止值 33ms，表明为毛细管束缚水。对 CMR 测井资料和常规测井资料进行综合解释，结果表明大部分水为束缚水。该井完全投产，获得工业油气流，含水率为 30%，证实了 CMR 结果的可靠性。根据用电阻率计算的含水饱和度和 CMR 残余水饱和度之差，可以计算含水率。

对于特殊的储层，也可以调整截止值，并帮助相分析。

五、轻烃检测

应用密度孔隙度和核磁共振总孔隙度（DPHI—TCMR）交会比应用中子—密度孔隙度交会识别气层更加明显。这是因为中子测井易受泥质的影响，而 TCMR 测量的只是岩石孔隙中流体的含氢指数。应用传统的信号处理解释技术，计算密度孔隙度和核磁共振总孔隙度，两条曲线重叠后，其间较大的幅度差为气层的标志。经过轻烃校正的核磁共振孔隙度为测井解释提供了准确的计算参数。

彩图 1 - 15 为特立尼达岛的一口气井，岩性为砂泥质剖面。上部 XX178 ~ XX185m 有较大的孔隙度差值，为纯砂岩气层；下部为泥岩，几条孔隙度曲线基本重合，解释为水层。

六、用于泥质指示

如彩图 1 - 15 所示，应用 33ms 截止值计算的束缚流体孔隙度与 GR 曲线同步且其相关性较好，说明束缚流体孔隙度可以作为泥质指示曲线，且不受自然放射性矿物的影响。在储集层含有放射性矿物时，GR 已失去了砂泥岩的分辨能力。本例显示了 33ms 的截止值，其他地区依不同的截止值更能较好地估算地层的泥质含量。

第二章 电阻率成像测井技术及应用

电阻率成像测井在 20 世纪 80 年代才开始形成商业化。80 年代中期，斯伦贝谢公司推出地层微电阻率扫描测井仪器 (FMS)，处理成果是和岩心照片类似的图像，揭开了电阻率成像测井技术发展的新篇章。到了 90 年代中期，电阻率成像测井已在世界上几家大的测井公司迅速发展，并在油田投入商业服务。从斯伦贝谢公司、阿特拉斯公司、哈里伯顿公司电阻率成像测井仪器特性来看，可以分成两大类：一类是描述井壁地层电阻率特征的测井仪，如微电阻率扫描测井仪、四臂或六臂地层倾角测井仪。另一类是描述地层径向电阻率特征的测井仪，如阵列感应测井仪、高分辨率感应测井仪、方位侧向电阻率测井仪。下面以斯伦贝谢公司的几种电阻率成像测井技术及其应用为例加以叙述。

第一节 全井眼地层微电阻率扫描成像测井技术 (FMI)

全井眼地层微电阻率扫描成像测井仪 (FMI) 是斯伦贝谢公司 20 世纪 90 年代中期推出的新一代电阻率成像测井仪，已在世界上许多地区大量使用，能获得高清晰度的电阻率图像，被地质家称为“地下地层显微镜”。

一、FMI 微电阻率成像测井仪器及测量原理简介

1. FMI 仪器测量原理

全井眼地层微电阻率扫描成像仪的基本结构和测量原理与地层倾角仪和微电阻率扫描测井仪 (FMS) 有些相似 (图 2-1)，不同的是在相互垂直的四个极板上安装的推靠井壁的阵列电极结构。测量时由推靠器把极板推靠到井壁上，由推靠器极板发射一交变电流，使电流通过井筒内钻井液柱和地层构成的回路回到仪器上部的回路电极。极板中部的阵列电极向井壁发射电流，为了能使阵列电极发射的电流垂直进入井壁，在极板推靠器和极板金属构件上施加一个同相的电位，迫使阵列电极电流聚焦发射。

在均匀介质中测量时，每个电极电流和总电流的比值是确定的，与介质的电阻率无关。在有井眼的情况下，井筒内钻井液电阻率和地层电阻率的不同改变了聚焦电流和电极电流的电流线分布，电极电流

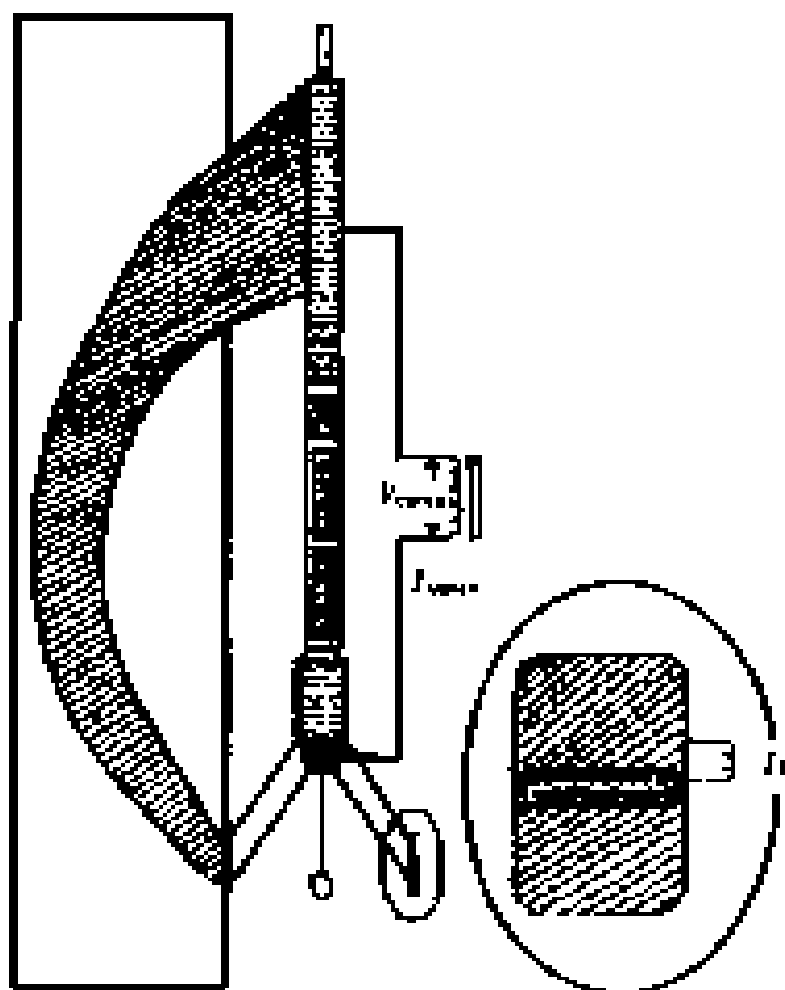


图 2-1 FMI 测量原理图

和总电流的比值也发生变化。不同井眼的直径和不同的 R_t/R_m 值，对电极电流 I_b 和聚焦电流 I_f 的比值 (I_b/I_f) 有着不同的影响 (表 2 - 1)，井眼直径增大， R_t/R_m 增大，均使 I_b/I_f 减小，导致测量难度增加。

表 2 - 1 井眼直径和 I_b/I_f 、 R_t/R_m 的关系

$I_b/I_f (1/2000)$ D_h, in	R_t/R_m	1	10	100	1000
6		1	0.45	0.27	0.09
8		1	0.4	0.17	0.045
10		1	0.33	0.12	0.04
12		1	0.3	0.1	0.03

2 FMI 仪器的技术指标

FMI 仪器理论上只能在 $R_m < 50 \cdot m$ 的水基钻井液中工作，但应用表明，如果油基钻井液中水的含量大于 40 % 时，也可以得到 FMI 图像。为了获得高质量的测井图像， R_t/R_m 最好小于 2000。

FMI 仪器的技术指标如表 2 - 2 所示。

表 2 - 2 FMI 仪器技术指标

仪器总长	316in (8.02m)
重 量	465lb (211kg)
关腿直径	5in (127mm)
钮扣电极极板数	8 个
采集系统	MAXIS 500
遥测系统	只能用 DTS
最大测井速度	1800ft/h (548m/h, 全井眼方式)
最大井眼尺寸	21in (533mm)
最小井眼尺寸	6 in (158mm)
最大井斜	90° (使用柔性接头)
最大钻井液电阻率	50 $\cdot m$
最大耐压	20000lb/in ² (1400Pa)
最大耐温	350°F (175)
井壁覆盖面积	80 % (8 in 井眼)
	75 % (8 1/2in 井眼)
采样率	0.1in (2.5mm)
分辨率	0.2in (5mm)
测井方式	全井眼方式、四极板方式、倾角方式
仪器组合方式	可与其他测井仪组合测井，但必须在仪器串最底部。

3 FMI 仪器的极板和电极特点

FMI 仪器有四个能够伸缩的臂，在仪器平面上，相邻两个臂相互垂直。在每个臂上安装两个极板，如图 2 - 2 所示，上部是主极板，下部是副极板，副极板可以活动。这种设计

有三个特点：(1) 提高了井壁的覆盖率，改善了极板与井壁的结合性能；(2) 使仪器的直径减小，关腿直径仅为 5in；(3) 满足不同测井方式的需要，可以提高测井速度。

全井眼测井方式时，采用 8 个极板测量(主、副极板全用)，可以获得最大的井壁覆盖率。井壁覆盖率是井眼尺寸的函数，在 6 in 井眼中，井壁覆盖率可达到 95%，在 12 in 井眼中，井壁覆盖率为 50%，(图 2 - 3)。

四极板方式测量时，只用四个主极板，不用副极板，与微电阻率扫描测井仪 (FMS) 测井方式相似。这种方式适用于对地层比较熟悉的地区，可以节省测井费用和提高测井速度 (此时最

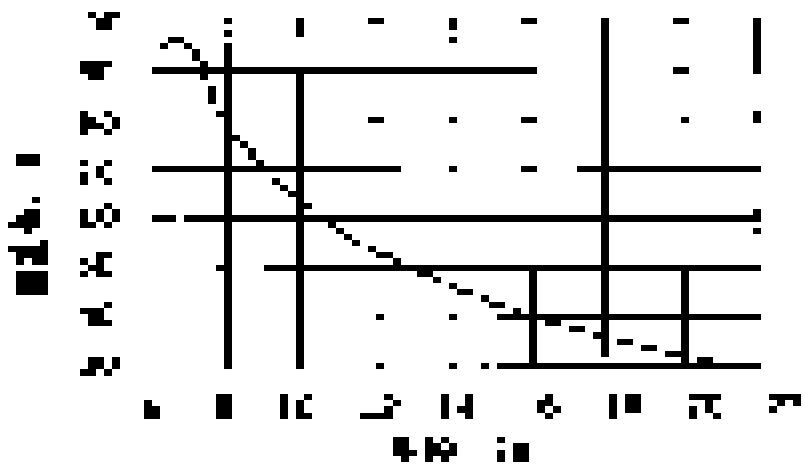


图 2 - 3 FMI 仪器覆盖率与井眼尺寸的关系



图 2 - 2 FMI 仪器极板结构图

大测速 3600ft/h)。覆盖率是全井眼方式时的一半

倾角方式测量时，只用每个主极板上的两个电极测井，相当于 SHDT 测井。

每个极板中央安装二排钮扣电极，共有 $12 \times 2 = 24$ 个钮扣电极，八个极板共有 192 个电极，其阵列电极尺寸如图 2 - 4 所示。

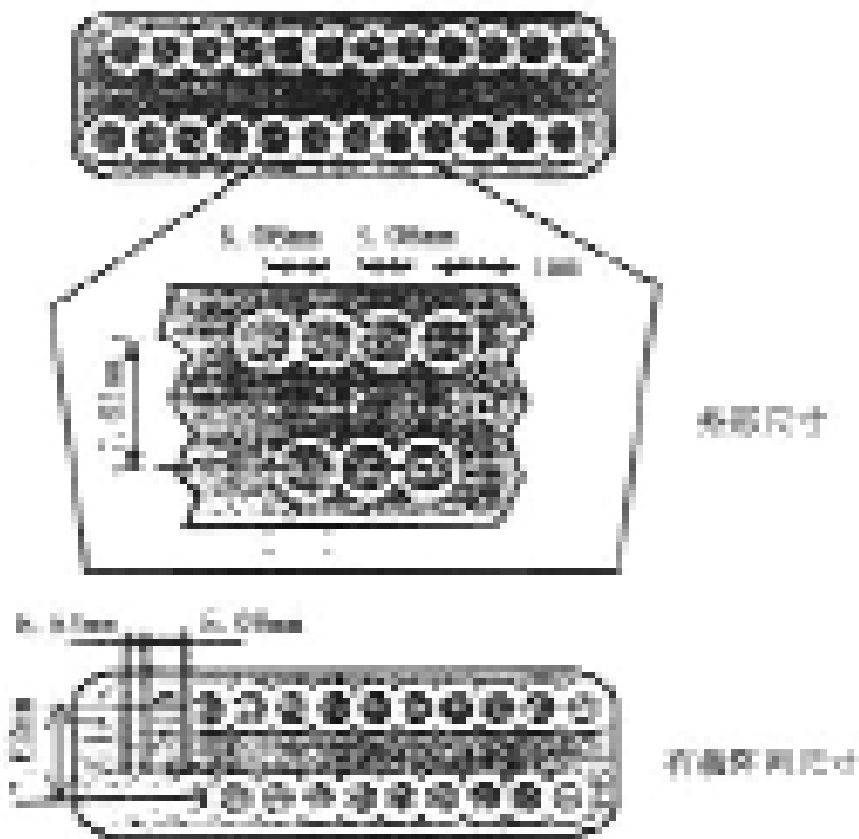


图 2 - 4 FMI 极板阵列电极结构示意图

二、测井数据处理和成像

由全井眼地层微电阻率扫描成像仪测得的 192 条微电阻率曲线的深度是不同的，为了将测井数据处理成彩色图像，必须进行必需的深度归位和速度校正，均衡处理和灰度刻度。这些工作由程序自动完成。

由数据处理到图像显示需要的过程可简单描述为：

1. 自动增益和 E_{max} 电流校正

被测量地层电阻率动态范围变化大，要使测量电极电流的动态范围变化相应地大，需通过自动增益控制和改变供电电流强度而实现。这一步在测井时由 MAXIS 500 系统实时完成。

2 失效电极检测及补偿

有些电极可能在测量过程中出现异常变化，在数据处理之前需对所有电极进行检测，在选择的处理窗内，通过对每个电极电流的电流分布直方图分析，去掉那些不随地层变化的电极电流信息，利用有效相邻电极的相应测点处的测量值，采用插值法对失效电极测量进行填补。

3 速度校正和电极方位定位

首先应用加速度计测量信息将阵列电极电流时间域测量信息转换为深度域测量信息（即时深转换），确定每个记录点的深度。此方法叫做加速度校正，和地层倾角测井加速度校正相同。然后利用三分量磁通量测量信息和加速度测量信息确定每个电极相对于磁北极的方位角，这个处理过程实际上是确定了每个电极像素的空间坐标。



图 2 - 5 FMI 数据深度校正示意图

4. 深度校正

由于主极板和副极板上的四排电极在纵向上的排列位置不同，所测得的曲线深度也不同，所以在生成图像之前必须把各排电极的测量数据深度对齐，如图 2 - 5 所示。主极板上下两排电极的距离为 0.3in，深度校正为 0.3in，副极板两排电极的深度校正分别为 5.7in 和 6in。深度校正由 MAXIS 500 系统完成，并输出深度校正后的微电阻率曲线，并生成一个现场的 FMI 图像。但磁带上记录的数据是没有经过深度校正的。

5 均衡处理

电子线路的漂移、所用钮扣电极不平整或其他因素等都对 FMI 原始测量数据有一定的影响，这种影响可能导致 FMI 图像上产生条带状彩色/灰度条纹。为了避免和消除这些影响所造成的非地层信息干扰，应对电极电流做均衡处理。

均衡处理技术是用在用户指定窗长内计算的所有电极的平衡增益和截距来代替每个电极增益和截距，在处理窗内要求所有有效电极电流的平均值和均方差一致。这样可以补偿掉由每个电极的增益和截距不同所造成的影响。

窗长一般设为 15ft。可根据不同目的选择不同窗长，为了突出地层的局部特征，窗长应选短一些（例如 1m）。为了突出和描述大段地层的分类特征，窗长应选长一些，甚至是整个

处理井段的长度。

值得说明，在求取电极电流窗口平均值和均方差时应注意排除地层局部结构非均质的影响，尽可能去掉因裂缝、溶孔、砾石颗粒存在而引起电极电流异常增大或减小的情况所产生的影响。

彩图 2 - 6 是同一井段的两个图像，左边是经过深度校正但未经过均衡处理的 FMI 图像，右边是经过均衡处理和死电极校正的 FMI 图像，对比可以看出，经过均衡处理后，消除了因局部电流异常（非地层信息）引起的条纹，使图像更加逼真。

6 图像生成

首先进行 FMI 像素色彩或灰度等级刻度。它是将电极电流强度按照一定关系刻度的。可以用电极电流强度线性刻度，也可以用等面积法刻度。刻度时也要选择一个窗长，和均衡处理选择窗长原则相似，长窗长适用于区别大范围电阻率变化，便于岩性对比，短窗长适用于突出局部地层细节变化。

其次是确定图像。在每个记录的深度点上获得的数据矩阵包括了 192 个水平元素（电极采集的方位数据）和 192 个纵向元素（微电阻率数据）。水平元素和纵向元素的采样间距都是 0.1in。每个矩阵元素都用一个色彩（色斑）显示在图像上，它的空间位置取决于它的方位数据和图像绘图时选用的比例。

把图像色彩分为 42 个等级，每个等级具有相同的数据点。在最终成果图上，这将使每种颜色具有相同的面积。42 种颜色的等级是用白（高电阻率）—黄—橙—黑（低电阻率）序列刻度的，代表了电阻率的变化，而不是岩石的颜色。灰度刻度则是以白—褐色变化。

FMI 生成的图像有两种：

(1) 静态标准化图像。

静态标准化图像是把全井段所有资料都用同一标准进行色彩等级刻度（长窗长处理）的结果，这种图像适合于观察较大的电阻率变化和岩性对比分析。

(2) 动态增强图像。

通常井穿地层电阻率变化范围很大，在需要了解详细的地层信息时，静态标准化图像由于采用长窗长处理而不能满足地质分析要求。动态增强是在一个较小的由用户给定的滑动深度窗内对颜色重新刻度。动态增强的窗长一般较小，通常不大于 3ft。

由于动态增强图像是在某一深度窗内对颜色重新刻度，其微电阻率与图像颜色级别有固定的对应关系，而在不同深度窗内，其对应关系不一样，所以在不同的深度段，相同颜色的图像可能代表不同的电阻率值。因此在解释图像时要小心谨慎，这种动态增强图像适用于增加井孔特殊区域上特征的清晰度，但它也会使厚度超过窗长的层段上的垂直变化模糊不清。

7 图像显示

FMI 图像显示通常是二维的平面图像，纵坐标是深度刻度，可以选用不同的深度比例绘图，动态增强图像通常用 1:10 的深度比例绘图，用于进行详细的地质分析。1:200 图像用于进行大段岩性对比。横坐标是电极的方位，自左至右为 0°—90°—180°—270°—360°。整个图像是沿井壁正北方向向右的展开图。

任何一个与井轴不垂直或不平行的平面与圆柱形井眼相交，其交面是一个椭圆，对应展开图上就显示为一个正弦波曲线（图 2 - 7），正弦波曲线的最低点（波谷）处的方位代表了这个平面的倾向，与之垂直的是这个平面的走向，这个平面的倾角等于正弦波的幅度除以井径。

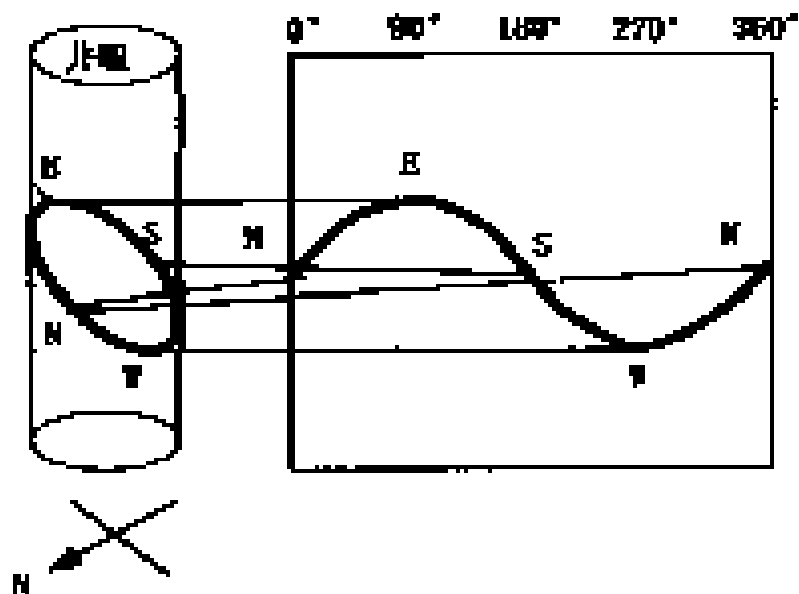


图 2 - 7 井壁图像的展开特征
一个平面与井眼相交的轨迹，展开后是一个正弦曲线

第二节 FMI 图像的解释与应用

每个电极直径只有 5.08mm，而且排列密集，测量时所有电极都向井壁地层发射电流，“扫描”过程就像刷子刷物一样，非常详细地把井壁扫描一遍，它记录了井壁地层电阻率的细微变化，所以 FMI 图像具有很高的精度，分辨率为 0.2in (5mm)，形成的彩色图像和岩心照片相似，可以用来识别岩石中的裂缝、溶孔，还可以用于解释孔隙特性、沉积相、地层构造和进行岩性对比。

任何地质现象只要与相邻地层的岩石电阻率有一定差异，FMI 图像就会有反映，这种电阻率差异愈大，图像的反映就愈明显。高电阻率岩性对应浅色的图像，低电阻率的岩性（如泥岩）和充满钻井液（水基钻井液）的裂缝对应深色的图像。

解释 FMI 图像需要有比较丰富的地质知识，因为不同的地质现象在 FMI 图像上可能具有相同或相似的图像显示，例如溶孔和高电导的粘土颗粒或高电导矿物结核在图像上都显示为黑色圆斑。要用地质规律和地质知识来刻度 FMI 图像，区分不同的地质现象，才能得到正确的解释结果。

电阻率扫描图像的地质应用正在不断开发中，目前主要的地质应用有以下几个方面：

- (1) 裂缝识别及评价；
- (2) 地质构造解释；
- (3) 地层沉积相和沉积环境解释；
- (4) 储层评价；
- (5) 帮助岩心定位和描述；
- (6) 高分辨率薄层分析与评价。

一、裂缝识别和评价

一般情况下，硬地层中（像碳酸盐岩、火成岩、硬砂岩等）裂缝发育程度较高。这些类型的岩石致密，原生孔隙性很差，岩石性脆，在构造应力作用下极易形成断裂和裂缝，在碳

酸盐岩中还常发育溶孔。裂缝的发育形成良好的次生孔隙储层，在全球已发现许多大型的裂缝性油气藏，倍受地质界和石油公司的重视。

1. 裂缝和溶孔的定性解释方法

FMI 图像是一种类似于岩心照片的定向伪岩心图像，它是井壁缝洞的直接成像结果，在识别裂缝和溶孔方面具有得天独厚的优势，是确定井壁上缝洞发育情况和定量计算缝洞参数的理想工具。

如果裂缝是开启的，当井钻开裂缝时，井内压力较大，易流动的低电阻率钻井液就会快速侵入裂缝，在 FMI 图像上，裂缝就成了低电阻率型的深色曲线，如果裂缝发育密集，则可能为一曲线簇。彩图 2 - 8 是火成岩地层中的一段 FMI 图像，第一道显示了裂缝的存在，具正弦波曲线形状的黑色曲线代表了裂缝的特征，解释后计算出每条裂缝的倾角和倾向，本例中裂缝倾向为 NEE，走向为 NNW—SSE，倾角为 $63^{\circ} \sim 83^{\circ}$ ，属倾斜缝和高角度缝。第二道是裂缝的方位频率图，上部是倾向玫瑰图，下部是走向玫瑰图。第三道是 FMI 的三维图像显示，更加逼真，更容易理解裂缝在地下的实际状态和走向、倾向关系。

如果地层中有溶孔，在井壁上的溶孔中充满了高电导的钻井液。在 FMI 图像上溶孔显示为黑色斑点状。彩图 2 - 9 显示的是白云岩地层中图像，黑色斑点是溶孔，可以定性地分析溶孔的发育情况、孔尺寸大小等。

2 裂缝和溶孔的定量解释方法

在计算中心，用 BORVIEW、FLIP、FRACVIEW、SPOT、POROSPECT 等软件可以对 FMI 图像数据定量分析计算，确定裂缝、溶孔的几何参数和地质参数，裂缝参数有：开度 (mm)、密度 (个/m)、孔隙度 (%)、发育长度 (m/m^2) 等；溶孔参数有：尺寸 (mm^2)、密度 (个/m)、面孔率 ($100m^2/m^2$)、次生孔隙度 (%)、原生孔隙度 (%) 等。图 2 - 10 是计算裂缝参数的一个实例。图中第一道是利用 FMI 数据计算的地层倾角矢量图，高角度、南东倾向的矢量图指示了高导裂缝的发育位置和发育程度。第二道是自然伽马曲线 (GR) 和 FMI 测量的相互垂直的两条井径曲线 (C13、C24)，双井径呈椭圆井眼反映了应力集中带。第三道是计算的裂缝参数。FVDC 是裂缝发育密度，FVTL 是裂缝发育长度，FVAH 是裂缝开度，FVPA 是裂缝孔隙度，这四个参数对裂缝进行了比较详细的描述。4270 ~ 4295 m 和 4320 ~ 4340 m 两段裂缝十分发育，下部裂缝不太发育。第四道是对裂缝的统计分析，表明了裂缝的分布趋势。

SPOT 技术可以给出孔洞定量计算结果，彩图 2 - 11a 是某油田的一个实例。自然伽马和 FMI 图像都指示 4520.9 ~ 4521.1 m 夹一薄层泥质条带，在泥质条带之上的火成岩中有许多黑色斑点，代表了溶蚀孔洞，SPOT 技术对这些斑点进行分析，并计算出面孔率、孔洞尺寸和孔洞密度参数，很明显，4520.5 ~ 4520.9 m 是一个孔洞发育带，孔洞密度最大达到 12 个/m，面孔率达到 12%，孔洞尺寸达到 $400mm^2$ (第三道)。

同样，利用 SPOT 技术也可以对火山岩储集层中的气孔定量计算，分析火山岩储集层中的高产层位。在火山岩储集层溶孔及气孔中，由于高电导钻井液的侵入使其图像明显变暗，SPOT 技术能够从地质上根据 FMI 成像测井资料确定目的层，可以准确地判断出在传导通道中出现的低电阻暗点，并把它们测出来，得到暗点面积分布的百分数曲线。彩图 2 - 11b 是新疆某油田的一口气孔性火山岩地层，左测是 FMI 图像，右侧是 SPOT 处理分析结果，二者都显示存在低电阻暗点，气孔的多少用暗点分布面积曲线 (图中第二道，单位为百分比) 表示。在 4408.4 m 以下地层气孔量增加，气孔发育段从 4408.4 m 延伸到 4425 m。地层

测试结果证实了该段气孔发育而且是油气层，获得日产油 30 m^3 ，气 18719 m^3 。

利用 POROSPECT 程序还可以定量计算缝洞储层的原生孔隙度和次生孔隙度。彩图 2 - 12 为某油田实例，FMI 图像显示火成岩中有孔洞发育（第一道），第二道是利用 POROSPECT 程序计算的视孔隙度的分析，第四道是岩石总孔隙度变化。图中显示 3409.2 m 和 3409.7 m 有两处大孔隙层段（厚度约 0.15 m），总孔隙度和孔洞孔隙度都比较大。

3 区别天然裂缝与诱导裂缝

井壁上的裂缝有两种：一种是天然裂缝，能够形成储层的裂缝。另一种是诱导裂缝，它只是在井壁附近分布的缝，不能形成储层。

诱导裂缝成因不同，裂缝特征也不完全相同。井下地层中常见到的诱导裂缝有以下几种。

(1) 钻井过程中钻具机械振动形成的诱导裂缝。这种成因的裂缝十分微小且径向延伸很短，在 FMI 图像上有高电导异常，但在方位电阻率成像（ARI）图上却没有异常，故很容易识别。这种裂缝是无效缝（见彩图 2 - 13）。

(2) 重钻井液和地应力不平衡造成的诱导裂缝。这种因压裂形成的裂缝虽然在径向上延伸不远，但张开度和纵向延伸都可能较大，因而在 FMI 和 ARI 图像上都有异常。可以利用下列特征识别它们。

在 FMI 图像上，它们总是以 180° 或接近 180° 对称分布在图像上，往往以一条高角度缝为主要特征，两侧伴生有羽状微缝（见彩图 2 - 14）。

在双侧向曲线上出现“双轨”，具正差异特征，且电阻率数值较高（见彩图 2 - 15）。

值得注意，应力压裂诱导裂缝和井壁崩落形成的椭圆井眼图像都有垂直裂缝的特征，但后者两侧未有羽状微缝，而且总是在最小水平主应力方向上，因此与压裂诱导裂缝成 90° 关系。

(3) 应力释放形成的诱导裂缝。这种成因的裂缝在岩心上和 FMI 图像上都可能反映。在 FMI 图像上，它们是一组接近平行的缝，其裂缝的倾角与地下三轴方向应力的相对大小有关。

当垂向应力为中间主应力和最大主应力时，裂缝为垂直缝和高角度缝。

当垂向应力为最小主应力时，裂缝为低角度缝。

此外，因裂缝面十分规则，在常规测井解释中，这种无效储层很容易误解为低孔高角度裂缝性储层。彩图 2 - 16 所示为某井二叠系地层中在井壁上出现的应力释放裂缝特征。

彩图 2 - 17 是四川某井的 FMI 图像，岩性为块状石灰岩和白云岩，图上的裂缝为高角度的应力释放裂缝。

把天然裂缝和诱导裂缝的形态和特征可以归纳为三个方面的区别：

诱导裂缝是在应力作用下即时产生的裂缝，只与地应力有关，故排列整齐，规律性强。而天然裂缝受多期构造运动形成，又遭受地下水溶蚀和沉淀作用的改造，分布不规则。

天然裂缝面总不太规则，缝宽变化大，诱导缝反之。

诱导裂缝的延伸都不大，深侧向电阻率值下降不很明显。

4 鉴别裂缝与缝合线

一般情况下，缝合线是压溶作用的结果，可存在于任何沉积岩中，但在碳酸盐岩中更加常见。从成因上讲，缝合线通常平行或接近岩层界面，呈薄层的、锯齿状的“岩脉”，大多数是不规则的不连续平面，在 FMI 图像上可以有电导率异常显示，图 2 - 18 所示测井实例，在缝合线两侧，伴有近似垂直的高电导率异常，但这不是裂缝。

在 FMI 图像上，缝合线通常表现为三种类型：

第一类，呈锯齿状不规则界面，高电导的暗色图像（由导电物质所填充，例如粘土）。

第二类，低电导的亮色图像（由导电性能差的物质填充，例如方解石）。

第三类，缝合线两侧伴生有广泛裂缝，呈多分枝的高电导暗色图像（由过量的上覆应力引起）。彩图 2 - 19 是三种类型缝合线的典型实例。

缝合线通常不具渗透性，是渗透性层的薄层挡板，但是当与裂缝共存时，如上述的第三类缝合线，缝合线的隔挡能力就大大削弱。

二、地质构造解释

用 FMI 图像解释地质构造的方法基于地层产状（地层的倾向和倾角）的变化特征。断层和褶皱是地下地质构造中常见的构造，断层往往使地层产生位移，使地层的产状发生变形或突变，褶皱是地层产状发生逐渐变化。

1. 断层

一般地，小型断层可能不存在断裂破碎带，位移较小，在 FMI 图像上可以清楚地识别出小断层以及地层产状的位移变化。彩图 2 - 20 所示的是砂泥岩地层中的 FMI 图像，在 3370 m 显示存在一个正断层，断层面十分规则，倾角 57° ，倾斜方位 133° ，位移只有 10 cm 左右。但大型的断层由于构造力的强烈作用或长期作用，往往都具有断裂破碎带，断层面通常不规则或交织出现。彩图 2 - 21 是 PS15 井第三系地层中的 FMI 图像，左图在 4833.2 ~ 4839.7 m 之间指示了一个断裂带，显示出多条断层，断层面的产状变化较大，可以清楚地看到断层角砾。

结合 FMI 图像和地层倾角矢量图能够相当准确地判断断层的存在，解释断层的产状。如果要确定断层是正断层还是逆断层，要结合组合测井的对比资料。

2 褶皱

褶皱的特征是地层产状连续不断的有规律地变化，地层倾角矢量图模式是连续渐变的（反转褶皱除外），在 FMI 图像上也具有相同的特点，但由于 FMI 图像一般采用 1:10 的深度比例尺绘图，很难形象地看出大型褶皱的模式。小的褶皱可能是很清楚的。彩图 2 - 22a 中显示的是一个纵向上延伸有 6.6 m 的非常陡的褶皱构造，倾斜方位 120° ，翼部倾角达到 85° 。

3 复杂构造分析实例

彩图 2 - 22b 是中国西部某油田白云质泥岩地层中的一口探井，用 FMI 和 FTI（流体类型识别咨询系统）确定构造演化与裂缝、孔洞发育程度以及流体类型分布规律。用 FMI 图像识别和描述岩石中的微小构造和结构上的变化（例如层理、小断层、裂缝及孔洞等），用 Flip、Fracview 及 Spot 技术分别对裂缝和孔洞进行定量计算，确定其发育程度以及分布规律，确定最有利储层位置，结合 FTI 进一步判断流体类型。FMI 图像表明 3700 ~ 4650 m 井旁构造十分复杂，共解释了 6 条小型逆断层和 1 个小型倒转褶皱，断层的断距只有 10 ~ 20 m。目的层段发育有部分高角度裂缝和低角度裂缝（层间缝），裂缝和孔洞的发育与断层活动密切相关。FTI 识别出该段地层流体类型复杂多变，存在多套油气层。试油结果证实了解释结果的可靠性，4589 ~ 4601 m 和 4280.5 ~ 4462 m 测试结果为日产油 43 m^3 ，并有大量天然气，无水。后期对 4589 ~ 4601 m 酸化压裂，日产油 104 m^3 ，无水。

三、地 层 分 析

用常规测井技术描述沉积岩地层中的各种沉积构造、水流层理、泥质薄夹层等地质现象比较困难，要靠大量的钻井取心来实现，地层倾角测井可以宏观地对这些现象进行描述，但不太详细。FMI 图像的高分辨率和大的井壁覆盖率满足了地层分析的需要，它能够清楚地把井壁上地层的变化反映出来。下面给出几个典型的例子，说明 FMI 图像在地层分析中的优势。

1. 网状河流沉积

网状河流沉积在垂向剖面上无论是岩性、结构及构造上的变化是任意的，但典型的网状河流沉积垂向层序为向上变细的层序。常常在底部有冲刷面，中上部有槽状交错层理和板状交错层理的砂岩，顶部由具有小型板状交错层理和沙纹交错层理的细砂岩、粉砂岩及泥岩组成。

彩图 2 - 23 是一个典型的网状河流沉积的图像。可以清晰地看到层界面，它们是由几组交错层理组成的，在 X90.15、X90.85 和 X91.4m 处是剥蚀面。在 X90.55m 处，剥蚀面上覆泥岩指示是一种快速的河道废弃和粘土充填的特殊沉积环境。这些交错层理的平均倾角为 24°，倾向为东—北东，它指示了古水流方向和古河道的延伸方向。

2. 三角洲分流水道沉积

三角洲分流水道沉积常发育交错层理、波状层理及冲刷 - 充填构造，岩性较细，泥质较少。自然电位曲线或自然伽马曲线常呈箱形、钟形或齿状钟形。

彩图 2 - 24 是水下分流河道沉积砂体的 FMI 图像，自然伽马曲线呈钟形。这是一个湖成三角洲平原相，岩性为粉砂岩，图像上可以看到波状层理和底部冲刷面。平均层理倾角为 7°，倾向为南东，指示了湖心方向。

3. 三角洲前缘亚相——河口坝沉积

河口坝位于水下分流河道的河口处，具有分选好，沉积物质纯的特点，常发育交错层理和弧形斜层理。河口坝沉积通常表现为向上变粗的层序，自然电位曲线或自然伽马曲线呈漏斗形或齿状漏斗形。

彩图 2 - 25 是一个河口坝沉积的图像实例，自然伽马曲线呈漏斗形状，反映了向上变粗的特征，FMI 图像具有同样的反映，而且对夹层和层理反映更细致、更清楚。第二道中的矢量图指示了斜层理和交错层理。

4. 包卷层理

包卷层理是一种变形层理，在 FMI 图像上很容易识别。彩图 2 - 26 是一个包卷层理的图像实例。从底部向上，两处包卷变形层理之间有一个过渡带。在第二、第四两个极板上出现的深色条带是井眼不好（椭圆井眼）的指示，是由电极极板接触不良引起的。

5. 砂砾岩

砂砾岩沉积环境为近物源沉积或湖岸（陡坡地带）沉积，在较大的河水能量下，砂、砾、泥等混杂物迅速冲积而成。其主要特点是砂砾混杂。在 FMI 图像上，砂砾岩很容易识别。通常砾的电阻率比较高，为浅色图像，形如卵石的投影，砂、泥电阻率较低，为较暗色图像，且为砾石空隙的充填物。

彩图 2 - 27 是东濮凹陷西斜坡某井的 FMI 图像，沉积环境为近物源的湖岸水下扇。圆形和椭圆形的浅色斑点代表了砾石，暗色和棕色代表了泥质和砂质物质。

四、薄层分析

在油田的开发过程中，识别薄层对研究储层的特性和划分渗透层隔层具有很大帮助，薄的储层和薄的渗透层隔层对提高采收率都有重要的意义。FMI 图像提供的纵向分辨率是 5 mm (0.2 in)，这比常规测井的分辨率要高出 30~40 倍，它能够识别出 5 mm 厚的薄层。

用 FMI 图像识别薄层的方法在许多油田已经得到证实和应用。水平发育的裂缝性储层和溶孔性储层在前面已经讨论过，此处讨论一下砂泥岩地层中薄层的分析。

泥岩层段中夹有薄砂岩层时，因为泥岩中粘土一般具有较高的阳离子交换能力，具有高电导特征，所以泥岩的图像通常是暗色图像，而砂岩是较浅色和浅色图像，它们的界面就是地层层面，通常很容易识别出来，彩图 2-28 是某油田的一个实例，泥岩层段中夹有数个薄砂岩层，薄砂岩层的厚度约为 0.2~0.4 m。

如果在砂岩层段中有非渗透夹层，大多数情况下有两种可能，一种是高电导率的泥质夹层形成渗透层隔层，另一种是钙质胶结的砂质夹层形成渗透层隔层。夹层的特点是，前者的图像是暗色或黑色，后者的图像是浅色或白色。

五、FMI 测井和钻井取心

钻井取心是油气勘探开发中直接了解地下岩石物理化学特性的常用方法，但是钻井取心的成本很高，钻井时间也较长。长期以来，人们希望找到一种能够类似于岩心描述的廉价快捷的方法用于减少钻井取心。FMI 图像具备了这种方法的特点。

FMI 图像就像是岩心照片一样清晰，详细地描述了井壁上的地质“事件”。与钻井取心对比，FMI 图像有两大优点：

- (1) 以在短期内获得长井段的井壁描述图像；
- (2) 比取心价格低许多。

在具有代表性的井段，把 FMI 图像与岩心对比，找出它们之间的关系，然后利用这种关系外推，用 FMI 图像对未取心井段进行描述。用岩心刻度 FMI 图像是非常重要的，因为 FMI 图像在不同情况下对岩性的反映不是唯一的，动态加强处理使这种不唯一性更加突出，如果不用有限的、关键井段的岩心对 FMI 图像进行刻度，容易造成不合理的解释结果。从这个意义上讲，FMI 测井不能完全取代取心，只能减少取心，少量的取心仍然是必要的。另外，FMI 图像也不能取代岩心分析方面的作用。

在地质研究中，岩心归位是一项非常必要和谨慎的工作，在常规测井和岩心对比中常有较大的误差（尤其当取心井段分散或取心收获率较低时），采用 FMI 图像进行岩心归位会大大提高归位的精度。

六、PS8 井 FMI 图像的解释与应用实例

位于东濮凹陷西南次洼的 PS8 井，下第三系沙河街组 $Es_3^1 \sim Es_3^3$ 亚段地层为一套湖泊相沉积的砂泥岩地层剖面，岩性以灰、深灰色泥岩为主夹灰、灰白色粉砂岩和细砂岩， $Es_3^1 \sim Es_3^2$ 亚段砂岩不太发育， Es_3^3 亚段砂岩比较发育，单层厚度一般为 0.6~3.0 m，最厚为 6.0 m，最薄为 0.5 m。

常规的裸眼井测井资料和钻井取心资料综合表明，该段地层岩石比较致密，岩心分析孔隙度平均 7.1%，空气渗透率平均 $0.7 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，碳酸盐含量平均 10.47%。储层类型为

类储层，属于低孔低渗储层。

1. 构造评价

从 FMI 图像倾角处理结果分析,测井段内构造倾角大致可以分为四段,如表 2 - 3 所示。地层倾斜方位比较稳定，向南东方向倾斜，倾角自上而下呈增大趋势，从 3°增大到 13°。在 FMI 倾角成果图上没有显示出较大的断层模式，地层上倾方向指向北西，指示构造高部位。综合 FMI 和 SHDT 测井成果解释的地质构造特征与地震解释结果基本吻合，如图 2 - 29 所示。

表 2 - 3 构造倾角数据表

井段, m	地层倾角, (°)	倾斜方位, (°)
4094 ~ 4242	3 ~ 4	135
4242 ~ 4422	4	135
4422 ~ 4701	6 ~ 10	120
4701 ~ 4820	10 ~ 13	120

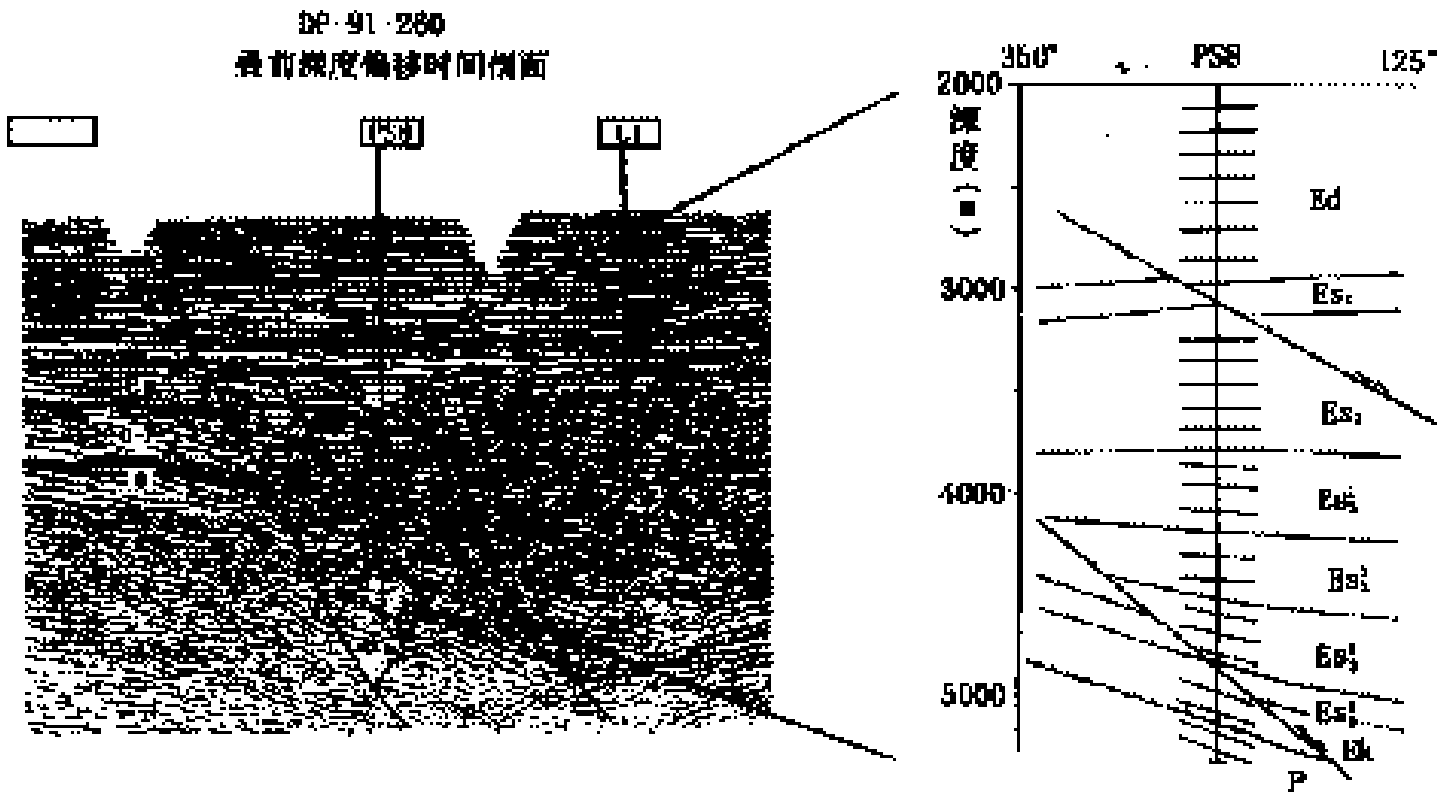


图 2 - 29 地震剖面与地层倾角杆状图对比

倾角杆状图表明该井钻遇了一个轴非对称的缓背斜构造，脊点大约在 3500m。与 DP - 91 - 260 地震剖面一致，但明显地被断层复杂化了。综合分析认为，这是长垣大断层下降盘上形成的同生背斜构造。

在 3086m 和 4915m 钻遇两条断层，断层走向 NE，倾向 SE，属于长垣断层的派生断层。在 FMI 成像测井段内，没有发现大的断层，但有几处小断层清晰可见，见表 2 - 4。

彩图 2 - 30 是一个小断层的图像实例。

在地震剖面上没有发现不整合面，根据实钻和测井资料确定了不整合面位置，于 5140m 钻遇二叠系地层与上覆下第三系地层不整合面。地层倾角测井成果则清楚地表明该不整合面为平行不整合。

2 裂缝评价

在测量井段内仅在两处见到微裂缝显示，以高角度裂缝为主要特征，裂缝的倾向和走向

表 2 - 4 FMI 图像上显示的小断层

断点位置, m	断层倾角, (°)	断层倾斜方位, (°)
4342.6	33	190
4355.4	34	143
4454.0	64	260
4668.2	23	27

变化较大，表现为网状缝特征，如表 2 - 5 所示。F M I 测井表明测井段内裂缝不太发育。
4321. 4 ~ 4323. 4 m 井段的高角度导裂缝的图像（见彩图 2 - 31）左侧的图像。

表 2 - 5 F M I 图像的裂缝显示

井 段 m	裂 缝 条 数	裂 缝 倾 角 (°)	倾 斜 方 位 (°)	裂 缝 走 向 (°)
4321. 4 ~ 4323. 4	4	65	340	70
4518. 3 ~ 4524. 2	4	85	5、298、169	95、28、79

3 沉积相分析

利用 F M I 图像分析沉积相需要和常规测井资料相结合，常规测井资料提供了储层的岩性、韵律和物性特征信息，F M I 图像提供了储层的沉积结构、粒序、胶结等信息，二者的有机结合可以精细地解释沉积微相，继而判断亚相。

1) 沉积构造解释

岩性或物性的变化导致微电阻率曲线变化，在图像上可以反映出来。PS8 井中可以看到以下几种沉积构造：

(1) 块状结构：厚层状、无层理块状泥岩比较多见，图像颜色较暗。反映了较深湖相沉积特征。块状砂岩只在局部出现，无层理发育，图像颜色较均匀。

(2) 砂岩（粉砂岩）与页岩交互层：一般成薄互层状，层面清楚，砂岩（粉砂岩）颜色较淡，泥（页）岩颜色较暗，对比度明显。反映了水下分流水道间漫溢或前三角洲的沉积特征。

(3) 纹层：页理发育，层面基本平行，往往是在泥岩中由于粉砂含量升高导致这种纹层现象。如 4490 ~ 4493 m，纹理厚度约为 1 ~ 5cm。主要反映了较深湖相前三角洲的沉积特征。彩图 2 - 31 右侧图像显示了这种纹层的特点。

(4) 交错层理：层理清晰，层理面相互交错。代表了水下分流水道的沉积特点。如 4229 ~ 4232 m，彩图 2 - 32 上部砂岩中显示出了交错层理的图像特点。

(5) 似平行层理和斜层理：层理清晰，层理面基本平行。代表了河口坝的沉积特点，如 4436 ~ 4437. 5 m（见彩图 2 - 33）。在本井段中交错层理比较多见，平行层理只限于局部砂层中。

(6) 变形层理：层理清晰，但变化异常，具局部褶皱、弯曲现象。是重力流沉积的特征，如 4284 ~ 4284. 5 m（褶皱）和 4289 ~ 4289. 5 m（弯曲变形）。

(7) 钙质胶结：图像成层状或局部颜色变淡，成为电阻率异常型。反映了储层的成岩作用特点，如 4235. 5 ~ 4236 m（局部钙质胶结）和 4236. 5 ~ 4236. 7 m（层状钙质胶结）（见彩图 2 - 34）。

(8) 冲刷面：在一些砂岩开始沉积时，水道切割下伏地层，形成局部小的冲刷面，冲刷面一般不平整，角度和下伏地层有差别，如 4232. 4 m、4170. 4 m。

由于西面的长垣断层在沙三段早期频繁剧烈活动，西南次洼持续下降，成为凹陷内沙三段至沙二段时期的局部沉降中心，来自西部的沉积物在入湖后减速沉积下来，形成了水下分流水道砂体、河口坝砂体、前三角洲席状砂体。漫长的沉积过程形成了一套复合的水下扇—三角洲沉积体系，直到沙一段结束。

砂岩层理倾角的幅度变化范围为 2°~ 34°（绝大多数层为 4°~ 20°；仅少数厚砂岩层为 4°~

25 %),反映古水流动能较小,沉积环境相对比较稳定,综合反映了滨浅湖~较深湖沉积环境。

Es₃³ 亚段沉积时期处于滨浅湖水下扇—三角洲前缘亚相,但古水动能较小,加上盆地快速下沉,砂岩并不太发育,而且砂岩储层较薄,岩性较细,分选较好,以粉砂岩为主。图像上可以看到正韵律的水下分流水道沉积砂体,多数具小型交错层理,另一些具平行层理,同时也存在反韵律的河口坝砂体,在图像上可见一些前积层理。测井组合曲线表明了三种主要砂体类型:漏斗状、钟状、指状,反映了水下分流水道、河口坝和指状砂坝及席状砂的沉积砂体(见彩图 2 - 35 和彩图 2 - 36)。

FMI 图像表明该段泥砂混合比较普遍,相当多的泥岩层段都夹带粉砂岩或泥质粉砂岩,而且多以薄交互层形式出现,尤其以 4640 m 以下为甚。泥极少纯泥,砂极少纯砂,岩性较细,砂体不太发育,层理倾角较小,反映了古水流动能不强特点,以弱~较强为主。

综合分析后认为,本区 Es₃³ 亚段以滨浅湖水下扇—三角洲前缘亚相为主。Es₃¹⁺² 亚段以较深湖前三角洲亚相为主,Es₃² 亚段顶部局部见到滑塌变形构造,说明有重力流沉积。

4 储层评价

造成该区储层低孔低渗的主要原因有两条,一是储层埋藏深,与凹陷北部其他构造同层位相比,埋深增加了 1500~2000 m,压实作用影响明显增大;二是成岩作用强烈,主要是碳酸盐胶结/交代作用的影响,严重制约了储层的孔渗特性。

在 4100~4630 m,钻井液录井见到油浸 1 层 1.37 m,荧光 8 层 26.5 m,4500~4648 m 中途测试见到了工业油气流,FMI 图像显示本段裂缝不发育,储层孔隙以粒间孔隙为主,套管内射孔压裂试油结果证实了 FMI 解释结果的可靠性。在 4566.3~4604 m 射孔后压裂试油,初始日产油 4 m³,气 1714 m³,水 21 m³,后期产液量趋近于零,试油结论为低产油气层(图 2 - 37)。

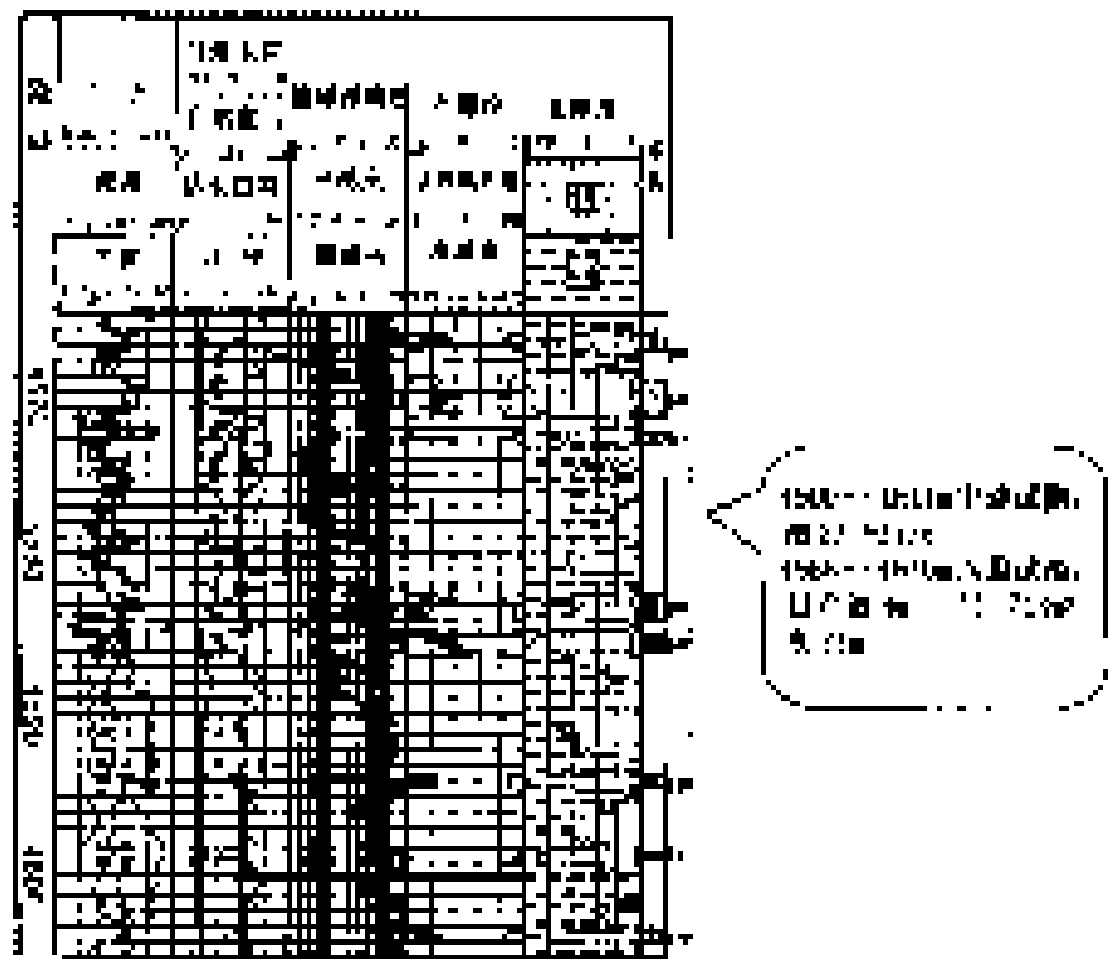


图 2 - 37 测井组合成果图和试油结果
试油结果证实裂缝不发育, 储层渗透性很差

第三节 阵列感应成像测井技术（AIT）及其应用

20 世纪 40 年代，道尔（H. DOLL）提出了感应测井几何因子理论，发明了世界上第一支感应测井仪，随后人们进一步研究感应测井理论，研制了多种型号的感应测井仪，广泛用于油气田的勘探开发。阵列感应测井仪在 20 世纪 80 年代由 BPB 公司首推，进入 90 年代，斯伦贝谢公司和阿特拉斯公司也相继推出阵列感应测井仪，使传统的感应测井仪向成像测井仪迈进，提高了感应测井的分辨率和应用效果。

一、感应测井和阵列感应测井原理

众所周知，感应测井是利用电磁感应原理测量地层的电导率，通过对发射线圈供给交流电，使其在周围的介质中产生电磁场，产生感应电流，感应电流的强度与磁场强度和介质的电导率成正比（见彩图 2 - 38），用接收线圈检测感应电流的大小。接收线圈中的接收电压与发射线圈和接收线圈的匝数有关，还与发射电流强度、电流频率、地层磁导率和传播常数有关，与发射电流之间存在相位滞后。发射线圈与接收线圈之间的距离叫做“间距”，影响仪器的探测深度。

常规的感应测井仪都采用复合线圈系结构，通过选择适当的间距和线圈对组合，产生具有直藕信号近似为零的多个测量信号矢量叠加，使流过地层的电流限定在特定的径向和纵向距离上，实现硬件聚焦的效果。常规感应测井仪有两种或两种以上不同的聚焦方式，能够实现两种探测深度。对于每一种聚焦方式，地层的某一单元体积对测量电压的贡献取决于仪器的几何因子。

斯伦贝谢公司的阵列感应测井仪（AIT）与常规感应仪有所不同，在设计上放弃了将数对线圈连在一起实现硬件聚焦的方法，而采用了 8 个不同发射器/接收器间距的方式，所有线圈都作为独立的仪器工作，间距从 6in 到 6ft（图 2 - 39）。它的另一特点是 8 对接收线圈共用一个发射线圈，同时以三种不同频率工作（26.325kHz、52.65kHz、105.3kHz）。每个线圈对的几何因子是固定的。AIT 感应测井仪共测量了 28 个原始实分量和虚分量信号。

地面计算机处理系统将 28 个测量信号以不同权值处理进行软件聚焦后，可以得到三种纵向分辨率，五条不同探测深度的地层电阻率曲线（见彩图 2 - 40）。

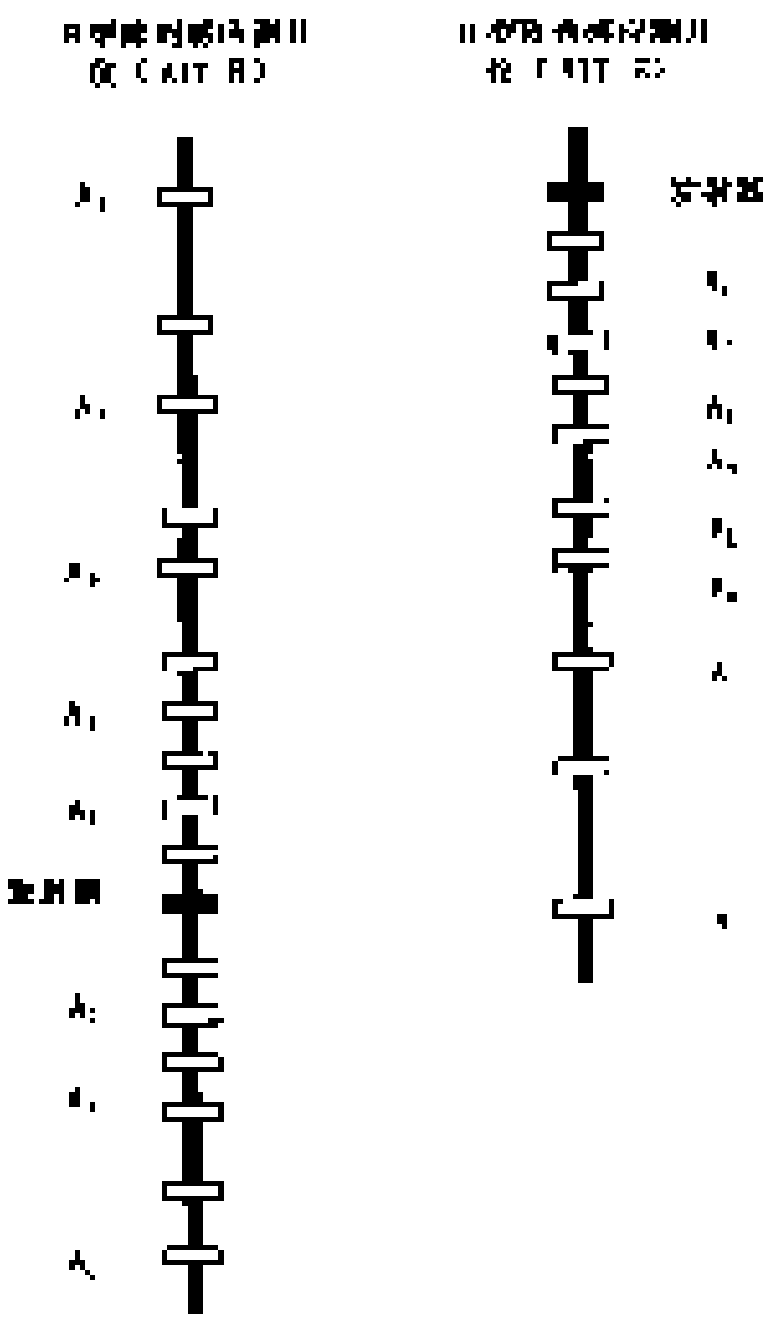


图 2 - 39 AIT 阵列感应测井电极系结构

表 2 - 6 说明了 AIT 感应测井仪的性能指标及测井限制。

长度		40. 3ft (12. 3 m)，若不带 SP 短节为 33. 5ft
直径		37/ 8ft (984 m m)
重量	探头	2901b (131kg)
	电子线路	2501b (113kg)
	发射器部分	351b (16kg)
测 速		3600ft/ h (1097kg)
耐 温		350 ℉ (175)
耐 压		2000psi (140Pa)
最小适合井眼尺寸		43/ 4in (1207 m m)
组合性		上端和下端除地层测试器以外的标准仪器均可配接
精度 (深度)		上端和下端除地层测试器以外的标准仪器均可配接
精度 (深测量曲线)		2 % ±0. 7 m s/ m

在高电阻地层中，AIT 受到限制，精度降低，浅探测和高度聚焦的测井曲线受井眼不良影响较大。当井眼尺寸很大时或当 R_1/R_{xo} 值很大时，高度聚焦的测井曲线会显示“洞穴效应”，就如侵入特性引起的曲线异常一样。在仪器设计上，当地层电阻率大于 $500 \cdot m$ 及泥浆电阻率小于 $0.2 \cdot m$ 时，自动监测器将自动地把纵向聚焦能力从 1ft 降低到 2ft。

二、阵列感应测井资料的解释与应用

AIT 测井曲线是通过对 28 个已经进行了井眼校正的测井信号进行优化组合而得到的，它是通过纵向分辨率，径向聚焦能力和井眼尺寸优化处理后的综合结果。

1. 地层电阻率

五条电阻率曲线的探测深度分别是 10in、20in、30in、60in 和 90in。它们的径向积分响应函数图像如图 2 - 41 所示。90in (2.25 m) 感应测井仪的探测深度比常规深感应测井仪大

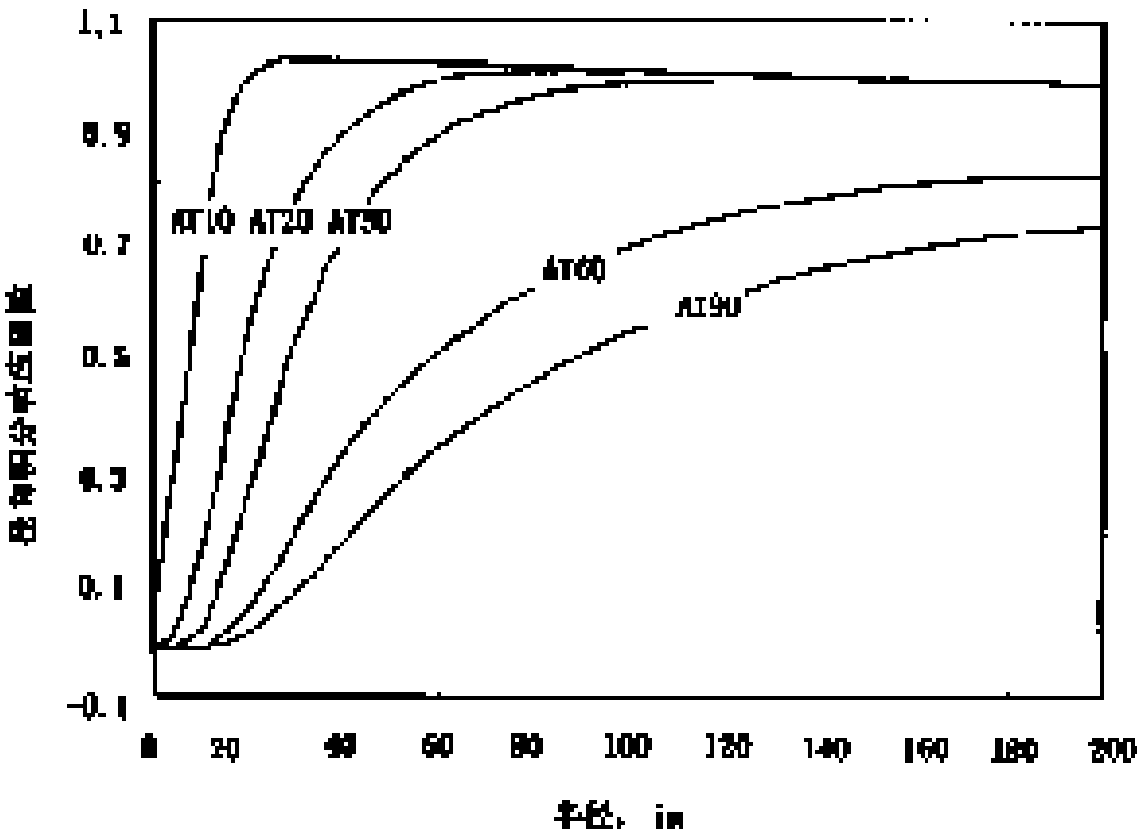


图 2 - 41 AIT 阵列感应测井径向积分响应函数

50 %，受井眼和侵入影响很小。

三种纵向分辨率是 1ft、2ft 和 4ft。1ft 分辨率测井为基本测井曲线组，测量的电导率信号的 90 % 来自于厚度为 1ft 的地层，但受井眼影响较大。2ft 分辨率测井与相量感应纵向分辨率差不多，但受不良井眼影响要小于 1ft 分辨率测井。4ft 分辨率测井与老式感应纵向分辨率差不多，它受井眼影响更小，而且使 AIT 测井资料更易于与老式感应测井资料进行对比。彩图 2 - 42 为纵向分辨率分别为 1ft、2ft、4ft 的三组测井曲线。在 2300ft 以上的那个 3ft 厚的地层中，2ft 分辨率曲线比 4ft 分辨率曲线反映得更加详细。在 2200ft 处的极薄层，4ft 分辨率曲线没有显示，而在 2ft 分辨率曲线上有一定显示，在 1ft 分辨率曲线上更加清晰可见。在同一井段上，1ft 分辨率曲线与 2ft 分辨率曲线很相似，说明高度聚焦并没有产生噪声干扰。

从彩图 2 - 42 中可以看出，AIT 测得的五条电阻率在相同的纵向分辨率情况下，它们反映了径向的地层电阻率特征，90in 探测深度的曲线受井眼影响和侵入影响最小，最接近于原状地层的电阻率。

一般情况下，单条电阻率测井曲线不能代表在特定半径下地层的电阻率，当存在钻井液滤液侵入时，通过多条电阻率曲线的径向反演可以求出原状地层的电阻率。AIT 感应测井采用四个参数（冲洗带电阻率 R_{xo} 、侵入带内径 r_1 、侵入带外径 r_2 、原状地层电阻率 R_t ）模型求取地层的冲洗带电阻率 R_{xo} 和原状地层电阻率 R_t 。

2 径向电阻率变化的图像

用径向响应函数对一组匹配良好的纵向分辨率的 AIT 曲线进行反褶积，可以得到对径向电阻率变化的详细描述。可以采用两种模型确定径向电阻率的变化。一种是不施加任何预先设想的模型，称为无模型法，它将重建从井眼到地层的电导率剖面。另一种则是根据一个特定的径向模型，将电导率参数化，并计算径向饱和度参数，此时还需要孔隙度测井曲线。

1) 无模型法——径向电阻率图像

使用无模型法可以得到一个径向电阻率剖面图像，图像用颜色表示电阻率的变化，通常是从蓝色到红色代表电阻率由低到高，横坐标刻度表示侵入深度，刻度值从 0 ~ 60in。

举一个实例说明 AIT 图像的特点及解释方法。彩图 2 - 43 (a) 是一个油气层的电阻率图像，从图像的颜色差别可以了解到钻井液液侵入导致的电阻率变化，在渗透层段（700ft 之上）径向电阻率反映了明显的低电阻侵入现象。在 700ft 之下的高电阻层段基本没有发生侵入。从图像的颜色可以断定两个层段都是高电阻率，但这只仅仅是对电阻率的解释，而没有考虑到地层孔隙度因素。

2) 模型法——径向含水饱和度图像

在计算时采用特定的模型将径向电导率参数化。在生成图像时，除 AIT 测井资料外，还需要孔隙度（ ϕ ）、地层水电阻率（ R_w ）和钻井液液电阻率（ R_{mf} ）以及计算含水饱和度的方程，还可以输入一条微球形聚焦测井曲线（MSFL）。这种方法用于获得侵入参数并生成含水饱和度的彩色图像。彩图 2 - 43 (b) 是该层的饱和度图像，图像颜色代表了地层含水饱和度的变化，从红色到蓝色代表含水饱和度由小到大，横坐标刻度表示了侵入深度。700ft 之上的渗透层是一个良好的油气层，含水饱和度为 20 %，冲洗带含水饱和度为 70 % ~ 80 %，侵入带为 50 % ~ 60 %，含水饱和度在径向上的阶梯性变化是比较明显的，在 700ft 之下的高电阻率层段，含水饱和度大于 70 %，表明了一个致密层的特征。

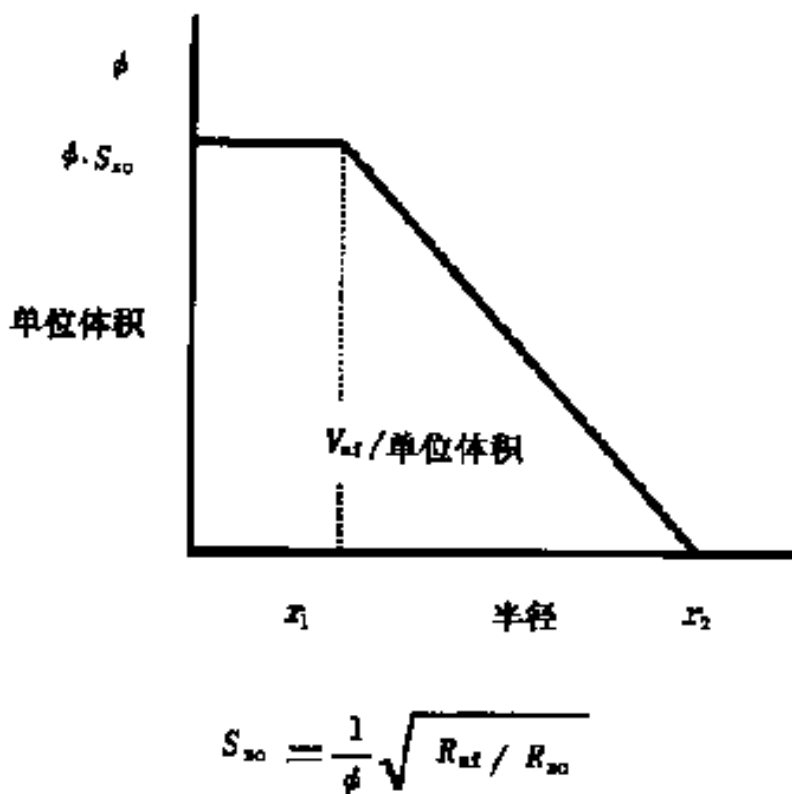


图 2 - 44 用 AIT 测井资料计算钻井液滤液体积

3. 计算钻井液滤液侵入体积

钻井液滤液侵入渗透层的深度和侵入体积与地层的孔隙度、渗透率、地层压力与钻井液柱压力差及钻井液性能有关。用 AIT 测井资料能够用体积模型定量分析钻井液滤液侵入体积。

由于模型法中能够计算出四个反映侵入的参数：原状地层电阻率 (R_t)、冲洗带电阻率 (R_{xo})、侵入带内半径 (r_1) 和侵入带外半径 (r_2)，在生成饱和度图像时，假设井壁到 r_1 为冲洗带， r_1 到 r_2 为侵入带， r_2 以外为原状地层，可以建立一个钻井液滤液侵入模型 (图 2 - 44)。根据上面的假设，在冲洗带内，含水饱和度 (S_{xo}) 应是一个基本不变的值，钻井液滤液侵入体积为：

$$V_{mf} = \phi \cdot S_{xo} \cdot (r_2^2 - r_1^2) \quad (2 - 1)$$

在原状地层中 $S_{xo} = 0$ ， $V_{mf} = 0$ ，在 $r_1 < r < r_2$ 区间内， S_{xo} 与侵入深度呈线性关系。

$$S_{xo}^n = \frac{1}{m} \cdot \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \quad (2 - 2)$$

则钻井液滤液侵入体积为：

$$V_{mf} = \frac{R_{mf}}{m - n} \cdot \frac{1}{R_{xo}} \quad (2 - 3)$$

如果设 $m = n = 2$ ，则

$$V_{mf} = \left(R_{mf} / R_{xo} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2 - 4)$$

由此计算的钻井液滤液体积与孔隙度无关。

在实际应用中，利用 R_{xo} 和 R_{mf} 数据，通过对径向深度积分获得单位深度的滤液体积。

彩图 2 - 45 是计算钻井液滤液体积的一个例子，钻井液滤液体积显示右边 (阴影区)。在这个油气层段，钻井液滤液体积随侵入深度增加而增大。这个参数对于估算在地层测试或射孔试油时能出现多少钻井液滤液很有帮助，在进行电缆式地层测试器 (MDT) 取样时，这个参数能指示要排出多少体积的钻井液滤液后才有可能取到真正的地层流体。

在进行 AIT 定量分析时，必须注意：

- (1) 当 R_{xo} 与 R_t 差别很小时，不能很好地反映侵入特性。
- (2) 图像上给出的都是对称剖面，但实际上在大多数情况下井眼不是圆的，地层的侵入在井周各方向也不太均匀，侵入剖面可能是不对称的。
- (3) 在解释时，要考虑到 R_{mf} 的明显变化对侵入界面和 V_{mf} 的影响。
- (4) 井眼直径的突变和 R_t 与 R_{xo} 差别很大时，在层界面处会使计算的参数产生假象。

三、阵列感应测井与相量感应测井和双侧向测井的比较

1. 与相量感应测井比较

相量感应测井提供两条探测深度不同的测井曲线：深感应电阻率 (ILD) 和中感应电阻率 (ILM)，对薄层的分辨能力优于双感应测井 (DIL)。AIT 测井提供了三种垂直分辨率、五种不同探测深度的曲线，对薄层探测能力明显提高，对径向侵入定量描述更加准确。二者的比较如 (见彩图 2 - 46 所示)。这是同一口井中的两种测井曲线，左边是相量感应测井曲线，右边是 AIT 感应测井曲线 (垂直分辨率为 1ft)。在 12m 处有一个约 1m 厚的薄层，AIT 曲线上显示了 90in 探测深度的曲线值大于 10 英寸探测深度的曲线值 ($R_t > R_{xo}$)，说明了水基泥浆的低阻侵入，在左边的相量感应曲线并没有显示出侵入现象，用它计算的 R_t 值要比 AIT 计算的小些。这个层已被试油证实为含油气层，AIT 感应测井的测量结果更加接近实际。

另一个例子是一个油基钻井液条件下的相量感应和 AIT 感应测井对比图 (见彩图 2 - 47)。测井时把两支感应仪串接起来，一次下井同时完成。不难看出，AIT 测井的薄层分辨能力明显好于相量感应测井，渗透层处的径向侵入特征也比相量感应更加明显。

2 与双侧向测井的比较

双侧向测井提供一条深探测电阻率曲线 (LLD) 和一条浅探测电阻率曲线 (LLS)。通常，在地层电阻率较大时 ($R_t > 20 \cdot m$) 或地层电阻率与钻井液电阻率比值 (R_t / R_m) 大于 250 时首先考虑测量双侧向，在盐水钻井液井中首选的也是双侧向测井。在试验中，对在相同条件下的井中同时测量双侧向和 AIT，取得了对比资料。

在盐水钻井液中测得的对比曲线示于 (见彩图 2 - 48)，该井的井下钻井液电阻率 $R_m = 0.045 \cdot m$ ，左边是双侧向测井 (DLL) 和微球形聚焦测井 (MSFL)，还包含了一条经过 Groningen 校正后的深侧向电阻率曲线，右边是 AIT 测井。图中反映出 AIT 垂直分辨率明显地高于双侧向测井的垂直分辨率，在含油气层段二者具有很好的侵入对比性，90ft 和 60in 探测深度的曲线更能真实地代表原状地层电阻率。

在另外一个例子中，井下钻井液电阻率 $R_m = 0.036 \cdot m$ ，上部是硬石膏层，深侧向电阻率值达到 20000 $\cdot m$ ，下部地层电阻率为 4 ~ 5 $\cdot m$ ，由于 Groningen 效应的影响，硬石膏层影响了深侧向值，使得 3580ft 以下地层的深侧向曲线读数偏高，但 AIT 测井曲线与微球形聚焦测井曲线具有很好的对比性，AIT 的五条曲线也匹配很好，说明 AIT 读数是正确的。(见彩图 2 - 49)。

3 AIT 感应和双侧向的测井条件

因感应测井和双侧向测井原理不同，对测井条件要求也不相同，在选择测井项目时，要使测井条件符合测井仪器的特性及性能指标才能获得优质的测井曲线，才能求准 R_t 和 R_{xo} 。图 2 - 50 中的两个图可以帮助选择合适的电阻率测井仪。选择的参数是 R_t 、 R_{xo} 、 R_t / R_m ，在图版中间都有一个重叠的区域，在这个区域里，应该同时测量 AIT 感应和双侧向，以便能更有效地描述储层的侵入特性。在不交叉的区域，可以使用单项仪器测量。

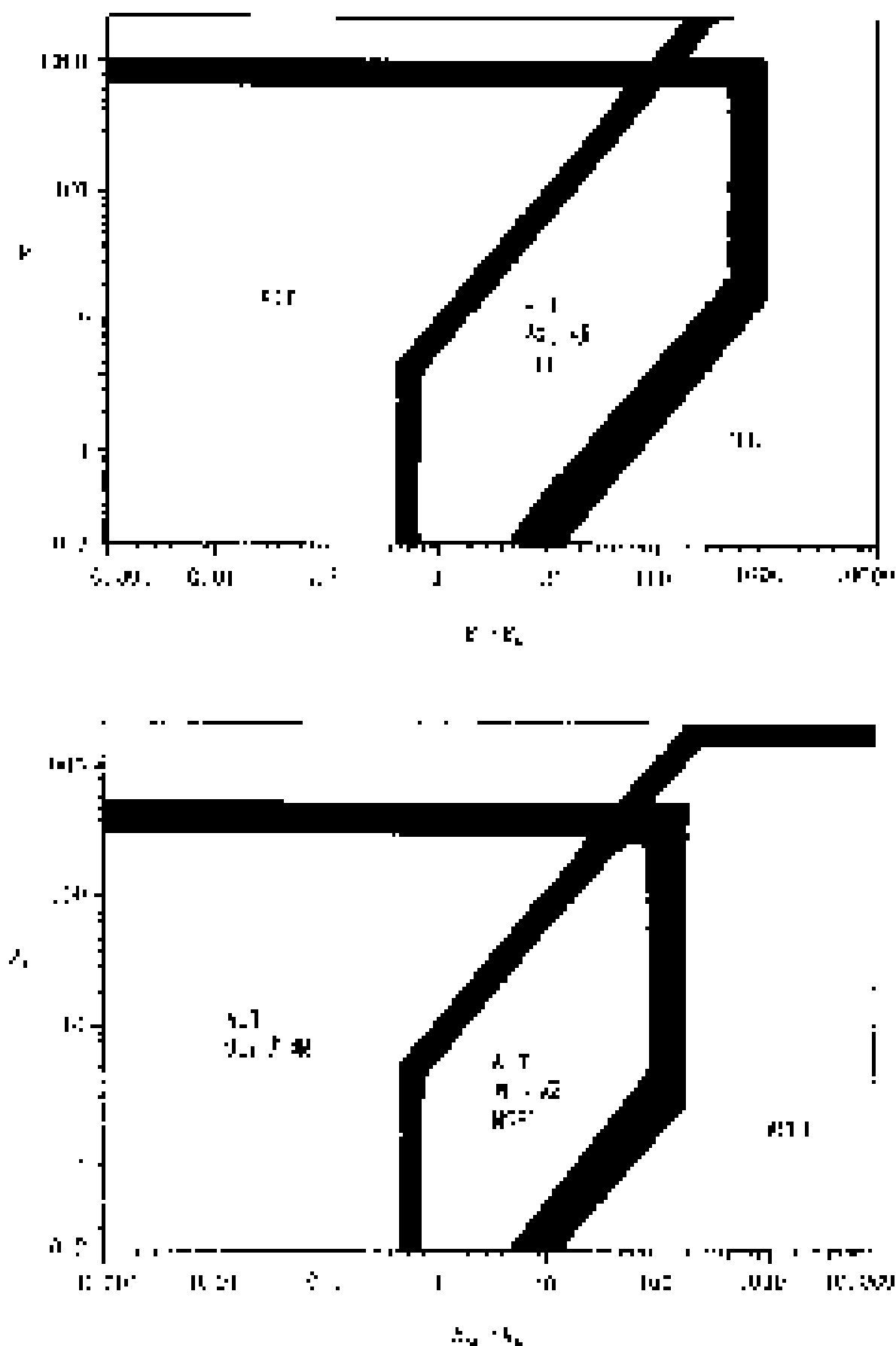


图 2 - 50 AIT 测井和双侧向测井选择图

第四节 方位电阻率成像测井技术 (ARI) 及应用

侧向测井技术从 1951 年开始发展至今，经过了三侧向、七侧向、双侧向的改进发展，使侧向测井技术不断地完善，性能不断地提高，成为电阻率测井系列的重要测井项目，是评价储层饱和度的关键性资料。随着油气田勘探开发对薄层储层、裂缝性储层的重视，2.5ft 的双侧向测井垂向分辨率显得不太适应，而且存在一个特别复杂的问题，即在高阻厚盖层之

下的导电层中，深侧向（LLD）的测井值增大（Groningen 效应）。方位电阻率成像测井仪（ARI）解决了双侧向测井上述的问题，提高了测井性能和垂向分辨率。对于储层定量分析，ARI 能够提供更加精确的地层电阻率数据。

一、ARI 测井仪的电极系结构和测量原理

在仪器设计时，仍然保留双侧向的原有测量功能，把 ARI 测井的方位电极系和常规的双侧向电极系有机地结合起来，安装在同一支仪器上，方位电极系安装在双侧向测井仪的 A2 电极中间（彩图 2 - 51）。

1. 电极系的结构

双侧向电极系与常规的双侧向相同。方位电极系是在仪器的同一柱体高度内，在仪器圆周上均匀安装了 12 个相同的柱形电极，用以测量井周 12 个方位上的定向电阻率值。它的垂直分辨率为 20cm，方位分辨率为 30°，探测深度与深侧向相近。方位电极系的排列结构示意图（彩图 2 - 52）。

2 ARI 测井仪的测量原理

1) 双侧向测量

双侧向测量时同时采用两种工作频率，深侧向的工作频率为 35 Hz，浅侧向的工作频率为 280 Hz。

深侧向测量。主电极 A0 发射电流 I_0 ，受监督电极 M1、M2 和 M2、M1 控制，迫使 I_0 聚焦射入地层（M1、M2 和 M2、M1 的电位与主电极 A0 的电位相等）。同时，来自 A1、A2 和 A1、A2 聚焦电极的电流对深侧向电流进行深聚焦，使测量电流 I_0 更深地流入地层，最后返回到地面的 B 电极（见彩图 2 - 51 左侧电流线）。浅侧向测量由主电极 A0 发出测量电流 I_0 ，但此时 A2 和 A2 电极不再是聚焦电极而充当回路电极（见彩图 2 - 51 右侧）。浅侧向的聚焦电极 A1 和 A1 发出的电流对 I_0 进行聚焦后流回到 A2 和 A2。

监督电极 M2 和 M2 与鱼雷处电缆外壳之间的电位差 V_0 及 I_0 被记录下来，用以计算地层的电阻率：

$$R = k \cdot V_0 / I_0 \quad (2 - 5)$$

式中 k ——仪器的几何因子，与电极系结构有关。

2) 方位电阻率测量

彩图 2 - 51 左侧上部的电流线分布描述了方位电阻率的原理，更详细地说明见彩图 2 - 52，图中描述了方位电极系在深测量模式和辅助测量模式下电流的路径。

(1) 深测量。

深测量时的工作频度和深侧向一样（35 Hz），电流从 12 个方位供电电极流出，在其顶部由 A2 电极的上部发出的电流聚焦，在其底部由 A2 电极的下部发出的电流以及 A0、A1、A2、A1 和 A2 发出的电流聚焦，在侧向方向上，由每个方位电极发出的电流对相邻电极电流聚焦，最后流到地面 B 电极。

在每个供电电极上都安装了一个监督电极，它通过一个反馈电路控制供电电极电流，而监督电极的电位与方位电极系两侧的屏蔽电极 A2 中的环状监督电极 M3、M4 的平均电位相等，可以认为方位供电电极前面的钻井液面是一个有效的等势面，测量 12 个方位电流 I_i ($i = 1, 2, 3, \dots, 12$) 以及 M3、M4 电极与电缆外壳间的平均电位差 V_m ，用以计算方位电阻率值：

$$R_i = k_a \cdot V_m / I_i \tag{2 - 6}$$

其中 $i = 1, 2, 3, \dots, 12$, k_a 为方位电极系的几何因子。

对 12 个方位电阻率求平均值, 可以得到一个高分辨率电阻率测量 (LLhr), 这个电阻率相当于用相同高度的单柱状电极测量的结果。

(2) 辅助测量。

设计辅助测量用来对方位电阻率进行井眼不规则和仪器偏心影响校正。

辅助测量和方位电阻率测量同时进行, 工作频率为 71 Hz, 可以避免与 35 Hz 的监督环路之间的相互干扰。

参见图 2 - 52 右图, 在辅助测量时, 电流从每一个方位电极流出后流向屏蔽电极 A2。方位电极与环状监督电极 M3、M4 为测量电极, 测量方位监督电极与环状监督电极的电位差 d_{vi} ($i = 1, 2, 3, \dots, 12$), 由于此时每个方位电极流过的电流 I_c 可以认为相等, 所以辅助测量的电阻率值为:

$$R_{ci} = C \cdot d_{vi} / I_c \tag{2 - 7}$$

式中 $i = 1, 2, 3, \dots, 12$;

C ——几何因子, C 的选择原则是, 在一个无限均匀的流体介质中, R_{ci} 等于流体电阻率。

由于电流路径很短, 大部分电流回到邻近的 A2 电极中, 所以辅助测量的探测深度是很浅的。井眼中的钻井液流体比地层的导电性更强, 加之探测很浅, 所以受井眼尺寸和井眼形状以及仪器偏心的影响很小, 测量响应主要与每个方位电极前面的钻井液体积有关。

辅助测量的主要目的是为方位电阻率测量进行井眼不规则和仪器偏心校正提供资料, 次要目的是测量方位电极与井壁之间的电间隙, 根据电间隙, 在钻井液电阻率 R_m 已知的情况下可以计算出井眼的尺寸和形状。

3) 方位测量

采用常规测斜仪 GPIT 测量井斜和方位, 主要目的是对仪器进行方位定位。

二、ARI 测井的环境影响和校正

ARI 测井受井眼环境的影响。井眼尺寸和钻井液电阻率对 ARI 测井影响最为显著, 需

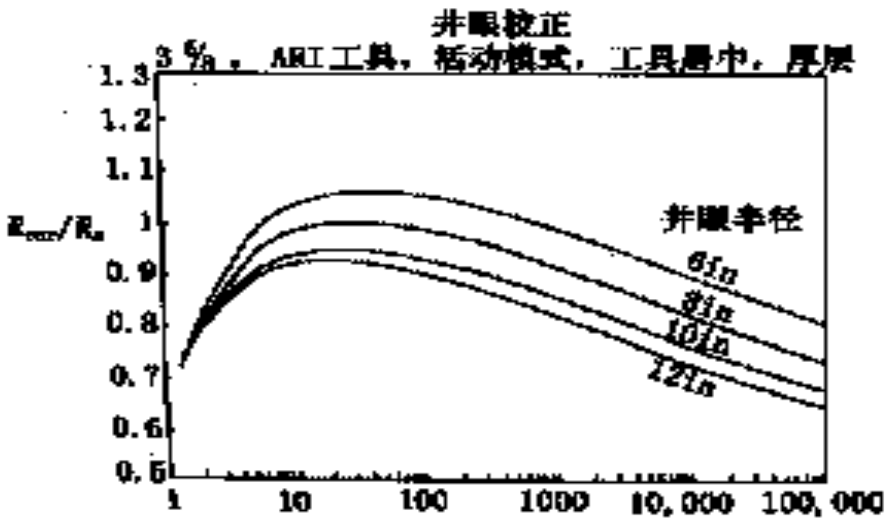


图 2 - 53 LLhr 环境校正图

要对此进行环境校正。环境校正就是井眼尺寸和地层电阻率与钻井液电阻率比值的函数。

高分辨率测量电阻率 LLhr 可以采用图 2 - 53 图进行环境校正。横坐标是地层视电阻率 R_a (即 LLhr) 与钻井液电阻率 R_m 的比值, 纵坐标是校正系数, 曲线是井眼尺寸。从图中可以看出, 对于同样的井眼尺寸, R_a / R_m 增大, 校正系数减小。

高分辨率测量电阻率 LLhr 曲线具有较大的探测深度。可以探测到井

壁以外 2 ~ 3m 远。图 2 - 54 给出了两种不同电阻率条件下的探测深度对比图。图中表明 LLhr 与深侧向 (LLd) 具有相近的探测深度，特别是在 $R_t < R_{xo}$ 的条件下更加接近。这说明在计算饱和度时可以用 LLhr 替代 LLd。

由于 LLhr 垂向分辨率比深侧向的垂直分辨率高 3.8 倍，和微球形聚焦 (MSFL) 接近，所以 LLhr 对层界面的反映更清楚，对识别薄层更有帮助 (图 2 - 55)。

这种垂向分辨率高、探测深度大的特点使 ARI 测井拥有更多的应用。在所测井段内如果存在较大的地层各向异性 (非均质性) 或较大的地层倾角，可以使用独立的、可选择的方位电阻率曲线，更详细地描述地层的各向异性。

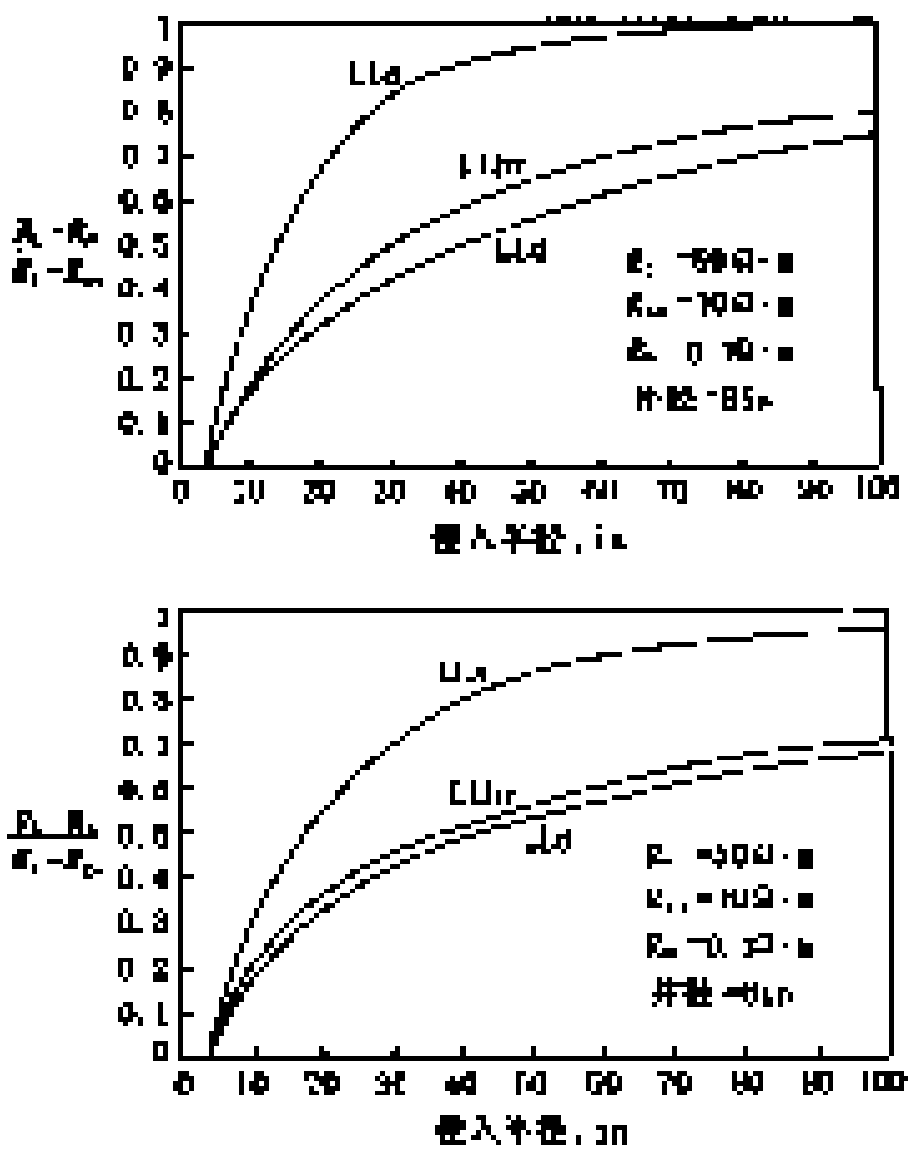


图 2 - 54 LLhr、LLd、LLs 探测深度对比

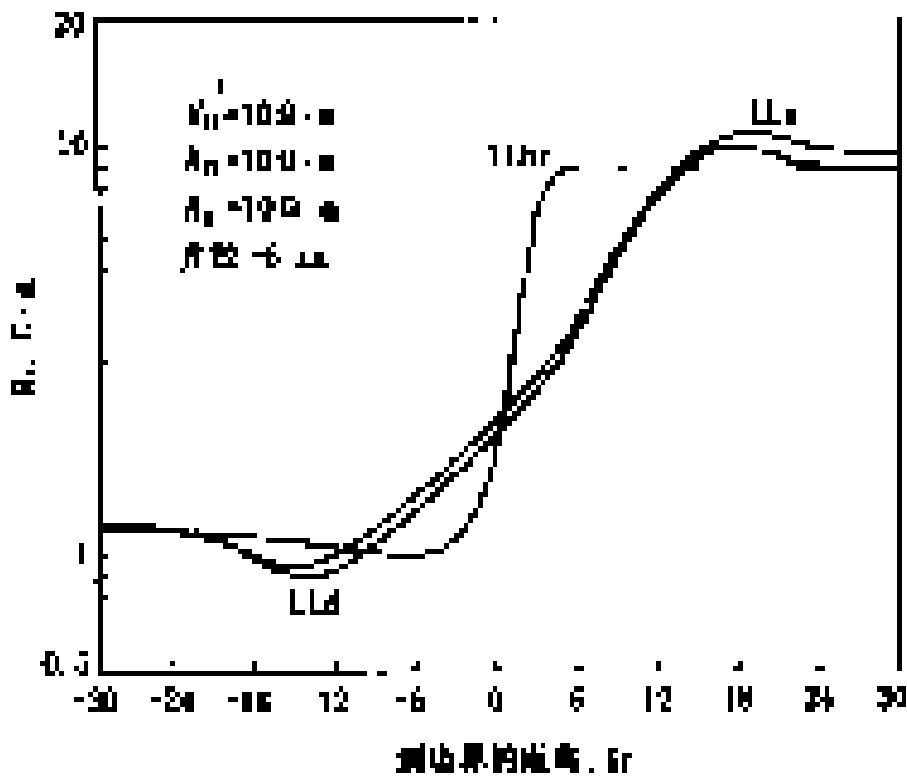


图 2 - 55 LLhr、LLd、LLs 垂向分辨率对比

三、ARI 测井资料的解释与应用

ARI 测井常用的图件有三种形式，一是常规的曲线组合；二是电阻率图像；三是用方位电阻率计算的倾角矢量图。下面结合实例说明 ARI 测井资料的解释与应用。

1. 饱和度方面的应用

ARI 测井保持了双侧向测井原有的性能和测井结果，同时还测量了一条高分辨率的 LLhr 曲线，计算的饱和度具有更高精度，尤其在薄层中更是如此。

2 识别裂缝

充满导电流体的开口裂缝对 ARI 测井响应影响很大，会导致双侧向曲线和 LLhr 曲线数值突然变小。在 ARI 测井仪通过一条充满导电流体无限延伸的、与井眼垂直的水平裂缝时的模拟曲线图 2 - 56 表明，电阻率在到达裂缝之前就开始急剧下降，在裂缝处电阻率最小，曲线形状在裂缝两侧是对称的。可以通过测量“电阻率下降的面积”来表示裂缝信号。

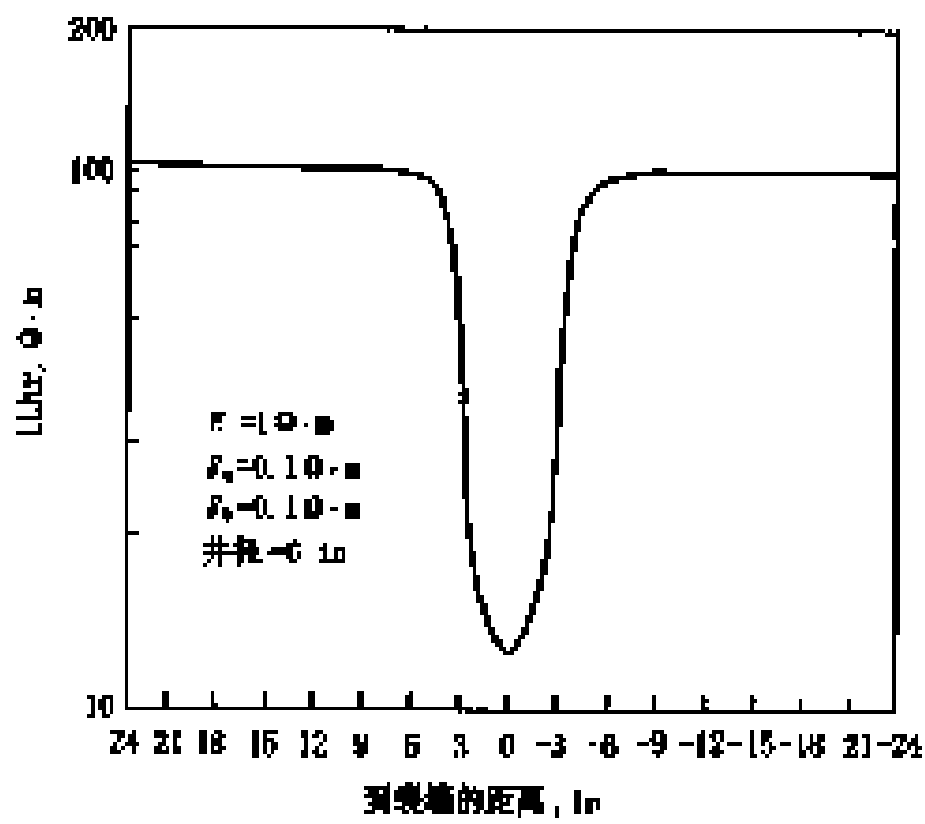


图 2 - 56 LLhr 在裂缝处的模拟曲线

彩图 2 - 57 是用 ARI 测井识别裂缝的一个实例。在几处电阻率急剧下降的深度上，ARI 图像表明存在高角度的裂缝。在 X975m 以下，双侧向降低而且存在大的正幅度差，反映了垂直裂缝的特征，ARI 图像也同样表明了垂直裂缝的存在。

在识别裂缝时，如果把 ARI 测井和 FMI 测井结合起来使用，可以区分诱导裂缝和天然裂缝，区分无效裂缝和有效裂缝。FMI 探测很浅，只有几毫米，而 ARI 方位电阻率探测深度可达 2~3m，因此，浅的诱导裂缝只会出现在 FMI 图像上，而延伸较远的开口裂缝在 FMI 图像上和 ARI 图像上同时都有显示。在图 2 - 13 中所示的实例中，FMI 显示的“高角度裂缝”在 ARI 测井中没有显示，表明了这是诱导裂缝。

组合深探测的方位电阻率图像、浅探测的 FMI 图像或 UBI 图像（井眼超声波成像测井）对区别裂缝类型很有帮助。彩图 2 - 58 就是一例，第一道为 FMI 图像，第二道为 ARI 图像，第三道是 ARI 测井曲线，第四道是 UBI 图像。被导电钻井液充填的开口裂缝在三种

图像上具有一致的显示。845 m 以下的钻井诱导缝在 FMI 和 UBI 图像上显示出“垂直裂缝”特征，但在 ARI 图像上几乎没有反映。

3 了解地层非均质性

双侧向测井电极是环形的，测量结果代表了井周地层的综合响应结果，方位电阻率测井是不同方位上的局部响应，因而能够用方位电阻率图像分析地层方位上的非均质特征。图 2 - 59 所示的 ARI 测井图像表明该段地层有倾斜层面和非均质地层岩性。91.4 m 处的低电阻率薄层在 ARI 图像上是均匀连续的，92.4 m 处的低电阻率显示在 ARI 图像上是不均匀的，表明存在一个低电阻率的岩块。如果不用 ARI 图像仅靠电阻率曲线解释就不可能确定这种非均质性。

在这种情况下，如果有密度测井仪测量的方位信息，可以选择相同方位上的电阻率曲线来计算饱和度，就会得到更加准确的解释。

4 薄层分析

方位电阻率的垂向分辨率为 20cm，与微球形聚焦测井（MSFL）接近，在分辨薄层时很有帮助，不致于漏掉薄的储层。

5 计算地层倾角

尽管利用 ARI 成像测井计算地层倾角的精度不如地层倾角测井和全井眼微电阻率扫描测井高，但在实际应用中发现，ARI 测井计算的地层倾角，能够探测到一些构造特征（例如断层和不整合面）。图 2 - 60 中用 ARI 测井计算的沉积倾角与高分辨率地层学地层倾角（SHDT）计算的结果一致性很好，说明了 ARI 倾角结果的可靠性。

6 水平井评价

在水平井中，双侧向和双感应测井都受井眼附近且与井眼平行的地层的影响，特别是在井眼沿储层顶部钻进时更是如此。用 ARI 方位电阻率成像有助于探测和识别这种影响，在解释评价时，可以从方位电阻率测井中选择使用最具储层代表性的测量曲线。

7 评价井眼剖面

利用在辅助模式下测量的 12 条方位井眼曲线能够用来评价井眼形状（例如扩径、椭圆井眼等）。

第三章 声波成像测井技术及应用

为了勘探和开发更复杂、更隐蔽的油气藏，需要更加精确地了解油气藏各方面的特性，这对测井提出了更高的要求。在这种背景下，作为测井的一个重要方面——声波测井技术也得到了进一步发展，研制出了声波成像测井仪。测井分辨率、准确性、信息数量都有了很大的改善。声波成像测井具有信息多、分辨率高、数据传输率高以及处理软件先进完整等特点，在固井质量评价、套管损伤检测以及岩性识别、裂缝评价、机械特性分析、地球物理应用等诸多方面都有着突出的优点。

第一节 超声波成像测井

超声波成像测井采用旋转式超声换能器对井周进行扫描，并记录回波波形信号。将测量到的反射波幅度和传播时间等信息进行一系列处理，把结果按井周 360°方位显示成像，可得到整个井壁的高分辨率成像。这些成像显示能为识别地层岩性及沉积特征等地质目的，以及套管检查 and 水泥胶结评价等工程目的提供信息。概括起来有如下主要作用：

- (1) 360°的高分辨率井径测量，可分析井眼的几何形状，推算地应力的方向。
- (2) 探测裂缝和评价井眼垮塌。
- (3) 确定地层厚度和倾角。
- (4) 进行地层形态和沉积构造分析。
- (5) 检查套管腐蚀和变形情况。
- (6) 进行水泥胶结质量评价。

目前超声波成像测井仪的代表是：斯伦贝谢的超声波成像测井仪（USI）和井眼超声波成像测井仪（UBI）。与早期的井下电视仪相比，超声波成像测井主要采用了以下措施来改善成像质量和分辨率：

- (1) 通过改进超声换能器的布局，将换能器与钻井液直接接触，减小了信号的衰减。
- (2) 普遍采用聚焦型换能器，减小了信号在钻井液中的衰减对成像质量造成的不利影响。
- (3) 通过改进换能器，提高仪器在高密度钻井液中的适应能力。
- (4) 通过增大采样点数，提高了仪器的成像分辨率。

一、超声波成像测井仪（USI）

1. USI 的测井原理

探头（声系）包括一个旋转的换能器总成，它具有多个不同尺寸，因此可用于测量所有常规尺寸的套管井和裸眼井。换能器发射的超声波脉冲频率介于 195kHz 和 650kHz 之间。超声波脉冲通过井内流体传播，然后撞击套管内壁。大部分超声波脉冲的能量被套管反射回换能器，剩余的能量折射进套管，然后在套管和环形空间表面以及套管和井壁表面之间进行多次反射。在每一个反射界面，一部分能量被反射，一部分能量被折射，这取决于界面两侧

声阻抗的差异程度。这些脉冲在套管内来回反射，引起套管的谐振。接受这些谐振信号并记录下来，对它们做复杂的处理，可以获得高分辨率的水泥评价和套管腐蚀图像。在套管井中 USI 测井发射能量的实际频率是根据套管厚度和流体类型由采集软件来控制。但是一开始是根据套管和流体参数来选择的，之后再根据实际测量情况进行修改。

换能器也是接收器，用于接收反射的超声波脉冲。它首先探测到的是高幅度的反射首波信号，其后跟着的是按指数规律衰减的信号，其峰到峰的时间是该信号传播到套管所需时间的两倍。实际上，由于套管和井内流体的声阻抗基本是常数，所以套管内信号的衰减速率取决于套管外物质的声阻抗。

彩图 3 - 1 为 USI 仪器示意图。

USI 有两种操作状态，即流体性质测量和标准测量。总成的旋转方向决定了换能器的状态。逆时针旋转为面向套管和井壁的标准测量方式；顺时针旋转将使换能器在总成内旋转 180° (换能器面向仪器内的反射板)，这样可以测量井内流体的特性。

超声波脉冲在井眼中的传播距离可以通过选择合适尺寸的换能器总成来优化，以便减小其在高密度井内流体中的衰减，并且维持较高的信噪比。

水泥胶结评价 CET 的测量原理与超声波测井仪的测量原理相似。都可以提供具有方位分辨能力的测量结果，以便探测各方位上的水泥胶结质量。面向平面的换能器发射较短的声波脉冲，在套管中激发套管壁厚谐振，再由同一换能器接收反射脉冲，也就是回声，然后对其进行分析和解释。不同的是 CET 测井仪有 8 个固定的换能器，它们呈螺旋状排列，方位上彼此相差 45°，并且每个换能器只探测一小段的套管。USI 测井仪只有一个旋转换能器，它能探测整个套管。

表 3 - 1 常见物质的声参数表

物质	密度 kg/ m ³	声速 m/ s	声阻抗 M Rayl = 10 ⁶ kg/ m ₂ ·s
空气	1. 3 ~ 130	330	0. 0004 ~ 0. 04
水	1000	1500	1. 5
钻井液	1000 ~ 2000	1300 ~ 1800	1. 5 ~ 3. 0
水泥浆	1000 ~ 2000	1500 ~ 1800	1. 8 ~ 3. 0
水泥（G 级）	1900	2700 ~ 3700	5. 0 ~ 7. 0
石灰岩	2500	5000	12
钢	7800	5900	46

2 处理技术

为了从 USI 采集的资料中得到可靠的信息，现已开发出一种称为 T³ 的处理新技术。这种以频率为基础的新处理技术需要三个阶段：测井仪实际测量阶段、制作模型阶段和刻度阶段。USI 数据的 T³ 处理技术为了测量出下列参数：套管的内半径、套管内表面的粗糙度、套管厚度和水泥的声阻抗，直接从基本的谐振响应得到声阻抗。

在测量阶段，通过快速傅里叶变换，将返回的时基信号转换成频率域，以便进行处理。USI 信号处理算法在频率控制方面使用了群延迟，群延迟是相位谱相对于角频率的导数。通过对根据角频率导出的群延迟谱进行分析可以找到基本的套管谐振，并确定出它的特性，用以计算水泥声阻抗和套管厚度。

在处理阶段，一个非常短的“ 标准化窗口 ”被放在套管反射首波的中央，这样可以在没有套管谐振影响的情况下选择反射首波。由这个标准化窗口建立起来的系统响应，可用于由压力和温度对换能器的影响以及钻井液特性变化所引起的谱变化进行补偿。

较长的“ 处理窗口 ”(包括反射首波和谐振信号的前部) 可用于确定基本套管谐振的特性，以便初步评价套管的厚度和环形空间物质的声阻抗。

T³ 模型处理是从初步评价的套管厚度和声阻抗开始的，而后产生一个脉冲响应谱，再对该谱进行标准化处理，就得出一个“ 准处理谱 ”。该模型的群延迟的计算及标准化方法和实际测量阶段所用的方法一样。再对得出的群延迟谱进行分析，以便得出一套新的特征参数。将这些参数与测量得出的参数进行对比，如果它们不匹配，就将这些参数通过模型再做一遍，产生一套新的参数，然后再进行对比，重复这种处理对比过程直至用模型得出的参数与测量得出的参数匹配为止（通常需要三次重复处理对比）。然后再对 T³ 处理得到的平面结果做套管表面非平面影响的校正。

3 USI 的应用

通过对换能器接收的回声信号进行分析，可得出 4 个主要参数：

1) 水泥的声阻抗 Z

不管套管和地层间的物质是什么，都统统看作为水泥，那么这个阻抗也就是视水泥声阻抗。

2) 套管厚度 TH_{套管}

由于套管壁的自然谐振频率近似地与套管的壁厚成反比，因此由厚度谐振响应可得到套管厚度。

3) 套管的内半径

通过确定波峰的位置来测量发射脉冲和回声主峰之间的时间。使用流体特性测量结果把这个时间转换成套管的内半径，以便在考虑到换能器自身尺寸的同时，计算出钻井液的声波传播速度。

4) 套管检查

根据声波传播时间和套管厚度测量结果可计算出套管的内径和外径。波形的最大幅度是套管内表面粗糙度的定性指示。

综合起来这些参数有两个主要应用：一是水泥胶结质量评价测井，二是用于监控套管损坏和腐蚀的套管检查测井，USI 测井仪技术指标见表 3 - 2。

表 3 - 2 USI 测井仪技术指标

自 身	长度（声系和电子线路）		248in（630cm）
	直径（根据换能器不同而不同）		3.6 ~ 11.2in
	重 量		171.6kg（带 7in 接头）
环 境	耐 温		175
	耐 压		200001b/ in ²
	最大密度	水 基	1.6 g/ cm ³
		油 基	1.16 g/ cm ³
	最大井斜		无 限 制

续表

自 身	长度（声系和电子线路）		248in（630cm）
	直径（根据换能器不同而不同）		3.6 ~ 11.2in
	重 量		171.6kg（带 7in 接头）
水泥评价	声 阻 抗	范 围	0 ~ 10 M Rayl
		分 辨 率	0.2 M Rayl
	衰 减		< 12dB/ cm/ MHz
	推荐测速（水泥评价）		160 ~ 3200ft/ h
	窜槽定量分辨率		1.2in（30cm）
套管检查	套管内径	范 围	4.5 ~ 14in
		径向分辨率	0.002in
	套管厚度	范 围	0.18 ~ 0.59in
		分 辨 率	0.002in
	推荐测速（套管检查）		400 ~ 800ft/ h
组 合 性	可与 GR、CBL、CCL、井斜等组合		

(1) 水泥胶结质量评价。

水泥胶结质量评价测井的目的是：确定套管周围是否有水泥；水泥是否对套管起到了固定和支撑作用；水泥是否起到了不同层间的隔离作用。

在环形空间的所有固体物质都能对套管提供支撑作用。因此通常只需确定在目的层井段的液体是否已被充分隔离。要想确定某一个层是否与上下层进行了完全的流体隔离，就必须知道环形空间中物质的类型和它的分布、污染情况等。当在环形空间内存在压缩强度很大的低渗透性物质时，就可起到流体的隔离作用。水泥就是这样的一种理想物质，因为它既有较低的渗透性，又有较大的压缩强度，水泥的声阻抗能指示水泥的存在和质量。

套管外的微环形空间对视水泥声阻抗有影响，实验表明：100μm 的微环形空间将导致视阻抗 50 % 的损失。即使是极小的充满流体的微环形空间也会引起横波在水泥中的耦合损失。

如果环形空间内液体没有被充分隔离，则需对套管射孔，然后通过射孔孔眼往环形空间挤水泥，使其起到流体隔离作用，防止窜槽。在胶结不好井段的环形空间中，大部分固体物质是由泵砂子、钻井液中的固体颗粒等组成，它们很难用挤水泥的方法有效地驱替掉，因此，决定是否用挤入法进行水泥胶结质量修复取决于环形空间中的物质是固体还是液体。

多井次进行水泥胶结质量评价，可使我们对不同的套管结构得出最佳的固井参数，获取以后做好固井工作的有用信息，从而通过水泥胶结质量评价获得最佳的固井效果。

水泥胶结成像图包括以下几部分（见彩图 3 - 2）。

第一道：仪器偏心指示 ECCE，单位 in。另外还有张力（TENS）、自然伽马（GR）以及电缆测速（CS）等曲线。

第二道：套管接箍（CCL）以及用黑色做的射孔层标识。

第三道：内半径曲线。

本道中有最大内半径 IRMX、最小内半径 IRMN、平均内半径 IRAV 以及平均外半径 ERAV，单位 in。此道显示相当于平均效果示意图，并非全井眼成像。

第四道：原始声阻抗成像。

第五道：套管反射 A W B K 成像。

第六道：胶结成像综合显示。

用不同颜色对套管外的胶结情况进行评价，分析出套管外物质的性质及含量，图中显示分别为：蓝色代表液体、绿色代表钻井液、黄色代表已胶结、红色代表微环形空间。

第七道：带门槛值的声阻抗成像。

这些门槛要根据具体情况加以改变，例如，轻钻井液具有较低的声阻抗，要有较低的门槛值；重钻井液要有较高的流体门槛值。

(2) 套管检查。

当使用 USI 测井仪的主要目的是检查套管的腐蚀、磨损或损坏程度时，必须降低测速，以便获得较高的纵向和方位分辨率。通过测量套管的内半径、厚度以及计算内表面的粗糙度来监视套管的实际状况。通常用一组成像图来显示这些信息，它们有如下用途：

套管腐蚀的识别、定位和定量评价；

评价由作业、打捞或塑性地层引起的套管损坏；

根据剩余套管厚度评价腐蚀或损坏情况；

套管内部和外部的金属损失；

确定和识别射孔层段；

指示套管剖面 and 重量的变化。

我们可用声成像进行广泛的套管检查应用，例如检查套管的物理损坏和确定射孔层段等。与常规的套管井工程测井方法，例如噪声、井温、垂直测井等相比，USI 提供的信息是全井周 360° 成像，因此更准确、更直观，而且分辨率更高。

A 套管横截面图。

图中标示了给定深度上套管的正常内径（紫点线）、正常外径（红点线），以及实测内径（紫色的实线）、外径（蓝色的实线）。通过对比，能清楚地显示给定深度上 360° 范围内套管的表面腐蚀情况（见彩图 3 - 3）。

B 套管检查成像显示。

图中显示包括以下几部分，实例（见彩图 3 - 4）。

第一道：仪器偏心指示曲线（ECCE），单位 in。

如果 ECCE 指示仪器不居中，会对内半径测量造成较大的影响，但套管厚度测量结果不受偏心的影响，这一点可由厚度显示曲线证实。

第二道：处理标志。

第三道：幅度成像。

由每个波形的主回声幅度成像表示套管内表面的反射性。图中，黑色表示幅度最低的信号（-6dB），说明套管内表面粗糙，大部分信号被散射掉，未被接收。白色表示幅度最强的信号（0dB），说明套管内表面光滑，大部分信号被接收。

本道还有三条曲线：最小幅度 A W M N，最大幅度 A W M X，平均幅度 A W A V，单位 dB。

第四道：内半径成像 I R B K。

用内半径减去平均半径得到的图像。蓝到白为负值，表示内半径小于平均内半径（I - R A V）；白到红为正值，表示内半径大于平均内半径 I R A V。

第五道：内半径曲线显示。

最大内半径 I R M X、最小内半径 I R M N、平均内半径 I R A V，单位 in，还有套管接箍 C C L。

第六～七道：内半径曲线示意图。

本道中有最大内半径 IRM_X 、最小内半径 IRM_N 、平均内半径 $IRAV$ 以及平均外半径 $ERAV$ ，相当于平均效果示意图，并非全井眼成像。这两道的同种曲线完全一样，刻度相同，只是摆放方向相反。

第八道：厚度成像 $THBK$ 。

用厚度减去平均壁厚，用以显示每个深度点的套管平均壁厚 $THAV$ 的变化情况，主色调是两种：红和蓝。红到白表示厚度小于 $THAV$ ，白到蓝表示厚度大于 $THAV$ 。

第九道：套管壁厚曲线显示。

最大厚度 $THMX$ 、最小厚度 $THMN$ 、平均厚度 $THAV$ ，单位 in。

二、井眼超声波成像测井仪（UBI）

1. UBI 的测井原理

USI 使用的是不聚焦的换能器，将 USI 面向平面的换能器换成高分辨率聚焦的裸眼换能器，USI 就变成了 UBI 测井仪。对于裸眼井和套管内壁高分辨率成像应用来说，由于 UBI 使用的是高分辨率换能器，测量速度应相对较慢。其工作频率是根据换能器的间隙、钻井液类型和重量选择两个固定频率中的一个，250kHz 或者 500kHz。高频可以给出较高的图像分辨率，低频在高发散的钻井液中能提供更好的测量结果，因此 UBI 是根据测井环境及所需的分辨率依靠手动来选择换能器的发射频率。

由于使用低分辨率换能器可获得套管壁厚谐振，而高分辨率换能器不能获得套管壁厚谐振，使得 UBI 在应用上与 USI 有一定的区别。高分辨率的 UBI 井眼超声波成像可以代替 FMI 全井眼地层微电阻率扫描成像图，尤其是在油基钻井液中 FMI 不能测量的这种状况下更能发挥独特的优势。用 UBI 测量的准确的井眼横截面图可得到井眼稳定性和井眼垮塌方面的信息。对于裸眼井测量和不需要套管谐振的套管内部几何形状测量而言，UBI 换能器的聚焦特性越好，其成像的分辨率就越高，UBI 测井仪技术指标见表 3 - 3。

表 3 - 3 UBI 测井仪技术指标

长度（声系和电子线路）		248in（630cm）
直径（根据换能器不同而不同）		3. 6 ~ 11. 2 in
质 量	声 系	188 ~ 210 lb
	电子线路	153 lb
最高温度		175
最大作业压力		20000 psi
最大密度	水 基	1. 6 g/ cm ³
	油 基	1. 16 g/ cm ³
推荐测量速度	0. 4in 垂向采样率	600 ft/ h
	0. 2in 垂向采样率	400 ft/ h
	1in 垂向采样率	2100 ft/ h
井眼尺寸范围		5. 5 ~ 12. 5 in
成像的分辨率	工作频率 250kHz	0. 4 in
	工作频率 500kHz	0. 2 in

2 UBI 的应用

1) 在油基钻井液中成像

UBI 测量的是井壁反射超声波的幅度和传播时间。地层与钻井液的声阻抗比值对反射信号的幅度影响很小，但井壁的粗糙度对反射信号幅度的影响却很大，因此 UBI 成像对井壁的表面变化非常敏感，而对岩性的变化不敏感。只有当地层的变化引起了相应的井眼表面变化时，从 UBI 图像上才能看出地层的变化。对电成像而言，由于泥岩的电阻率与其他岩石的电阻率不同，所以，电成像能够看出岩性的变化。

虽然在很多应用方面，电成像的解释更可靠，但是电成像测井仪（如 FMI 和 ARI）却不能在油基钻井液中测量。即使当油基钻井液的含水量大于 30 % ~ 40 %，可以测 FMI，但测井质量却难以保证。如果井眼成像对储层的评价起决定性作用，例如在碳酸盐岩中寻找裂缝，那么在油基钻井液中的最佳选择就是 UBI 成像。图 2 - 58 所示是在一口水基钻井液井中的 UBI 与 FMI、ARI 成像对比图。左边的 FMI 图像显示出地层具有一定的裂缝，中间的 ARI 图像能显示出主要裂缝，但分辨率却明显降低，右边 UBI 图像上能把大部分主要特征显示出来，且分辨率高于 ARI。

2) 探测裂缝和剪切滑动

当钻头钻遇裂缝时，钻井液侵入到裂缝里面，使得钻井液静压力作用于裂缝面。为保证安全钻井，避免井喷，通常使钻井液静压力大于地层的流体压力。在这种情况下，将降低裂缝的闭合压力及沿裂缝面的摩擦，由此可能造成裂缝面两侧的地层发生相对滑动。这种滑动多在钻头刚钻过裂缝时发生。当地层和井眼的滑动位移较大时，就有造成卡钻的危险。出现剪切滑动的可能性和剪切滑动的大小随钻井液密度的增大而增加，因此可通过减小钻井液密度来解决这个问题。

确定剪切滑动对在硬地层中预测和分析井眼稳定性是非常重要的。用 UBI 半径测量结果和井眼横截面图可以探测出沿裂缝面的剪切滑动现象。但在 UBI 问世以前，没有一种有效的测井方法能够确定剪切滑动。彩图 3 - 5 所示的 UBI 成像显示出了井眼沿裂缝面的滑动情况，这在半径成像图上表现为黑色的水平条带，有时黑色条带不连续，但是解释起来却很明确。

3) 为地应力分析提供信息

采用井眼崩落法，利用井径曲线和方位信息可以有效地获得现代应力场的最大水平主应力方向。由于构造运动的多期性和局部应力场的变化，应力场随着构造作用力方向

的变化而发生变化，最大水平主应力方向也随着变化，所以测到的最大水平主应力方向实际上是古代不同时期应力场叠加的结果，是现代应力场中的最大水平主应力。

用 UBI 仪器下井时测量的超声波在钻井液中的传播速度可把传播时间转为井眼半径。用有关程序对井斜、方位、半径数据进行分析解释，可以得到关于地应力的信息，为构造分析提供参考。

4) 识别井况

在斜井中，旋转的钻杆始终靠在井眼的底边，逐渐地磨擦井眼的底边常会形成键槽井眼。键槽井眼对钻井的害处很大，当键槽足够大时，它可以使钻杆或钻杆接箍卡在里面，从而造成卡钻。在 UBI 井眼横截面图上能非常清楚地显示出键槽井眼的位置及大小。

井眼垮塌同样可以导致卡钻，损坏设备，延长钻井时间，最终导致钻井成本增加。通常采用增加钻井液密度来避免由井眼垮塌引起的钻井事故。用 UBI 半径测量结果和井眼横截

面图可以准确地确定井眼的几何形状，以便清楚而详细地分析井眼垮塌程度和井段。

5) 识别套管内表面腐蚀和损伤

当在裸眼井段测完上提时，我们可以继续测量，可用这时测量的 UBI 资料来监测套管内表面腐蚀和机械磨损情况。这避免了再进行套管内表面腐蚀所需的额外测量，能起到 USI 所起的作用。

第二节 偶极横波成像测井

在井眼和地层中传播的声波主要由两类波组成：体波（纵波和横波）和导波（伪瑞利波和斯通利波），此外还有一些多次反射波。体波的主要特点是：沿地层中传播，幅度存在几何扩散，而速度频散可忽略。导波的主要特点是：沿井壁传播幅度最大，不存在几何扩散，而速度有频散。

普通的声波测井使用单极声波发射器，可向井周发射声波，声脉冲由井内流体折射进入地层时，使井壁周围产生轻微的膨胀，在地层中产生纵波和横波。一部分能量以滑行纵波模式传播，另一部分能量以滑行横波模式传播。岩石的密度和动态弹性系数等机械特性控制了声波的传播速度，在被流体饱和的岩石中，机械特性取决于所含流体的类型、数量、岩石颗粒构成、胶结程度。由于软的固结松散的岩石具有较小的弹性硬度，使得软地层中声速相对较慢。因此在硬地层中可以得到横波和纵波时差（见彩图 3 - 6），然而在慢速的固结较差的地层中，由于横波速度小于井内流体声速，横波首波与井中钻井液波一起传播，不能产生临界折射的滑行横波，使得单极声波测井无法测出横波的首波（见彩图 3 - 7）。

由此可见，普通的声波测井虽然已在解释中得到广泛应用，但是这种方法只能在声波传播速度大于流体传播速度的硬地层中测量横波和纵波，并且效果良好，而在软地层中无法测量横波。为了解决这个问题，斯伦贝谢公司研制出了偶极横波成像测井 DSI。DSI 把新一代的偶极技术与最新发展的单极技术结合在一起，从而提供了当今测量地层纵波、横波和斯通利波的最好方法。

一、测井原理

DSI 采用偶极子声波源，这种偶极子声波源可看作是两个相距很近、强度相同、相位相反的点声源的组合。当偶极子声波源振动时，很像一个活塞，能使井壁的一侧压力增加，而另一侧压力减小，使井壁产生扰动，形成轻微的挠曲，在地层中直接激发出横波和纵波。除沿地层传播的横波和纵波，沿井眼还存在剪切挠曲波的传播，这种由井眼挠曲运动产生的剪切挠曲波具有频散特性，不同频率的波传播速度不同。剪切挠曲波的振动方向与井轴垂直，但是，传播方向与井轴平行。在高频时传播速度低于横波的速度；而在低频时（1.0kHz）传播速度趋近于横波。偶极横波成像测井实际上是通过测量挠曲波的速度来计算地层横波的速度（见彩图 3 - 8）所示。因此为确保横波速度的测量精度，应尽量降低偶极子声波源的发射频率。DSI 的一个新功能就是低频发射功能，此时发射工作频率低于 1kHz，在这种工作模式下，信噪比最大可提高 20dB，因此在大井眼井段和非常慢速的地层中能得到较好的测量结果，另外探测深度也有所增加。

为了适应各种地层情况，常将单极子与偶极子声波测井技术进行有效组合，以便更好地获取硬地层和软地层的纵波、横波和斯通利波等特征参数。

DSI 仪器可与其他测井仪组合进行测井，因此可以节省钻井的时间，提高工作效率。此外，DSI 所测量的常规声波曲线，无论是在裸眼井还是套管井，都与以前的声波测井仪的测井曲线具有很好的可对比性。

二、仪 器 结 构

偶极横波成像测井仪分为发射器、接收器和数据采集电子线路三个主要部分，仪器结构示意图（见彩图 3 - 9），DSI 仪器技术指标见表 3 - 4。

表 3 - 4 DSI 仪器技术指标

耐 温	350 F (175)
耐 压	200001b/ in ² (138 M Pa)
仪器直径	3 5/ 8 in (9. 2 cm)
最小井眼尺寸	5 1/ 2 in (13. 9 cm)
仪器长度	51 ft (15. 5 m)
最大测井速度	3600ft/ h (单一模式)
	1000ft/ h (三个模式同测，不测 6 in)
	900ft/ h (三个模式同测，同时还测 6 in)
数字化采样间距	10 ~ 32700μs
组 合 性	所有 M A X I S 500 测井仪
声 波 带 宽	5 ~ 80 kHz (偶极横波和斯通谏波波)
	8 ~ 30 kHz (高频单极)

发射器由三个发射器单元组成：上偶极发射器、下偶极发射器、单极全方位陶瓷发射器。这两个宽频带电子动态偶极发射器相互垂直，可以对整个频谱进行检查，同时使用寿命变长，不会对输出造成影响。

接收器部分包括 8 个接收器阵列，相邻两个接收器阵列的间距为 6 in (15. 2 cm)。每个接收器阵列上有两对接收器，一对同上偶极发射器方向一致，另一对同下偶极发射器方向一致。这些接收器阵列可对传播波场进行广泛的空间采样，以便进行全波列分析。

数据采集电子线路包括有同时数字化的八个独立波形，能把几次发射产生的波形叠加起来，进行自动增益控制，并把信号传输到地面的相关电路。此外，还包括记录每条波形的幅度阈值探测器。阈值探测器用于检测纵波的首波，得出声波时差值，与常规声波测井仪的模拟阈值法类似。

另外，还有声波隔离短节，它实际上是一种机械衰减器，作用是阻止由发射器部分过来的信号沿仪器直接上传。

仪器的探测深度取决于地层的类型、横波和纵波时差、T - R（发射器与接受器）间距、首波还是诱导波、源频以及信号的类型。当仪器的偏心相对于井眼半径来说较小时，偶极波形或经 STC 处理得到的时差值的变化较小。在 12 in 的井眼中，当偏心达到 2 ~ 4 in 时，相对

于纵波来说，将使挠曲波的幅度增大，计算出的横波时差的变化大约是正常时差值的 $\pm 2\%$ 。

仪器工作方式

偶极横波成像测井有许多工作方式，它们可以任意组合。

(1) 上偶极方式。

上偶极发射器发射时，采集和处理相应接收器接收到的偶极波形数据及挠曲波的慢度，从而获取有关横波数据。

(2) 下偶极方式。

下偶极发射器发射时，采集和处理相应接收器接收到的偶极波形数据及挠曲波的慢度，从而获取有关横波数据。

(3) 斯通涑波方式。

当用低频脉冲激励单极发射器发射时，采集和处理相应接收器接收到的单极波形数据，从而得出斯通涑波的时差。

(4) 纵波和横波方式。

当用高频脉冲激励单极发射器发射时，采集和处理相应接收器接收到的单极波形数据，从而得出纵波和横波的时差。

(5) 首波检测方式。

当用高频脉冲激励单极发射器发射时，采集和处理相应接收器接收到的单极波与阈值的交叉数据，从而得出纵波时差。

三、主要处理方法

1. 慢度—时间相关对比

STC 处理技术是一种全波列分析处理技术，使用该技术可以从叠合在一起的波形中找出各种传播的波形。STC 技术采用了相似性算法，即通过多条波形的相关对比，从复合波形中分别提取出纵波、横波、斯通涑波，然后计算各种波的传播时差。此方法与地层倾角处理方法类似。

STC 算法基本的工作过程如下，首先设置一个固定长度的时间窗口，然后每次以一个较小并重叠的步长角移动这个窗口，并计算这个窗口内所有波形的相关系数，然后以一个步长整体移动这个窗口，再做上面的步长角移动，计算这个窗口内所有波形的相关系数，依次类推。当某个窗口位置的时间和步长移动角正好对应于某种波（如纵波横波和斯通涑波）的首波时间和时差时，如果在这个窗口内的波形是相同的或者是最为相似的，就会具有最大的相关系数，那么这时计算的时差就是这种波的传播时差。因此以这种方式就可以计算出横波、纵波和斯通涑波的时差。原理示意图见图 3 - 10。

2 数字首波检测处理 (DFMD)

数字电路对每个接收波形与阈值幅度进行交叉，并得出其交叉的时间数据。将这些交叉时间数据输入到首波识别及首波寻踪的算法模型中。这种算法模型从这些交叉时间数据中选出一个与每个波形首波相对应的交叉时间数据，并沿井眼深度对它进行寻踪。然后再将这些首波传播时间输入到一个具体的算法模型中来计算这个阵列的平均首波时差。用最小二乘法对这些传播时间数据进行拟合，其最佳拟合线的斜率就是首波时差。其纵向分辨率近似为 3.5ft，与 STC 处理得到时差的分辨率具有很好的一致性。原理示意图见彩图 3 - 11 所示。

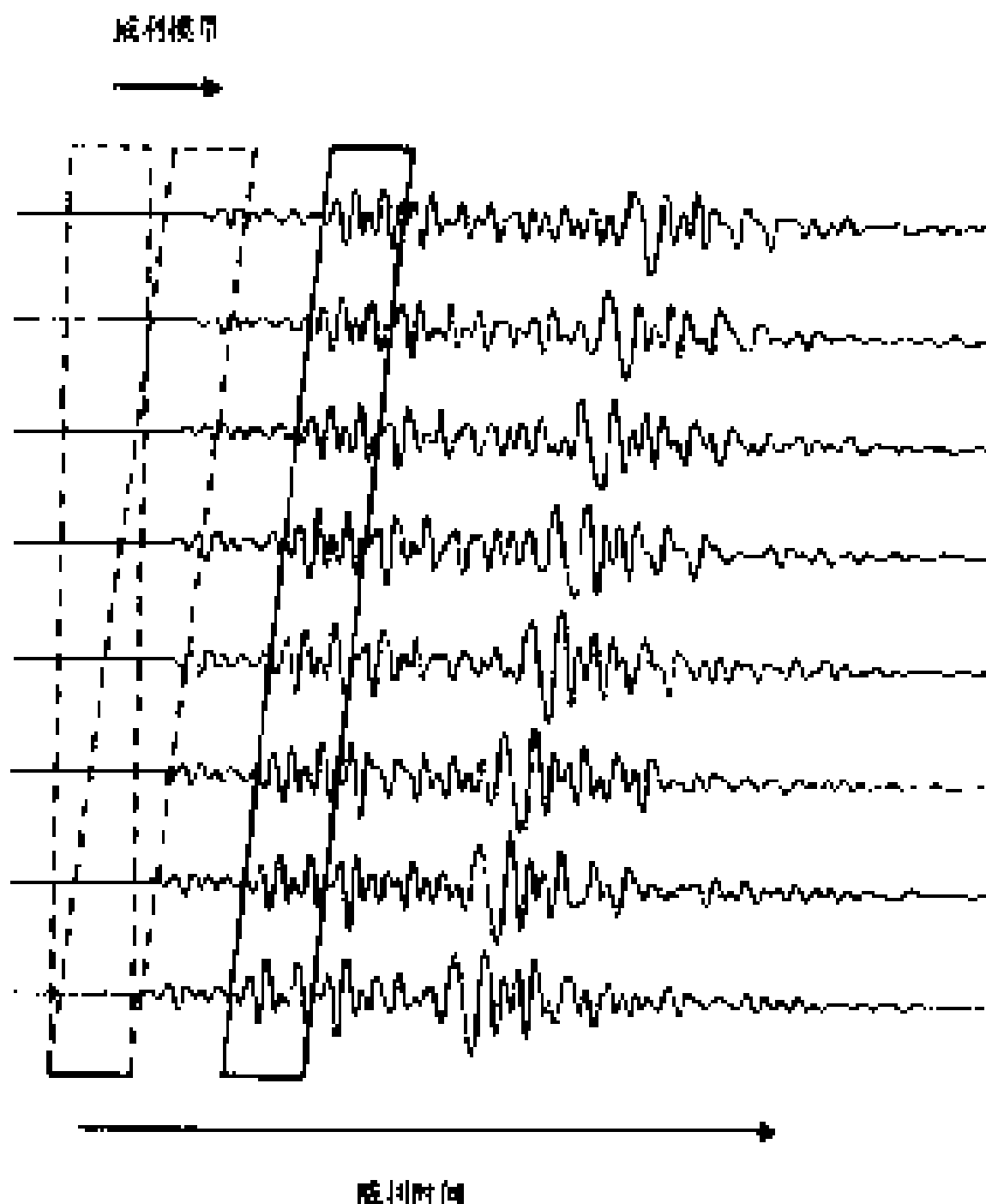


图 3 - 10 STC 计算原理示意图

四、偶极横波成像测井的应用

偶极横波成像测井除一般纵波的应用之外，主要还有下列几方面的应用。

1. 鉴别岩性和识别气层

实验室和现场经验表明，利用纵波速度与横波速度比（ v_p/v_s ）可以鉴别岩性。例如白云岩的 v_p/v_s 为 1.8，石灰岩的 v_p/v_s 为 1.86，纯砂岩的 v_p/v_s 为 1.58。

众所周知，孔隙中含有天然气时，纵波速度降低，但对横波速度影响很小。因此在岩石孔隙度一定的情况下，随含气饱和度的增大， v_p/v_s 降低。有了偶极横波成像测井，能取得准确的纵波速度 v_p 和横波速度 v_s ，可以划分气层。

做 v_p/v_s 与 t 交会图也可识别气层和岩性。彩图 3 - 12 中蓝线为湿砂岩的平均趋势线，绿线为泥岩的平均趋势线，形状与蓝线形状几乎相同，只是比值因整体增大而偏移。所用数据来自马来西亚和北海油田。马来西亚的数据趋向于低的 v_p/v_s 比值，这是由薄的含气砂层造成的。蓝色的北海砂岩数据点趋势与湿砂岩平均趋势有很好的 consistency。

此外，准确的纵波和横波数据计算出的泊松比也可以识别与气有关的异常。通常泊松比会随孔隙度的降低、沉积物固结程度的提高而降低。因此在未固结的、浅湖相沉积的以及盐水饱和的沉积物有较大的泊松比（0.3~0.4）；在高孔隙度盐水饱和的砂岩同样具有较高的泊松比（0.3~0.4）；但在高孔隙度气饱和的砂岩则具有低的泊松比。

2 指示渗透层

斯通涑波是由井眼诱导产生的一种压力脉冲，其传播受骨架和开启裂缝的影响，它使流体向地层移动，使得斯通涑波的能量减小，减弱程度取决于地层的有效渗透率。把高质量的偶极横波成像测井测量的斯通涑波数据与现代的数字记录、滤波技术以及处理技术结合起来，计算出斯通涑波的能量和传播速度，继而计算渗透率，指示渗透层。

3 划分裂缝带

当井眼斯通涑波遇到与井眼相交的开口裂缝时，由于裂缝引起的较大的声阻抗反差使一定量的斯通涑波的能量被反射。通过对采集到的斯通涑波波形的处理确定出反射系数，然后用反射系数确定出裂缝的开度。用单极斯通涑波测量数据评价裂缝，是偶极横波成像测井的一个重要的应用。

4 岩性机械特性分析

根据 DSI 获取的纵波、横波信息再加上岩石体积密度，可以直接计算出各种岩石弹性模量。这些模量是确定岩石强度的重要参数，能为岩性机械特性分析提供重要信息。

岩石强度是指岩石承受各种压力的特性。根据岩石强度特性，可以预计油井生产中是否出砂，估计酸化压裂所需的压力，研究水驱过程中岩石的膨胀情况。在钻井工程中，根据岩石的弹性参数对井眼稳定性进行评价，设计或选用合适的钻头，并确定合适的钻井液柱压力及钻井液密度来保证安全钻井，选择准确的套管下深。

5 地球物理应用

除常规的声波测井在地球物理方面的应用外，DSI 测井数据在地震方面还有很多的应用，包括横波地震相关对比、横波合成地震道、VSP 解释以及用于建立对非零偏移距 VSP 数据进行分析的模型等。

含气储层的泊松比与含其他流体的泊松比有较大区别，这种差异会使地震数据产生异常的 AVO 响应。AVO 为在正常的地下地层界面处，由于入射角的变化而引起的反射波幅度的变化。使用 DSI 测量的横波速度和纵波速度以及体积密度，可以计算出 AVO 模型

6 确定各向异性

地下岩石的物理特性通常假定为各向同性，即与方向无关。这种假设对理论工作者来说很方便，但却不反应实际情况。以水力和风力作用形成的颗粒沉积在层理上具有一定的方向性；并且常见的薄层状沉积使大多数地层特性参数在垂直方向上与水平方向上不同；由局部地应力场控制的平行微断裂将导致具有另外的方向性，因此说地下地层是各向异性而不是各向同性的。直到目前为止，由于用传统的资料反应地层的各向异性很困难，故地层各向异性通常被忽略。但是，随着数据采集和处理技术的改进，迫使油藏工程师们必须考虑到各向异性的重要性。

组成地层的物质有水平和垂直两种组成形式，因此就给出了两种类型的各向异性。在最简单的水平各向异性地层中，弹性参数（见表 3 - 5）将在纵向上发生变化，而在水平方向不变化，像以纵轴方向为对称轴形成的物质称为横向各向同性（TIV）。第二种地层各向异性主要对应于在纵向上出现断裂或裂缝以及水平应力不对称引起的地层各向异性，这种情况

也称为横向各向同性（TIH），但它以水平方向为对称轴。

表 3 - 5 弹性参数一览表

名 称	定 义	计 算 方 法
泊松比	横向应变/ 纵向应变	$(0.5 (t_s/t_c)^2 - 1) / ((t_s/t_c)^2 - 1)$
剪切模量 G	剪切应力/ 切变角	ρ_b / t_s^2
杨氏模量 E	张应力/ 张应变	$2 G (1 + \nu)$
体积模量 K _b	应力/ 体积应变	$\rho_b (1/t_c^2 - 4/3 t_s^2)$
体积压缩系数 C _b	体积形变/ 流体静压力	$1/ K_b$
岩石压缩系数 C _r	骨架体积变化/ 流体静压力	$1/ (\rho_b (1/t_c^2 - 4/3 t_s^2))$
备 注	$\rho_b = 1.34 \times 10^{10}$ ，体积密度 ρ_b 以 g/cm ³ 为单位。 横波时差 t_s 和纵波时差 t_c 以 μ s/ft 为单位。	

两种类型的各向异性都可由 DSI 测井仪探测出来。对 TIV 这种各向异性来说，主要是通过直井中测量的纵波时差与在斜井和水平井中测量的纵波时差不同来反应。通常在水平方向上的传播要比在垂直方向上的传播快。对横波来说，也有相同的反应。在 TIH 各向异性地层中，横波到达时间和幅度将随偶极方位的变化而变化。当发射器和接收器方向一致时，横波到达时间随仪器方向的变化而变化。

总之，由于 DSI 仪器使用了数字模拟、实验室刻度模型、先进的电路以及单极、偶极发射器和接收器阵列组合技术，使得该仪器在声波测量方面具有许多明显的优点，克服了以前声波仪器的缺陷与不足，同时还提供了以前仪器所不能提供的信息，为油田勘探开发提供了先进的技术手段。

第四章 MDT 模块式地层动态测试器

电缆地层测试技术最早由斯伦贝谢公司于 50 年代首先研制成功。由于由该项技术所取得的资料及成果在地质上有重要的使用价值，使得这项技术发展迅速；先后由多家公司研制出了 FFS、FIT、FMS 等多种地层测试器，相继在 60 年代和 70 年代投入工业使用。许多年来，电缆式地层测试器一直为油气工作者提供重要的储层信息。使用该技术取出的地层流体样品可以在地面进行识别和化验分析，地层压力测量结果可用于确定地层条件下的地层所含流体的类型及计算地层的渗透率。

斯伦贝谢公司研制的重复式地层测试器（RFT）是其最初的 FIT 的替代产品，曾有两种产品投入使用（RFT - A 和 RFT - B）；为了确保在很宽的环境条件下能成功地进行电缆地层测试，又研制了模块式地层动态测试器（MDT）。MDT 模块式地层动态测试器是其最新一代的地层测试装置，它改进了探测器、井下马达、各模块间的组合技术以及解释方法，从而显著地增强了该仪器的功能。MDT 与重复地层测试器（RFT）的工作原理非常类似：一个液压探测器把一探针送进地层，从而使地层液体进入测试器，使用压力传感器测量地层压力；通过监测流入定量“预测试采样室”的液体所产生的压降、速度来评价地层渗透能力计算渗透率值；在需要进行地层流体采样时，通过开启通向采样室的密封阀采集流体样品。为了改善 RFT 采样方法，MDT 能识别流过出口的流体（最简单的方法是测量液体流线中流体的电阻率），在确定所采流体确为地层流体后，再开启密封阀进行采样。

标准的 MDT 仪器由电源、液压源、单探针和取样筒等组成，它们是该地层测试仪器系统的核心部分，它在现有仪器（RFT）的基础上进行了多个方面的改进，模块式的设计可为特殊的应用提供最佳的仪器配置，可选模块增加了仪器功能。特别是新开发的石英压力传感器，可以快速、准确地反应压力和温度的变化；在高度非均质地层中，通过在地面实时控制流体的流速和体积以最佳的方式逐点测试地层压力值；而用这些精确的地层压力测试值所做的地层压力剖面能够确定油—水和油—气界面。在开发井中，用这些压力值能够弄清楚储层中的流体流动情况。更尖端的出液点指示方法是光学流体分析（OFA）模块，该模块利用光谱测量记录通过流线中流体的光的颜色。这些光学测量可以区分淡水、油基钻井液、地层中存在的油及其他非导电流体。

电缆式地层测试器可用于确定地层渗透率；根据所记录的地层压力响应（已知流速）可计算出压降渗透率和压升渗透率；MDT 测试器的另一个重大的改进是多探针测试器设计，使其能够直接测量较深部地层的渗透率，包括横向渗透率和纵向渗透率，所以根据沿井眼依次测量的地层压力数据就能得出渗透率的空间分布图。

MDT 测试器通过使用井下流体分析技术可采集高质量的 PVT 流体样品，它能够在取样前先排出污染的流体，并且用精确的流动控制方法限定测试和取样时的压降差。为解决当取样筒到达地面时由于取样筒内温度的降低造成筒内压力下降，而影响样品分析，斯伦贝谢公司又开发了油相多功能取样筒 MDT 的多取样筒模块；该取样筒可以通过两个活塞（高压氮气驱动）给取样筒内加压，以补偿由于取样筒到达地面时筒内温度的降低而造成的压力下降，以保持所取样品类似于其在地层中的条件。

MAXIS 500 地面系统被用于控制整个现场操作过程，包括井下仪的功能以及压力数据的采集和处理等。

第一节 仪器描述、技术指标和操作应用

电缆式地层测试器在全球范围内有着各种各样的应用，使用该技术对储集层进行测试具有经济、快速、安全可靠等特点，其主要应用包括：（1）通过对采集样品的观察可直接确定地层是否含有油气，同时为化验分析提供样品；（2）根据一口井数个地层压力测试数据可准确地做出地层压力剖面；（3）监测井间的压力干扰情况；（4）确定储层流体的流动情况。MDT 测试器采用了模块式的结构设计以满足用户各种不同应用的需要。目前，标准的 MDT 测试器是由电源、液压源、单探针及取样筒等几个模块组成。可选模块包括多探针模块、多取样筒模块、流动控制模块、泵出模块、光学流体分析模块和双封隔器模块。模块式的设计可使我们能够对用户提出的特殊作业提供最佳的仪器配置。

一、标准 MDT 测试器

彩图 4 - 1 是单探针模块的标准 MDT 测试器的结构示意图，这种配置已扩展了现有的单探针地层测试器的功能，而且这种配置为最基本的 MDT 测试器；在此基础上，可再加上用户所要求的任何其他的地层测试模块。与 RFT 等现有的地层测试器相比较，MDT 测试器具有以下几个优点：（1）可测量在样品管线中流动的流体的电阻率；（2）一次下井可进行多个流体取样；（3）能在较大的井眼范围内进行标准操作；（4）提高了压力测量和动态响应的精度；（5）可在地面控制压力测试时流体的流速、测试室体积以及测试时的流动压力。MDT 测试器通常与自然伽马测井仪和 AMS 辅助测量探头组合测井；自然伽马用于校深，AMS 用于监视仪器顶部张力、井眼内钻井液电阻率等。

1. 电源模块

电源模块通过各模块共用电缆总线给仪器供电。每种配置的 MDT 测试器都使用该电源模块，它总是接在地层测试仪器串的最顶部。

2 液压源模块

液压源模块是最基本的液压动力源，通过液压传输管线传送液压动力。把贯通的液压传输管线与电气连接装置结合在一起可使该模块连接在电源模块以下仪器串的任何部位。

3 单探针模块

单探针模块与液压源模块直接相连，就可以实现标准探针、应变应力计（或石英应力计）和压力测试功能。插进井壁的探针以及与井壁紧密接触的密封器使探针、流体流动管线与外界保持良好的密封；也可以选用大直径的探针。

为了获得准确的地层压力测量值和确定地层的渗透率，通过使用压力预测试的方法来确认密封是否良好。该模块有一个预测试室，其最大容量为 20cm^3 。

MAXIS500 系统可以在地面控制测试时的流动压力、流体的流速及测试室的体积。这样就使得我们能够在各种不同特性的地层中选取最佳的参数设置来进行地层压力测试。彩图 4 - 2 是一段 MDT 测试器的地层压力测试图，图上注明了与地层压力测试有关的标记。

标准的 MDT 测试器能在 6 ~ 14in 的井眼中进行地层压力测试，加上配套的推靠活塞扩展件能使其提高到适应 19in 井眼的压力测试。MDT 测试器的新特性包括测量流体管线中流

体电阻率的装置、温度传感器和隔离阀。流体电阻率测量可帮助我们来自水基钻井液的钻井液滤液与地层流体区分开。当在用油基钻井液所钻的井中收取地层水样品时，它也是非常有用的。隔离阀能将管线中的液体体积对压力变化的影响减至最小。

表 4 - 1 MDT 应力计的技术指标

技术指标	应变压力计	C Q G 石英压力计
精度	全刻度的 10 %	2psi + 读数的 0.01 %
重复性	全刻度的 0.06 %	1.0psi
分辨率	在 0.1 秒采样率时为全刻度的 0.001 %	在 1 秒采样率为 0.003psi
耐温	400°F (204)	350 °F (175)

彩图 4 - 3 是 C Q G 石英压力计、常规石英压力计和应变压力计稳定性的对比。该图为在 8000psi 的恒压和 10 热脉冲的作用下三种压力计的响应曲线，C Q G 压力计的稳定恢复要比其他两种压力计快得多，而且所出现的尖峰误差要比常规的石英压力计也小得多。

表 4 - 2 是 C Q G 石英压力计与常规石英压力计有关技术指标的对比。

表 4 - 2 C Q G 与常规石英压力计的比较

参 数		C Q G 石英压力计	常 规 石 英 压 力 计
耐 压		大气压力到 15kpsi	大气压力到 12kpsi
耐 温		- 10 ~ 125	25 ~ 175
精度（包括重复和滞后）		±（读数值的 0.01 % + 2psi）	±（读数值的 0.01 % + 2psi）
在 150 和 10kpsi 压力下的长时间稳定性		7 天以上压力稳定变化好于 0.2psi	7 天以上压力稳定变化为 0.5psi
分辨率	1s 以上	0.003psi	0.01psi
	0.1s 以上	0.03psi	0.01psi
压力脉冲响应时间 (压力恢复在 1psi 精度内) 未经动态校正	500psi	几秒（平均值）	3 min
	5000psi	2 分钟（平均值）	10 min
经过动态校正	几秒（平均）	不用	
变化台阶为 10 的温度响应时间（压力恢复精度在 1psi）	未经动态校正	18 min（平均）	20 min
	经过动态校正	总是在 1psi 内	不用

4 取样室

标准取样室的容积为 1gal、2 gal 和 6gal；6gal 的取样室最多可以连接至 6 个。1gal 和 2 gal 的取样室模块都具有防硫化氢的功能，同时具有管线和电路总线，所以它们可被放在仪器串中电源模块以下的任何位置。但是，6gal 的取样室不具备这些装置，因此它只能放在仪器串的底部。其软件最多可以支持 12 个地层流体样品。彩图 4 - 4 是 1gal 取样室的管线、电路连接及各种阀门的示意图。节流阀（密封）在地面系统的控制下，直接将所采集的地层流体送到所选择的任何一个取样室。节流阀是一个动态阀，它不断地调整管线流体中流动压

力以保持在允许的误差范围之内，它也可以作为密封阀使用。

5 MDT 液体流动管线系统

彩图 4 - 5 是 MDT 液体流动管线的示意图。与其他测试器不同的是 MDT 测试器（通用部分）与预测试装置是相互独立的，并且由操作工程师控制其动作。当液压压力为 2800psi（其他测试器所要求的是 2000 psi）时，MDT 过滤阀开始移动。同时 MDT 预测试活塞也是在整个系统压力为 2800psi 时开始运动（其他测试器在压力为 2700 psi 时就开始运动）。由于 MDT 具有这些改进和特点，所以它很少发生密封失败的情况。

二、地层测试应用

1. 使用单探针模块测试地层压力

彩图 4 - 6 是使用单探针模块时 MDT 测试器的一个应用。只要测试点的深度在井底深度 2ft 以上，就可以通过把测试模块装在仪器串的底部进行地层压力测试和取样。对于仅仅进行地层压力测试，MDT 测试器也可以按彩图 4 - 6 所示的这种结构进行连接，只要把取样模块去掉就行了。

2 使用双探针系统测试地层压力

在做压力干扰测试时，用两个单探针模块可监测邻近连通地层的压力变化情况，而且使用两个单探针模块可以改善压力梯度测量结果的精度（见彩图 4 - 7），这是因为两个测量点之间的距离是固定的，并且是已知的。这种连接结构的 MDT 测试器还可以选择不同类型的探针模块用于对不同类型的地层进行压力测试和取样，如果使用了插入式的探针模块，还可以当做推靠器使用。

3 使用多探针系统测试地层压力

详细地了解整个地层渗透率分布的特点对完井设计、压力维持和注水方案设计等都是非常有用的。在非均质厚地层中用单探针确定的有效渗透率实际上是球状渗透率——纵向渗透率和径向渗透率的组合。如果没有其他的测量项目就不能把纵向渗透率和径向渗透率分开。

由于有了多探针系统，所以通过局部干扰测试就可以确定出纵向和径向上的流度。有了这种仪器，不需要知道孔隙流体的总压缩系数就可以确定地层的流度和渗透率的各向异性。这种仪器的渗透率测量范围要比单探针测量的大，这是因为单探针模块或多或少地受不同地层参数组合的影响。当在非均质地层中测试时，多探针系统的这个额外优点尤为明显。

彩图 4 - 8 是具有三个探针 MDT 测试器的照片，这三个探针分别是测试探针、纵向监视探针和径向监视探针。对常规的测试作业来说，测试探针以指定的速率抽取地层流体，而纵向和径向监视探针监视地层压力响应的变化情况。纵向监视探针位于测试探针以上 2.3ft（70cm）处，而径向监视探针正好与测试探针相对。这种结构的 MDT 测试器，其三个探针通过预测 20cm^3 的地层流体，建立起地层中液动力联系、确认压力密封情况以及确定测试探针处的地层压力。通过对每点压力测试所采集的压力数据的分析就可计算出探针附近地层压降和压升流度。另外，纵向监视探针也可用做测试探针。

用多探针系统可以把测试探针或纵向监视探针所采集的地层流体送到任何一个指定的取样室里。径向监视探针严格用于压力监视探针，它没有与管路总线连接。流体电阻率测量装置装在流动管线上，靠近纵向监视探针和测试探针，用于识别由这两个探针所采集地层流体的性质。

三、可选择模块

1. 流动控制模块

彩图 4 - 9 所示结构的 MDT 测试器含有一个流动控制模块，该模块提供了一种向地层深处产生波动的方法以及控制该波动的方法，从而可以更准确地确定纵向渗透率。该模块提供的最大测试体积为 1000cm³，这样波动影响的深度和幅度都要比小测试室大得多。该模块控制和测量取样流速的能力也是具有同等的重要性。流动控制模块的操作方式包括恒定流速、恒定压力和变化流速或压力等三种方式。该模块还具有在井下重复产生波动的能力，1000cm³ 的地层流体样品可以排放到井里，也可以放到指定的取样室里。该模块还可以用于困难条件（如疏松地层）下进行地层流体取样。

2 泵出模块

泵出模块要从地层采集高质量的 PVT 样品需要测试器系统能够从流体样品中排除掉不需要的流体，倾泄室在一定的限制内能够完成这项工作，彩图 4 - 10 所示为泵出模块的工作示意图，它可以把来自地层的流体直接泵入到井眼里。在测试过程中，操作工程师可以通过监视流体管线中流体的电阻率来确定所取的流体样品是否为储集层的流体；如果所取的流体样品不是储集层的流体，就把它泵入到井眼里，如果是地层流体，就停止泵出，并且把地层流体样品送入指定的取样室并密封。

泵出模块的泵速大约是每分钟 0.6gal，泵出压差为 800psi，压差越小，泵速越快，压差越大，则泵速越慢。泵出模块的另一个优点是能控制作用于地层的压降大小，从而大大地减少了密封失败的情况。

图 4 - 11 说明了泵出模块的工作过程，图上显示的曲线分别是探针

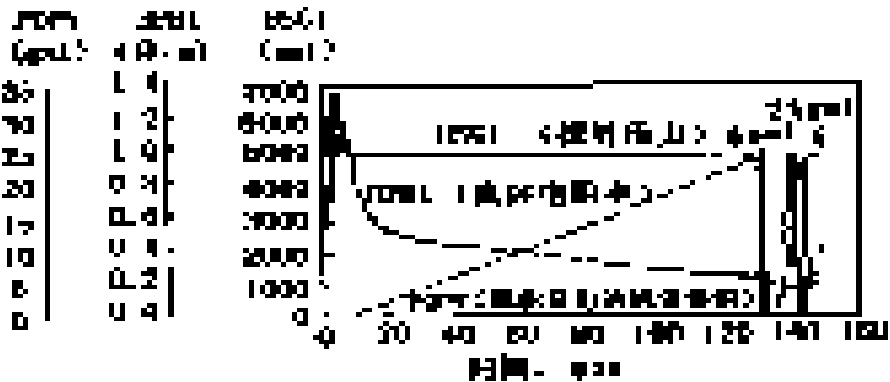


图 4 - 11 泵出模块的工作过程

压力曲线、流体电阻率曲线和累积泵出的流体体积曲线。在这个例子中，流体电阻率曲线表明：开始在管线中的液体大部分是钻井液滤液；在泵出过程中，流体电阻率越来越低，表明所取流体样品受钻井液滤液的污染越来越小。在向井眼泵入大约 25gal 流体后，操作工程师停止泵出并打开取样室，采集未被污染的地层流体样品，这一点由测试流入取样室流体的电阻率证实。图 4 - 12 是具有多取样模块 MDT 测试器的一个测试过程的总结。

测试的时间	事件
2418.0	Initiate (Single Probe Module 1)
2432.2	Sample (Single Sample Module 1 bottle 1)
2444.0	Operate (Single Sample Module 1 bottle 1)
2456.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 2)
2472.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 2)
2484.4	Sample (Single Sample Module 1 bottle 3)
2496.8	Operate (Single Sample Module 1 bottle 3)
2508.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 4)
2520.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 4)
2532.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 5)
2544.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 5)
2556.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 6)
2569.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 6)
2581.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 7)
2594.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 7)
2606.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 8)
2618.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 8)
2631.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 9)
2643.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 9)
2656.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 10)
2668.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 10)
2680.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 11)
2693.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 11)
2705.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 12)
2718.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 12)
2730.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 13)
2742.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 13)
2755.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 14)
2767.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 14)
2780.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 15)
2792.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 15)
2804.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 16)
2817.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 16)
2829.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 17)
2842.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 17)
2854.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 18)
2866.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 18)
2879.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 19)
2891.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 19)
2904.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 20)
2916.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 20)
2928.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 21)
2941.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 21)
2953.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 22)
2966.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 22)
2978.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 23)
2990.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 23)
3003.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 24)
3015.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 24)
3028.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 25)
3040.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 25)
3052.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 26)
3065.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 26)
3077.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 27)
3090.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 27)
3102.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 28)
3114.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 28)
3127.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 29)
3139.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 29)
3152.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 30)
3164.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 30)
3176.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 31)
3189.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 31)
3201.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 32)
3214.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 32)
3226.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 33)
3238.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 33)
3251.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 34)
3263.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 34)
3276.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 35)
3288.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 35)
3300.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 36)
3313.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 36)
3325.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 37)
3338.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 37)
3350.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 38)
3362.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 38)
3375.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 39)
3387.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 39)
3400.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 40)
3412.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 40)
3424.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 41)
3437.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 41)
3449.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 42)
3462.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 42)
3474.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 43)
3486.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 43)
3499.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 44)
3511.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 44)
3524.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 45)
3536.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 45)
3548.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 46)
3561.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 46)
3573.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 47)
3586.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 47)
3598.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 48)
3610.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 48)
3623.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 49)
3635.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 49)
3648.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 50)
3660.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 50)
3672.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 51)
3685.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 51)
3697.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 52)
3710.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 52)
3722.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 53)
3734.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 53)
3747.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 54)
3759.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 54)
3772.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 55)
3784.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 55)
3796.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 56)
3809.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 56)
3821.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 57)
3834.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 57)
3846.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 58)
3858.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 58)
3871.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 59)
3883.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 59)
3896.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 60)
3908.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 60)
3920.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 61)
3933.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 61)
3945.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 62)
3958.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 62)
3970.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 63)
3982.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 63)
3995.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 64)
4007.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 64)
4020.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 65)
4032.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 65)
4044.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 66)
4057.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 66)
4069.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 67)
4082.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 67)
4094.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 68)
4106.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 68)
4119.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 69)
4131.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 69)
4144.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 70)
4156.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 70)
4168.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 71)
4181.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 71)
4193.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 72)
4206.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 72)
4218.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 73)
4230.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 73)
4243.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 74)
4255.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 74)
4268.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 75)
4280.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 75)
4292.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 76)
4305.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 76)
4317.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 77)
4330.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 77)
4342.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 78)
4354.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 78)
4367.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 79)
4379.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 79)
4392.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 80)
4404.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 80)
4416.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 81)
4429.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 81)
4441.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 82)
4454.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 82)
4466.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 83)
4478.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 83)
4491.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 84)
4503.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 84)
4516.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 85)
4528.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 85)
4540.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 86)
4553.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 86)
4565.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 87)
4578.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 87)
4590.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 88)
4602.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 88)
4615.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 89)
4627.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 89)
4640.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 90)
4652.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 90)
4664.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 91)
4677.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 91)
4689.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 92)
4702.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 92)
4714.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 93)
4726.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 93)
4739.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 94)
4751.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 94)
4764.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 95)
4776.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 95)
4788.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 96)
4801.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 96)
4813.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 97)
4826.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 97)
4838.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 98)
4850.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 98)
4863.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 99)
4875.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 99)
4888.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 100)
4900.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 100)
4912.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 101)
4925.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 101)
4937.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 102)
4950.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 102)
4962.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 103)
4974.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 103)
4987.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 104)
4999.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 104)
5012.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 105)
5024.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 105)
5036.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 106)
5049.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 106)
5061.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 107)
5074.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 107)
5086.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 108)
5098.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 108)
5111.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 109)
5123.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 109)
5136.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 110)
5148.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 110)
5160.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 111)
5173.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 111)
5185.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 112)
5198.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 112)
5210.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 113)
5222.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 113)
5235.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 114)
5247.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 114)
5260.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 115)
5272.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 115)
5284.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 116)
5297.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 116)
5309.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 117)
5322.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 117)
5334.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 118)
5346.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 118)
5359.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 119)
5371.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 119)
5384.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 120)
5396.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 120)
5408.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 121)
5421.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 121)
5433.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 122)
5446.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 122)
5458.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 123)
5470.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 123)
5483.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 124)
5495.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 124)
5508.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 125)
5520.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 125)
5532.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 126)
5545.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 126)
5557.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 127)
5570.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 127)
5582.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 128)
5594.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 128)
5607.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 129)
5619.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 129)
5632.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 130)
5644.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 130)
5656.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 131)
5669.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 131)
5681.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 132)
5694.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 132)
5706.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 133)
5718.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 133)
5731.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 134)
5743.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 134)
5756.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 135)
5768.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 135)
5780.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 136)
5793.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 136)
5805.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 137)
5818.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 137)
5830.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 138)
5842.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 138)
5855.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 139)
5867.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 139)
5880.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 140)
5892.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 140)
5904.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 141)
5917.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 141)
5929.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 142)
5942.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 142)
5954.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 143)
5966.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 143)
5979.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 144)
5991.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 144)
6004.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 145)
6016.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 145)
6028.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 146)
6041.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 146)
6053.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 147)
6066.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 147)
6078.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 148)
6090.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 148)
6103.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 149)
6115.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 149)
6128.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 150)
6140.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 150)
6152.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 151)
6165.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 151)
6177.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 152)
6190.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 152)
6202.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 153)
6214.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 153)
6227.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 154)
6239.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 154)
6252.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 155)
6264.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 155)
6276.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 156)
6289.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 156)
6301.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 157)
6314.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 157)
6326.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 158)
6338.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 158)
6351.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 159)
6363.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 159)
6376.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 160)
6388.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 160)
6400.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 161)
6413.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 161)
6425.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 162)
6438.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 162)
6450.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 163)
6462.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 163)
6475.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 164)
6487.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 164)
6500.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 165)
6512.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 165)
6524.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 166)
6537.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 166)
6549.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 167)
6562.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 167)
6574.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 168)
6586.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 168)
6599.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 169)
6611.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 169)
6624.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 170)
6636.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 170)
6648.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 171)
6661.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 171)
6673.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 172)
6686.1	Operate (Single Sample Module 1 bottle 172)
6698.5	Sample (Single Sample Module 1 bottle 173)
6710.9	Operate (Single Sample Module 1 bottle 173)
6723.3	Sample (Single Sample Module 1 bottle 174)
6735.7	Operate (Single Sample Module 1 bottle 174)
6748.1	Sample (Single Sample Module 1 bottle 175)
6760.5	Operate (Single Sample Module 1 bottle 175)
6772.9	Sample (Single Sample Module 1 bottle 176)
6785.3	Operate (Single Sample Module 1 bottle 176)
6797.7	Sample (Single Sample Module 1 bottle 177)

较大范围内测量流体电阻率的能力。但是在某些情况下，特别是在用油基钻井液所钻的井中，则需要使用光学流体分析仪模块。如彩图 4 - 13 所示，该模块直接装在探针模块以下，使用光学分析技术识别管线中流体的性质，用接近红外线范围的光谱吸收测定法来区分油和水；通过用不同反射角的反射测量结果来探测天然气。彩图 4 - 14 是 OFA 模块在取样过程中的实时流体分析实例。第一道上的红线是流动压力，绿线是流体的颜色。较低的流体颜色值（向左偏转）对应于清的或透明的流体，较高的液体颜色值（向右偏转）对应于不透明液体。第二道的绿颜色代表油的体积百分比，蓝颜色代表水的体积百分比，天然气用红色表示。当流动压力低于泡点压力时，注意气体开始释放。第三道和第四道是原始的光谱。OFA 模块已在 1993 年开始投入使用。

4 多取样模块

采集高质量的 PVT 流体样品还要求有合适的取样室；多取样模块含有 6 个取样室，都装在一个载体上如彩图 4 - 15 所示。每个取样室可采集 450cm³ 的地层流体，可用于 PVT 分析。取样室可按要求由地面控制打开还是关闭，这样仪器一次下井可进行多个取样，也可以在一个取样点把不同时间采集的流体装进不同的取样室。进口节流阀控制取样时的压力；其他的控制装置，如水垫和流动节流阀等用于控制取样时压力的骤然变化。彩图 4 - 16 所示的是 MDT 测试器在一个多取样测试过程中记录的测试曲线。用户要求在压降小于 10psi 的这种临界条件下采集凝析气体样品，为此使用了水垫、节流器以及取样室中心水垫等控制压降，通过仔细的压力控制，在所有取样筒取样时都保持压降小于 8psi。该图显示出了最后两个取样筒取样时记录的压力响应曲线。

彩图 4 - 17 显示的是 4 个取样的 PVT 分析结果，正如样品组分分析结果和表 4 - 3 所列的有关参数指示的那样。4 个样品具有很好的一致性。

表 4 - 3 四个流体样品特性的对比

取样样品	1	2	3	4
开启压力（气压计）/ 温度	215/ 19	212/ 21	215/ 20	223/ 21
逸出气体与液体比	1508	1572	1439	1472
液体密度（15 ），g cm ³	0. 809	0. 807	0. 806	0. 806
体积转换，cm ³	367	325	347	344

5 双封隔器模块

双封隔器模块（见彩图 4 - 18 所示）使用了两个膨胀式封隔器对测试井段进行封隔。泵出模块可用井眼液体把封隔器膨胀到高出静液压力 1000psi 左右；两封隔器之间的距离是可变的，但最小距离为 3ft（93cm）左右；即使在最小距离的情况下，两封隔器之间的井壁面积也是标准 MDT 探针横截面积的 3000 倍以上。这样大的面积能使 MDT 测试器以较高的流速抽吸地层液体而不致于将压力降至泡点压力以下。这种测试时的压力恢复所涉及的半径大约是 50 ~ 80ft。相对于常规的 DST 测试来说，这种测试类似于小型的 DST 测试，但在测试环境、安全性能和经济花费等方面都有明显的优点。

油田测试实例表明：这种具有双封隔器的 MDT 测试器也可用于裂缝性储层的测试；而对常规的探针型测试器就很难测试成功。但是在对裂缝性储层进行测试时需要用 FMS、FMI 或声波成像等资料确定封隔器的坐封位置。这种双封隔器的 MDT 测试器的另一个特点是在封隔后可以向地层注入液体，这样可能导出其他方面的一些应用。

每次测试以后，泵出模块以较大的负压力差收回封隔器，从而确保封隔器恢复到最小直径状态。双封隔器模块 1993 年已投入使用。

6 封隔器—探针系统

封隔器—探针系统与双探针组合类似，封隔器模块装在单探针模块之下，这样可以确定垂向渗透率。由于所施加的压力波动很大，所以封隔器的距离应该较大（见彩图 4 - 19）。

四、仪器技术指标

表 4 - 4 给出了 MDT 测试器模块的有关技术指标。

表 4 - 4 MDT 测试器模块的技术指标

模块名称	仪器型号	耐温 °F	耐压 kpsi	井眼尺寸，in		直径 in	长度 in	质量 lb
				最小	最大			
电源模块	M RPC - A A	400	20			4	60	157
液压源模块	M RHY - A A	400	20			4	101	295
单探针模块	M RPS - A B	400	20	6	14	5	75	210
具有 C Q G	M RPS - B B	350	15	6	14	5	96	260
双探针模块	M RPD - A A	400	20	7	13	6	81	258
具有 C Q G	M RPD - B A	350	15	7	13	6	103	308
1gal 取样模块	M RSC - A A	400	14			4	73	214
H ₂ S	M RSC - B A	400	20			5	73	204
2 gal 取样模块	M RSC - C A	400	14			4	113	292
H ₂ S	M RSC - D A	400	20			5	113	269
6gal 取样模块	M RSC - E B	400	10			4	158	340
多取样模块	M RMS - A A	400	20			4	156	428
流动控制模块	M RCF - B A	400	20			4	91	275
泵出模块	M RPO - A A	400	20			4	127	340
光学流体分析仪模块	M RFA	350	20			4	74	187
双封隔器模块	M RPA - A A	225	20	7	9	5	178	675
具有 C Q G	M RPA - B A	225	15	7	9	5	200	725
可选封隔器 (当选择适当的封隔器时，从上面的重量中加上或减去最后一栏所列数)		225	20/ 15	6	8	5	178/ 200	- 10
		225	20/ 15	7/	10	6	178/ 200	+ 70
		225	20/ 15	8	11	6	178/ 200	+ 170
		225	20/ 15	8	11	7	178/ 200	+ 100
		225	20/ 15	8	12	7	178/ 200	+ 230

第二节 地层测试应用实例

一、压力剖面

图 4 - 20 所示是采用应变压力计的多探针系统在高渗透性砂岩地层测量的地层压力剖面。当在一个较厚地层进行多点地层压力测试后，用每个压力计测量的地层压力做地层压力

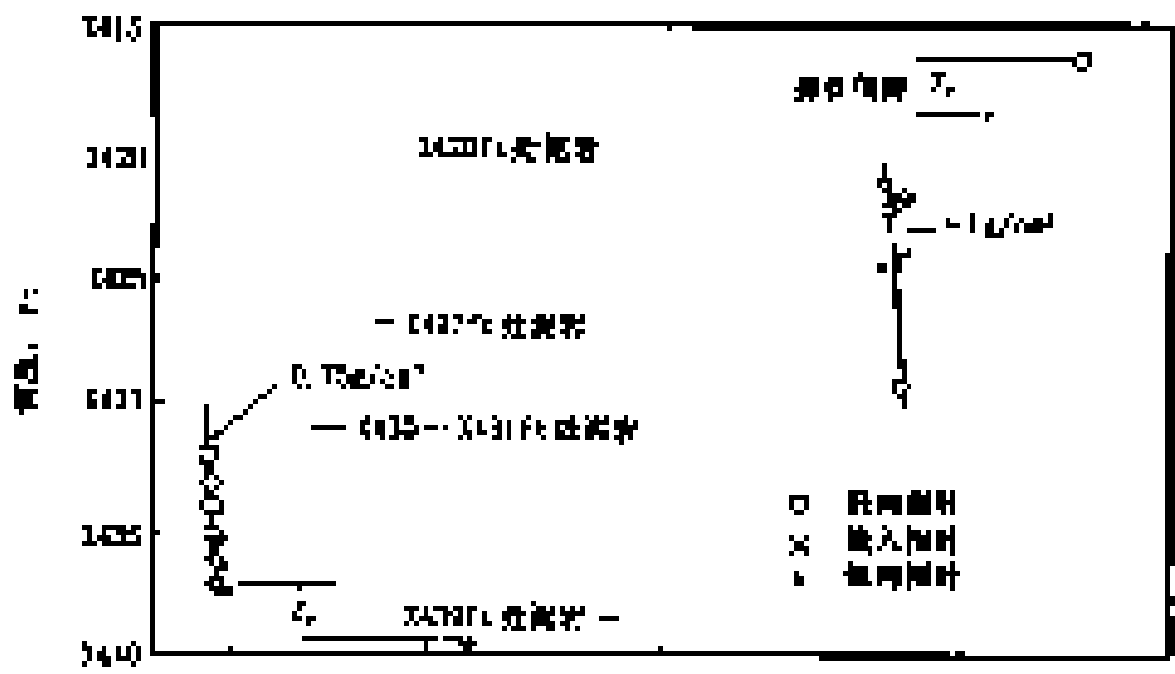


图 4 - 20 采用应变压力计的多探针系统在高渗透性砂岩地层测量的地层压力剖面

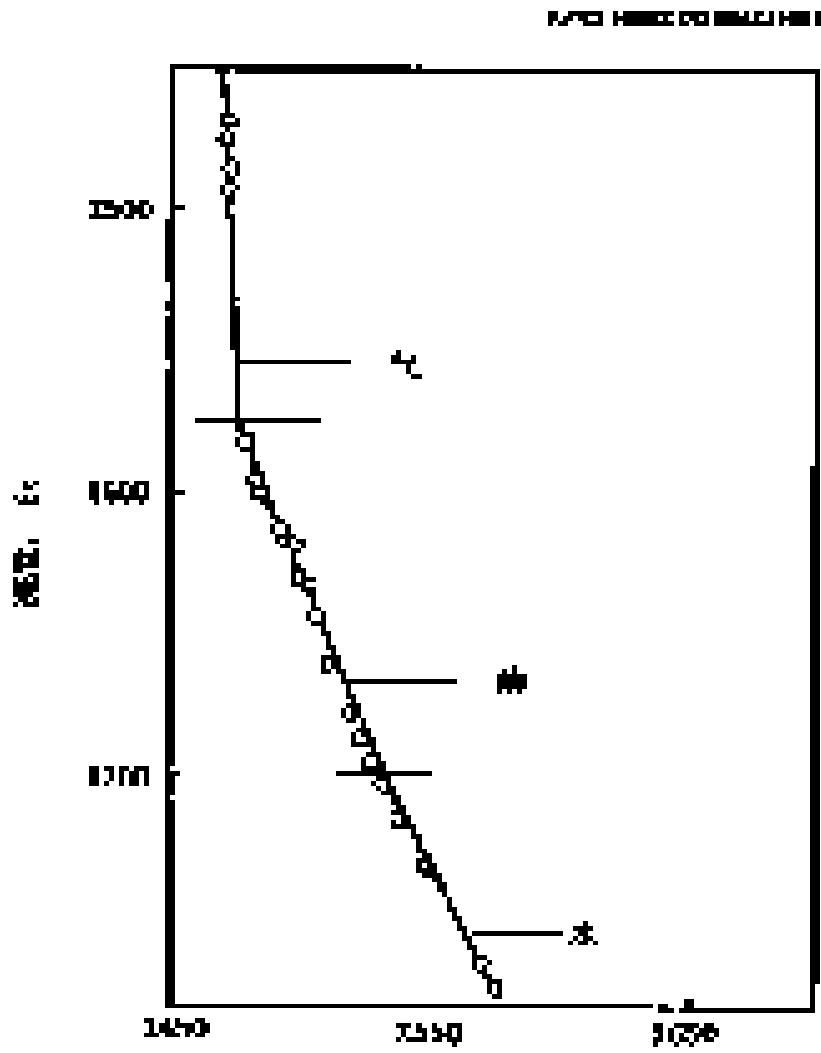


图 4 - 22 同时用 GQG 和应变压力计测取的地层压力剖面

剖面可得到相同的液体压力梯度，它的统计特性与单个压力计的统计特性类似。这是由于同时完成对所用的应变压力计进行车间刻度和（或）现场刻度，所以使所有压力计具有一致的静态响应，这样与梯度确定有关的统计误差也将得到改善。从这个例子中可以看出，在 X437ft 处的纵向探针与 X439 3ft 处的径向探针和测试探针所测的压力之间存在一定的差别。用于此次地层测试时确定测试深度的裸眼井测井曲线，没有一条测井曲线能明显地指示出在此测试深度上存在压力隔挡层；而在跨越这个测试点的地层微电阻率扫描成像图上（见彩图 4 - 21）指出存在一个泥岩夹层，而该夹层正好位于纵向探针与径向探针和测试探针之间，这正好与上面所说地层压力不同相吻合。

图 4 - 22 是同时使用石英压力计（CQG）和应变压力计的单探针 MDT 测试器在同一口井中测的地层压力剖面。

由该压力剖面可明显看出气层、油层及水层井段，所确定的油水界面与裸眼井测井曲线指示的油水界面一致。表 4 - 5 所示为用 MDT 测试数据对地层流体的解释结果与后来的套管井 DST 测试结果的对比，其一致性很好。

表 4 - 5 用 MDT 和 DST 测试结果得到的压力梯度的对比

层	MDT, psi/ ft	DST 结果	地面应变应力计 (psi/ ft)	DST (psi/ ft)
上部	0. 092	气	0. 625	0. 047
中部	0. 367	油	0. 848	0. 367
下部	0. 441	水	1. 052	0. 455

二、地层液体取样

图 4 - 23 所示为用多探针取样的实例,纵向探针位于 X474. 5ft 的过渡地层,测试探针和径向探针位于纵向探针以下 70cm 处。在电阻率曲线上指示这个层的侵入相对较浅;而在纵向探针、径向探针和测试探针处计算的压降流量分别为 $95 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 、 $45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 和 $43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$,说明这个地层的渗透性较好。在没有节流的情况下,在该层成功地取满了两筒 2 gal 的地层流体样品,第一筒由纵向探针采集,第二筒由测试探针采集;测试探针取样时出现过短暂的干扰,然后正常直至取样完毕。纵向探针采集的地层流体样品包括 17ft³ 的气、200cm³ 的凝析油和 2900cm³ 的水;测试探针采集的地层流体样品包括 1ft³ 的气、200cm³ 的油(比重为 30API 单位)和 9000cm³ 的水。这些结果清楚地表明:小探针的电缆地层测试取样具有明显的局部取样特性。

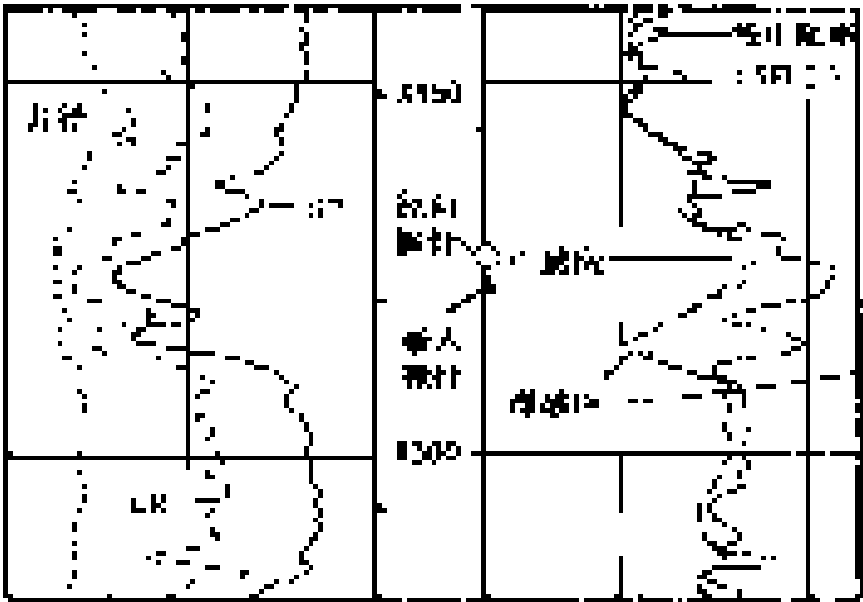


图 4 - 23 多探针取样实例

在取样过程中测量的管线中的流体电阻率如图 4 - 24 和图 4 - 25 所示, 两筒取样流体组

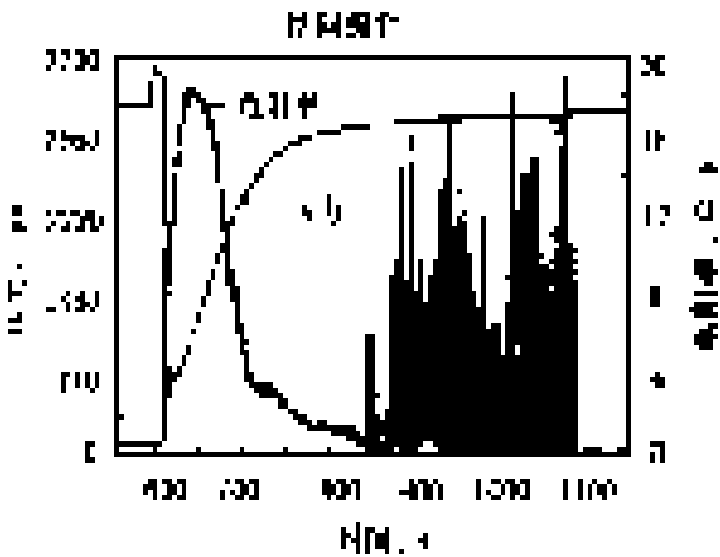


图 4 - 24 第一筒中的流体电阻率变化

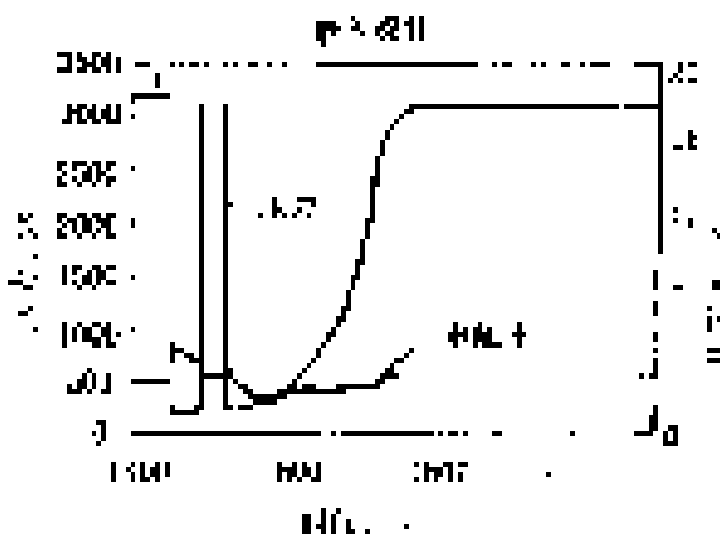


图 4 - 25 第二筒中的流体电阻率变化

分明显不同。第一筒取样流体电阻率的较大变化表明可动烃几乎是突进出来的；但是，在第二筒取样时测量的流体电阻率为 $0.85 \cdot m$ ，这与计算的井下钻井液滤液的电阻率相差无几。把第一筒取样中水样的电阻率转化成井下条件为 $0.8 \cdot m$ ，而第二筒取样中水样电阻率转化成井下条件则为 $0.72 \cdot m$ ，这表明在第二筒取样中含有少量的地层水。在第一筒取样快结束时，混合流体的流动状态发生变化，使得流体电阻率发生较大的变化，这可能是由于流体中所含气体成份逐渐析出造成的。另外随着取样压力逐渐接近地层压力，则流体的流速也逐渐减小。

三、双封隔器模块的 MDT 测试器应用

用传统的技术可以对带双封隔器的 MDT 测试器在小层中的测试数据进行解释。具有双封隔模块的 MDT 测试器相当于小型的 DST 测试，仅使用只持续几分钟的不稳定测试，就可获得探测深度为几十米的地层信息。在下例子中，具有双封隔器的 MDT 测试器的坐封位置跨越了一个自然裂缝井段，如彩图 4 - 26 所示，FMI 图像和井下声波电视图像表明：两种图像都识别出了裂缝。

在这个裂缝性地层中进行了数次流体取样，每两次取样之间的压力恢复记录时间大约是 6 min。图 4 - 27 所示为压力曲线、压力导数曲线以及所产生的赫诺曲线。首次的压力恢复说明 CQG 压力计所测压力数据的质量是好的；未经平滑处理的压力导数数据是有用的；在测试 6 min 以后，明显地出现了平稳的径向流动状态。用 ZODIAC 分层动态解释分析和计算程序进行解释分析给出了极好的测试匹配结果，并给出了地层传导系数及储层压力等参数。在测试过程中，当井眼的存储效应发生变化时，该程序将使用新的模型进行处理解释。在这种

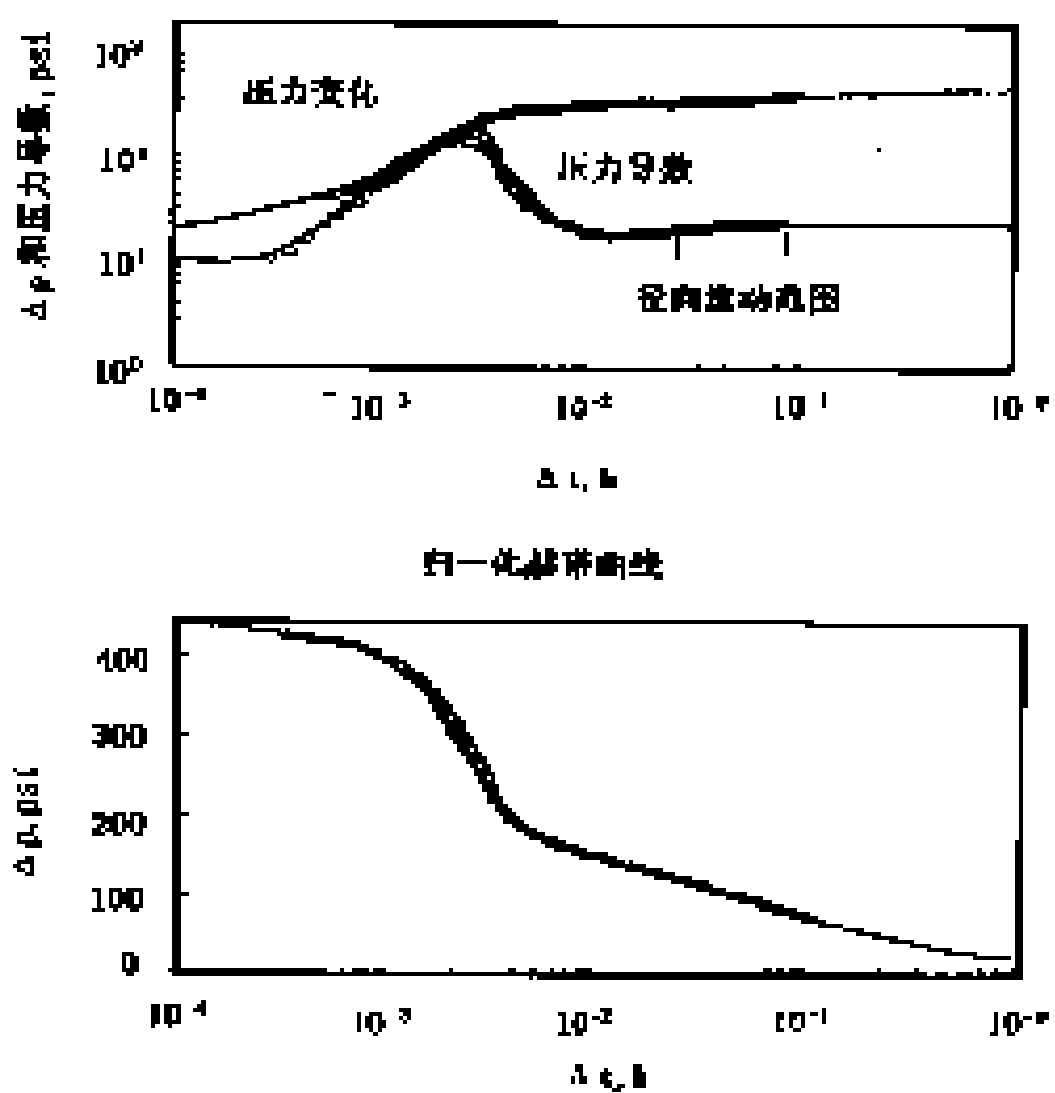


图 4 - 27 测试的压力曲线、压力导数曲线及得到的赫诺曲线

情况下，井眼的存储效应的变化与水平裂缝内的流体、封隔后的井眼流体以及测试器管线中的流体有关。

四、确定地层的渗透率

渗透率是地层的一种宏观传输特性，它是流体传输的方向和探测范围以及地层连续性的函数。把多探针 MDT 测试数据与高分辨率的测井资料结合进来，在诸如薄层或交互层等可以较好的确定储层的渗透率特性。

彩图 4 - 28 说明了探测范围对垂向渗透率测量结果的影响。在该图示意的砂泥岩交互层中，所测量的渗透率将受半径的影响，该探测半径可近似地由下式计算：

$$r_i = 0.6 \left[\frac{V}{4n C_t} \right]$$

式中 r_i ——探测半径，cm；
 V ——取样或测试体积，cm³；
——压力计的分辨率，psi；
——孔隙度；
 C_t ——压缩系数，psi⁻¹。

彩图 4 - 29 说明了渗透性隔层对注入过程的影响。该图左边表示的是注气井，右边表示的是生产井，两井之间的该段地层是相互连通的，并且注气井对着该段油层注气。最上面的图描述的是均质储层的这种情况，注入气在油的上面，波及系数低；中间那个图描述的是横向连续的储层内存在数个横向不连续渗透性隔层的这种情况，这时注气的波及系数最好。详细地了解渗透率的分布特性及选择合适的完井技术将导致最佳的注入驱替效果。

MAXIS - 500 地面系统可在压力数据采集的同时进行实时的现场压力解释。借助岩石物理测井数据和井眼成像图，用多探针 MDT 测试器的测试数据能够确定薄层或夹层是否是渗透性隔挡界面、是有限的隔挡还是具有不同渗透率的简单地层，并且能够确定流动形态。图 4 - 30 是根据电缆测试器的经验得出的几种流体流动的几何形状示意图。

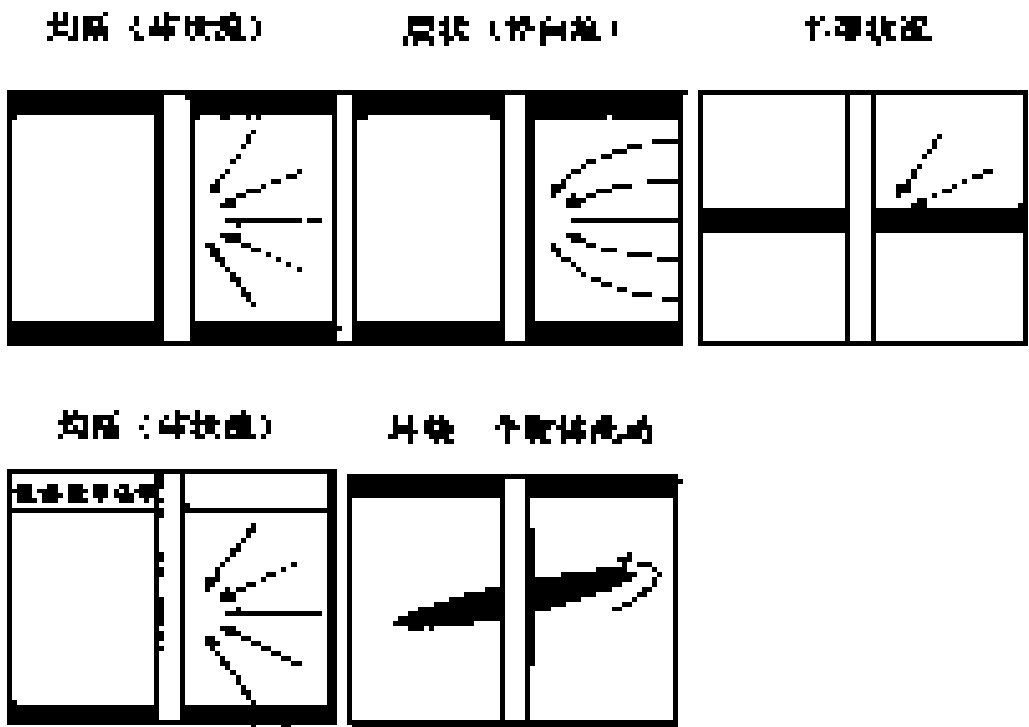


图 4 - 30 根据电缆地层测试器的经验得出的流体流动几何形状示意图

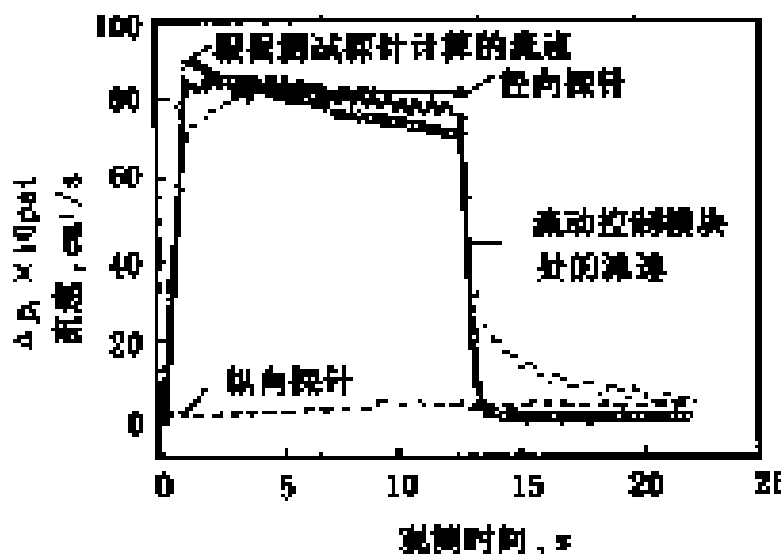


图 4 - 31 带有流动控制模块的多探针 MDT 测试器的测试结果

在确定模型之后，该程序将确定潜在流动阻挡层的相对位置，并计算有效的纵向和径向流量。然后用正演模拟程序检查所计算参数的质量。

图 4 - 31 是使用带有流动控制模块的多探针 MDT 测试器在一定渗透率的含水砂岩层中测试的数据图。根据压力测试数据在纵向探针、径向探针和测试探针（所有三个探针使用的都是应变压力计）处计算的压降流量分别为 $502 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 、 $198 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 和 $396 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。在选定的流动控制流速下，纵向探针测量的响应太小，这适合于应变压力计

的特点。同时还显示了流动控制模块测量的流速和根据测试探针测量的压力响应计算的流速的对比。在流动控制测试之后，紧接着进行了 2 gal 的地层流体取样，取样结果是 9000cm^3 的水和 0.25ft^3 的气。

图 4 - 32 和图 4 - 33 分别示出了监视探针测量的压力响应和球状时间函数图。图 4 - 33 还示出了对流速进行反褶积的压力响应。根据反褶积的响应，计算的渗透率各向异性为 9.6、 $K/m = 912 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 和 $K/m = 95.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

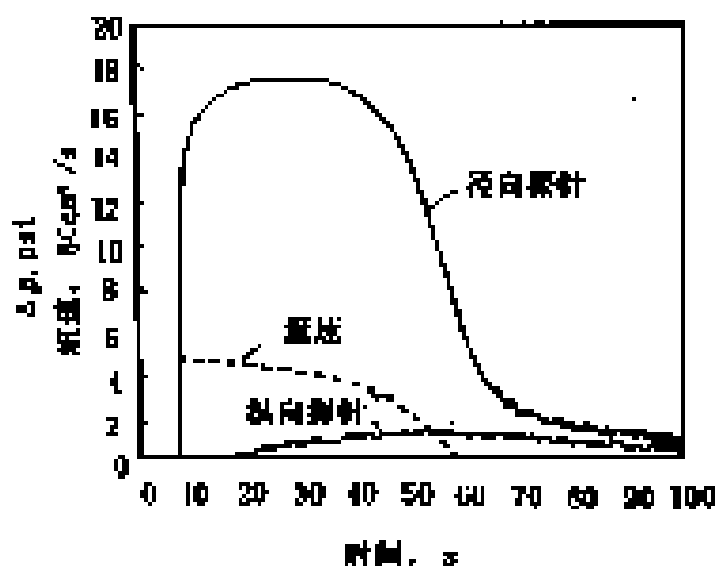


图 4 - 32 多探针 MDT 测试器的高渗透性砂岩中测试的压力响应

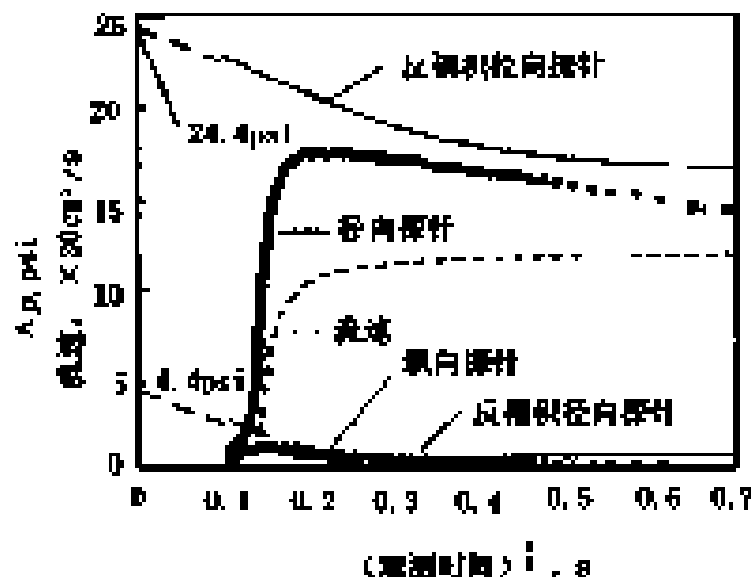


图 4 - 33 在高渗透性砂岩中球状时间函数图

参数计算程序可独立地计算出有关的地层参数；用于测试响应的正演模型是有界的地层模型。根据裸眼井测井资料确定的地层厚度为 9ft，纵向探针到该层顶部的距离为 3ft，如图 4 - 34 所示。计算结果表明各向异性系数 10.7、 $K/m = 1006 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 和 $K/m = 93.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

图 4 - 35 是测量的数据与在监视探针处用两套获得的地层参数重建的压力响应的对比。

另一个有关渗透率的实例是在一口井中一次下井进行了 42 个深度点的地层测试。该储集层底部的渗透性较差，是由片状伊利石堵塞孔隙喉道所致。该层的气体通过垂直运移，在

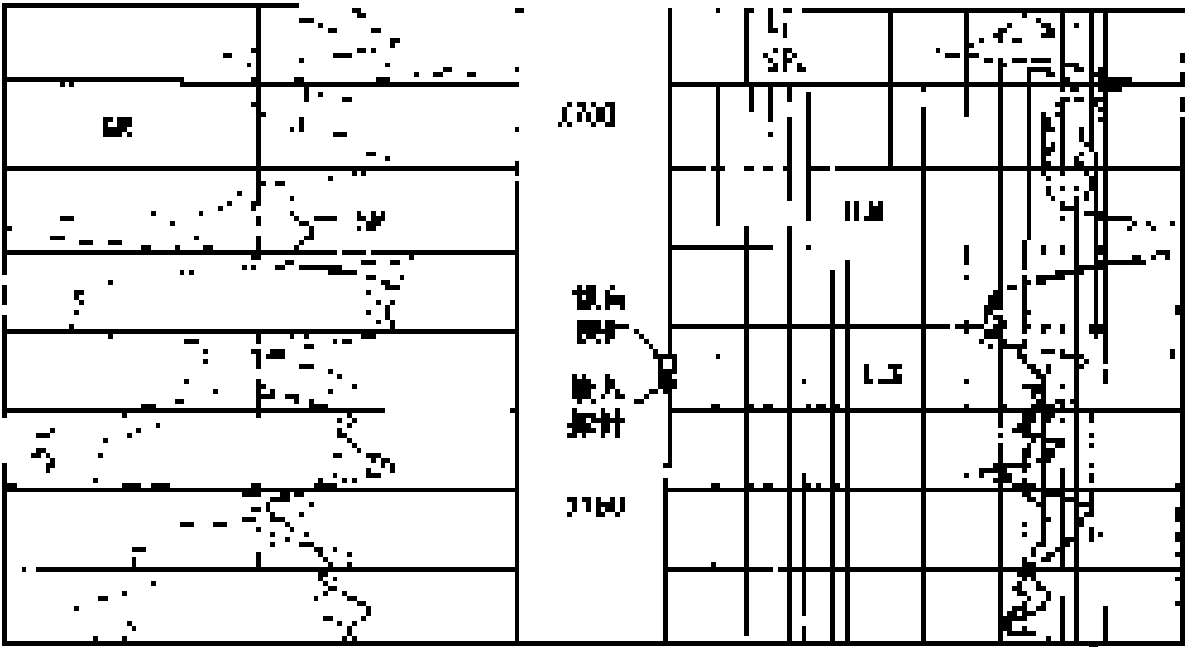


图 4 - 34 渗透率计算实例中用的裸眼井测井曲线

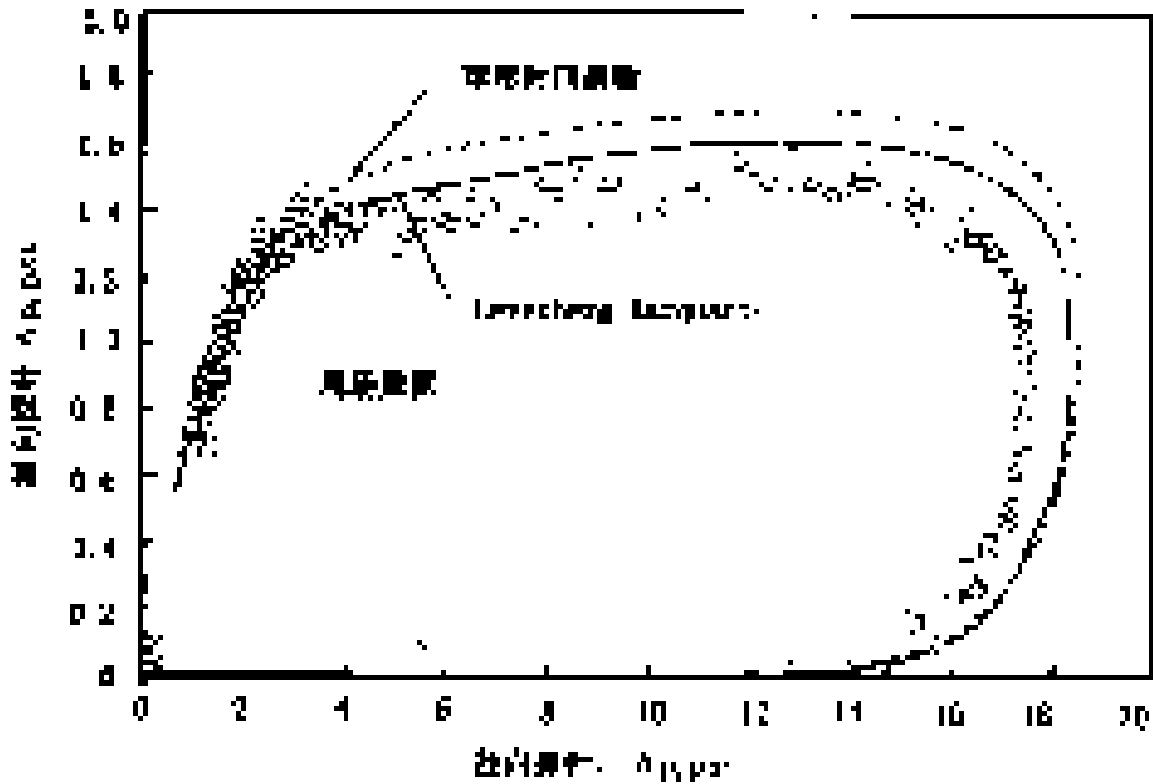


图 4 - 35 测试数据与计算参数的对比

渗透率较高的储层上部产出。设计用 MDT 测试得到储层的纵向渗透率剖面，要包括下面的水层。彩图 4 - 36 所示是在水层中一个测试点的压力测试响应。测试器位于低渗透率条带附近，这个低渗透率条带由 FMS 图像识别出。

当测试探针吸收流体后马上关闭，这时径向探针立即显示出较大的压力变化（ Δp_r ），而纵向探针则显示出较小的压力变化（ Δp_l ），并且反应比较慢，有一个时间延迟。在纵向探针上的这种反应说明有一定的垂向渗透率。在知道测试器在地层中的位置，即测试器到地层上下界面的距离后，使用解释软件包把测试数据与地层模型匹配起来，证明这个地层模型是具有一定厚度的均质地层。通过连续反褶积把流动控制模块测量的流速与匹配过程结合起来，通过匹配计算得出的径向渗透率和纵向渗透率分别为 $5.5 \times 10^{-3} \mu m^2$ 和 $0.22 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，这

表明除了具有较大的渗透率各向异性外，纵向上还有一定的连通性。

第三节 结 论

M D T 模块式地层动态测试器的诞生标志着电缆地层测试技术有了显著的进步和发展。标准的单探针 M D T 测试器也比目前的单探针地层测试器有很多优点；多种可选模块大大地提高了 M D T 测试服务能力，模块式的设计可根据不同应用的需要进行多种仪器配置组合。

随着传感器技术、制造技术和井下电机设计制造技术以及解释方法的发展，M D T 测试器与传统的地层测试器相比在多个应用方面（包括压力测试、取样和渗透率计算）都有了新的突破和发展，特别是压力测试和取样技术发生了革命性的进展，大大地改善了动态压力测试响应，可以提供 P V T 级的地层流体样品。渗透率计算方面的发展和进步使得我们能利用 M D T 测试数据在现场直接计算原状地层的流度和渗透率各向异性。

第五章 综合孔隙度岩性测井仪

第一节 概 述

新一代综合孔隙度岩性测井仪 (IPL) 采用了由一个电子线路和三个探头组成的模块系统, 这三个探头分别用于测量地层的中子孔隙度、自然伽马能谱及地层密度。

IPL 测井仪的设计要求和目标是:

- (1) 提供与地层岩石物理特性更直接相关的测量结果;
- (2) 通过最大限度地减小环境影响和对剩余的环境影响进行实时校正来提高基本核测量结果的总体质量;
- (3) 高质量的辅助测量数据如地层俘获截面和钾、铀、钍产额等也作为基本的测量结果提供给用户, 用于满足复杂储层解释评价的需要;
- (4) 减少化学放射性源的需要;
- (5) 改进仪器刻度和测井质量控制。

中子孔隙度探头使用电子加速器作为测井中子源, 同时使用新的方法进行仪器校验。因为不再需要辅助的化学中子源, 所以提高了人身安全和环境保护。中子孔隙度探头使用屏蔽探测器, 这样就把井眼对中子孔隙度测量结果的影响减至最小, 甚至在泥岩中, 也可以得到地层真实含氢指数测量结果。

自然伽马能谱探头使用大而有效的探测器、全谱记录和处理以及实时环境校正, 改善了钾、铀、钍的测量结果, 并且测井速度是原有此类仪器的两倍。

岩性—密度探头 (LDS) 提供与常规岩性—密度测井仪完全相同的响应, 但它使用了高速度的电子线路, 改进了线性关系和仪器的控制, 从而提高了测量的动态精度。

为了实时地做出正确决定, 作为 MAXIS 系统的一部分, IPL 测井仪可在井场实时提供有关岩石物理参数方面的数据。为了评价层状薄储层, AIT 与 IPL 组合提供的所有测量结果的垂向分辨率都大约为 1in, 用 ARI 与 IPL 组合测量结果对非均质碳酸盐岩储层的非均质性等进行综合评价。

MAXIS 系统在地面传输和记录井下所有自然伽马射线脉冲—幅度谱及中子时间分布和井下微处理器发生系统状态方面的信息。这些波形的实时显示及改进的刻度方法和记录方式, 使 IPL 测井质量评价更容易。

第二节 仪器特性描述

模块式 IPL 测井仪有三个探头和一个电子线路组成 (见彩图 5 - 1)。三个探头是: LDS、加速器中子孔隙度探头 (APS) 和适用于恶劣环境的自然伽马探头 (HNGS)。三个探头可以单独或以相互组合的方式与电子线路 (IPLC) 一起工作。

IPL 电子线路为所有探头提供电子服务, 这就缩短了仪器串组合的长度。它装有井下控

制线路，该线路能控制探头并连续完成对仪器所有部分的大量系统检查，同时把检查诊断的结果报告给 MAXIS 地面系统。表 5 - 1 列出了 IPL 仪器的一些技术指标。

表 5 - 1 IPL 测井仪技术指标。

硬设备	长度, ft	质量, lb	直径, in	耐温, F°	耐压, kpsi
HNGS 探头	8. 5	203	3	500 (260)	25
APS 探头	13	222	3	350 (175)	20
IPLC 线路短节	8	128	3	350 (175)	20
LDS 探头	11	292	4	350 (175)	20

(HNGS 探头要在高额定温度下工作，需要一个特殊的高温电子线路短节)

一、APS 探头

APS 的设计与补偿中子测井仪 (CNL) 不同。APS 探头从上到下的主要组成部分如彩图 5 - 2 所示，APS 探测器偏心。其主要特点是：

(1) 位于探测器上面的电子中子源可以脉冲的方式产生能量为 14 MeV 的脉冲中子。脉冲中子发生器采用多路时分制交替测量超热中子的减速时间和超热中子的衰减时间 (热中子寿命)。脉冲中子源的优点之一是不但可测量与中子的空间分布有关的总计数率，而且可测量反映中子减速和衰减过程的时间分布。通过高性能的计算机和完善的软件对超热中子时间分布进行分析，可以提供超热中子减速特性的测量结果，其数值直接与地层的含氢指数有关，而与地层的岩性无关。这种测量包括一个仪器与井壁视间隙测量结果，可用于校正超热中子孔隙度。

(2) 位于仪器中心的近超热中子探测器对孔隙度很不灵敏，它用于对中子源产额进行标准化和对环境影响做部分补偿。APS 探头近超热中子探测器计数率与单热中子探测器计数率的比值是最基本的孔隙度测量结果。

(3) 两个阵列超热中子探测器背部实施屏蔽，起到了聚焦和减少井眼影响的作用。这两个探测器的测量结果具有较小的统计起伏影响，并且采集的信息最大。测量结果包括平均计数率和每个超热中子阵列探测器所探测的中子时间分布。

(4) 单热中子探测器 (也是阵列探测器的一部分) 提供热中子衰减时间测量结果。对热中子时间分布的分析，可获得热中子的衰减率，探测器探测深度很浅，直接与侵入带俘获截面有关，它的孔隙度可与 Rxo 曲线交会，帮助我们确定饱和度计算中的“变量 m”，尤其在碳酸盐地层中更是如此。单热中子探测器也是一种有用的泥质指示器，它的垂向分辨率比自然伽马有明显改进。与常规的脉冲中子俘获 (PNC) 测量的不同之处是：它探测的是中子而不是伽马射线，且做了井眼屏蔽。正是因为如此，这个浅探测器测量的是侵入带的俘获截面，井眼影响可以忽略不计。探测器背部屏蔽使得地层俘获截面测量的范围远远超出常规 PNC 测井仪所不可逾越的“隘口”。

(5) 远超热中子探测器 (偏心并背部屏蔽) 提供最长源距的测量结果。它的源距与补偿中子测井仪的源距差不多。因此，就对地层颗粒密度和气体挖掘效应的灵敏程度来说，从 APS 近—远探测器计数率的比值计算出的孔隙度所显示的特性与 CNL 类似，但并不完全相同。

(6) 选择了两种最佳的源距，以获得完全不同的地层响应特性的超热中子孔隙度测量结果，即：一个是远探测器信号，其测量结果有点类似于常规的 CNL 孔隙度；另一个是中距

离的探测器信号，提供了受地层颗粒密度影响很小而直接与地层的含氢指数相关的测量结果。

二、HNGS 探头

HNGS 探头位于 APS 探头的上面，其测量原理类似于常规的自然伽马能谱测井仪 (NGS)。然而不同的是使用了全谱分析技术，提高了探测效率，从而明显提高了测量结果的精度。全谱分析仪采用能量大于 500keV 的伽马射线数据，这样就消除了钻井液中重晶石含量对测量结果的影响，提高了测量的准确度。

MAXIS 系统使用测量的井径完成实时井眼尺寸的校正。在准确知道井眼钻井液中钾的含量的这种情况下，可对井眼钻井液中钾的含量对测量结果的影响做实时校正。如果井眼钻井液中钾的含量是未知的，那么可在较长的测量井段中计算出井眼钻井液中钾的含量，然后在曲线回放时进行钾含量校正。

HNGS 探头与现有的自然伽马能谱测井仪相比有以下几个优点：

- (1) 在快速测井条件下，改善了测井曲线的重复性；
- (2) 通过减少环境影响提高了测量精度；
- (3) 虽然减少了环境影响，但仍然存在一些环境影响，对这些仍存在的环境影响实时校正也得到了改善。

HNGS 探头 (图 5 - 3) 使用两个锗酸铋闪烁探测器 (BGO) 探测自然伽马。较大的探测器体积加上 BGO 较高的自然伽马射线衰减能力，使这种探测器非常适合于自然伽马能谱测量。

当自然伽马射线射进 BGO 探测器时将产生闪烁信号，光电倍增管把闪烁信号转换成电脉冲。HNGS 探头把这些电脉冲放大，输入到 IPLC 电子线路短节，用脉冲 - 幅度分析电路进行分析处理。

当使用高温电子线路及使用杜瓦瓶和散热器时，HNGS 探头可以在额定温度 500 (260) 下工作 6h 以上。两个探测器的温度和计算的探测器分辨率降低因子可用于 MAXIS 系统实时测井质量控制，如果需要，HNGS 探头在井场能被迅速冷却，然后再进行测井。

三、LDS 探头

LDS 探头装在 IPL 测井仪底部。LDS 极板除了光电倍增管所用的磁性屏蔽和用于改善稳定性的高速电子线路外，其机械结构与常规的岩性—密度测井仪的极板完全相同 (如彩图 5 - 4)。IPLC 电子线路对来自长、短源距探测器的整个脉冲幅度谱进行数字化，并把它们传送到地面，为改善测井质量而采取的稳谱控制提供数据。

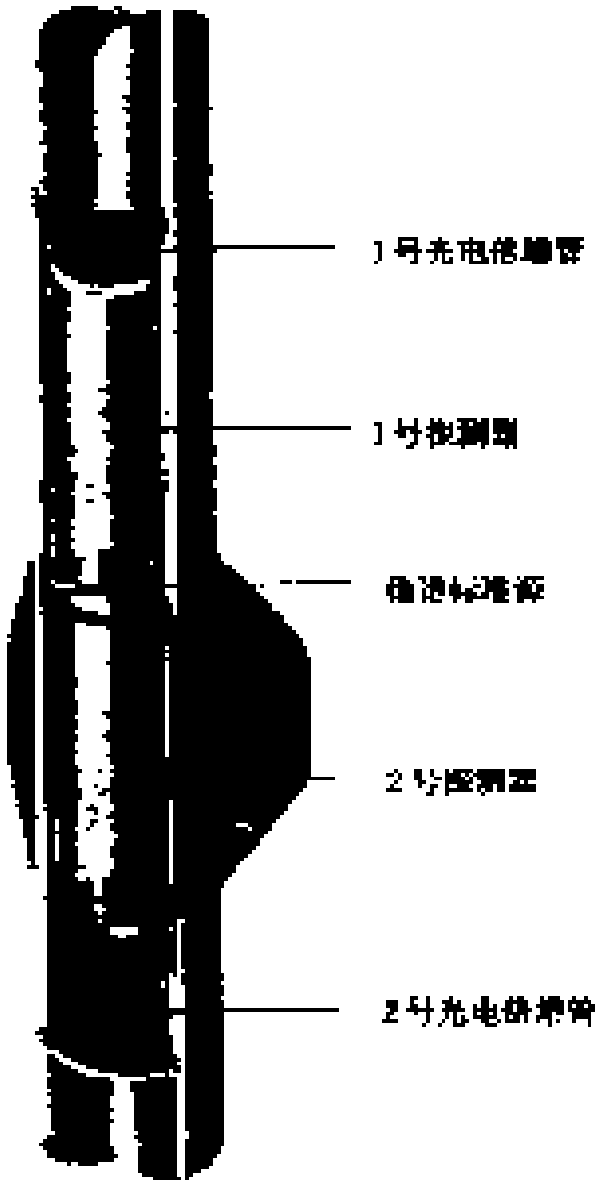


图 5 - 3 HNGS 探头

M A X I S 系统使用与常规的岩性—密度测井仪完全相同的窗口处理技术对脉冲幅度谱进行处理，使用与常规的岩性—密度测井仪相同的脊—肋模型对数据进行处理，获得体积密度和光电吸收截面指数。它们与中子孔隙度结合在一起，可以提供地层岩性和孔隙度等岩石物理参数。LDS 探头是一种改进型的岩性 - 密度测井仪器。所设计的仪器电子线路能更快、更有效地进行计数，其控制电路可减小死区时间和数据堆积的影响，增加仪器的稳定性，从而在低密度（小于 1g cm^3 ）的情况下提供更好的线性响应。维持仪器稳定性的电子控制环路速度的增加，改善了在剧变测井条件下的响应，从而在井眼条件不断变化的情况下，可以得到更好的测井重复性。该系统的重要改进是可以校正高放射性地层或 APS 中子源活化作用产生的高能伽马射线对密度和光电吸收截面指数测量结果的影响。

四、测 井 速 度

IPL 测井仪有标准测速、高测速和高分辨率等三种测井方式可供选择。

标准测速测井方式可以使所有探测器按 6in 采样率进行采样，推荐的测井速度为 1800ft/ h。高测速测井方式（建议在极好的井眼条件下使用）测井速度一般为 3600ft/ h，数据采样率仍保持为 6in，但由于高测速测井，往往使垂向分辨率稍微降低。为了获得更高的垂向分辨率，IPL 测井仪可用高分辨率测井方式进行测井，测井速度一般为 900ft/ h，这种方式测量的密度、中子、能谱的采样率分别为 1 in、2 in 和 6 in。

第三节 孔隙度测量

一、测 量 特 性

APS 探头近—阵列超热中子探测器计数率比值所测的基本中子孔隙度要明显地好于以前的中子比值孔隙度测量结果，因为 APS 探测的是超热中子以及 APS 探测器间的源距与以前仪器的源距也有所不同。表 5 - 2 所示的是在具有多种有效骨架密度的实验室地层中，APS 孔隙度与常规 CNL 孔隙度的比较。APS 孔隙度与 CNL 孔隙度的差别不是由热中子吸收剂造成的，而是由 CNL 和 APS 的近—远源距不同所造成的。源距不同是造成有效骨架密度对两种视孔隙度影响不同的原因。所以，主要使用其近—阵列超热中子探测器计数率比值计算中子孔隙度。

表 5 - 2 实验室模拟的 APS 孔隙度与常规 CNL 孔隙度的比较

地 层	用 APS 探头，%		用 CNL 仪器，%	
	近—阵列探测器	近—远探测器	热中子	超热中子
42PU 石灰岩 骨架密度 = 2.71g cm^3	42	42	42	42
45PU 氧化铝 骨架密度 = 3.97g cm^3	45	90	78	75
0PU 石灰岩 骨架密度 = 2.71g cm^3	0	0	0	0
40PU 干砂岩 骨架密度 = 1.6g cm^3	4	负	负	负

近—阵列探测器的孔隙度响应实际上与地层有效颗粒密度无关，而且对热中子吸收剂的影响也不灵敏。吸收剂主要存在于泥岩和孔隙流体中氧含量很高的地层中，当使用像赤铁矿或钛铁矿这些实含铁、高俘获截面钻井液时，吸收剂也存在于井眼和泥饼中。在各种不同岩性的地层和泥岩中，APS 近—阵列探测器的孔隙度响应类似于井壁中子孔隙度测井仪 (SNP) 的响应。图 5 - 5 比较了岩性对 APS 近—阵列探测器的孔隙度、近—远探测器的孔隙度和 CNL 孔隙度测量结果的影响。虽然 APS 近—阵列探测器测量的孔隙度受岩性的影响比常规 CNL 孔隙度要小，但从图 5 - 6 所示的 APS 中子—密度交会图上可以清楚地看到：这种 APS 中子与密度的组合仍然可以提供好的岩性评价。APS 近—远探测器测量的孔隙度也是可用的，它对骨架的响应与 CNL 测量结果对骨架的响应类似。

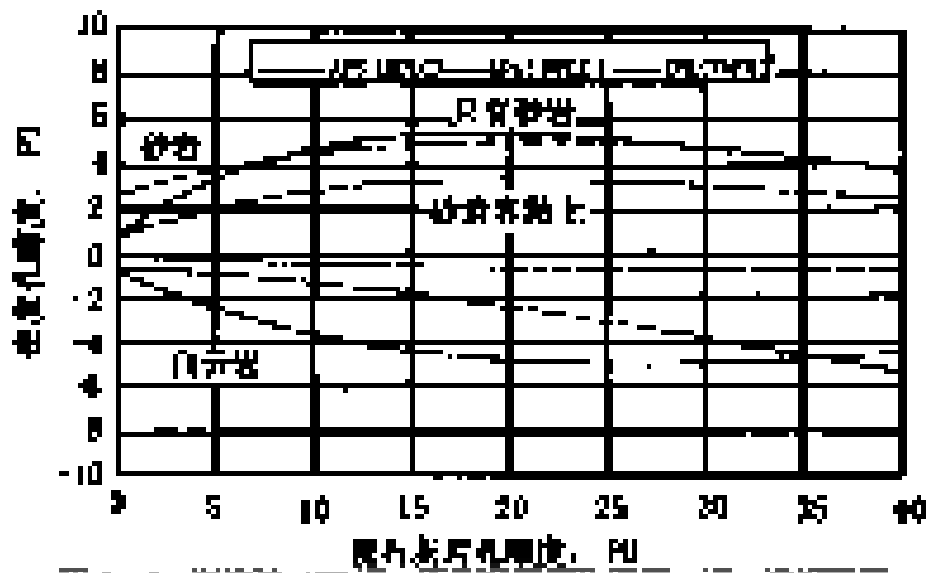


图 5 - 5 岩性对 APS 近—阵列探测器孔隙度、近—远探测器孔隙度和 CNL 孔隙度影响的比较

真孔隙度 = 视石灰岩孔隙度 + 孔隙度

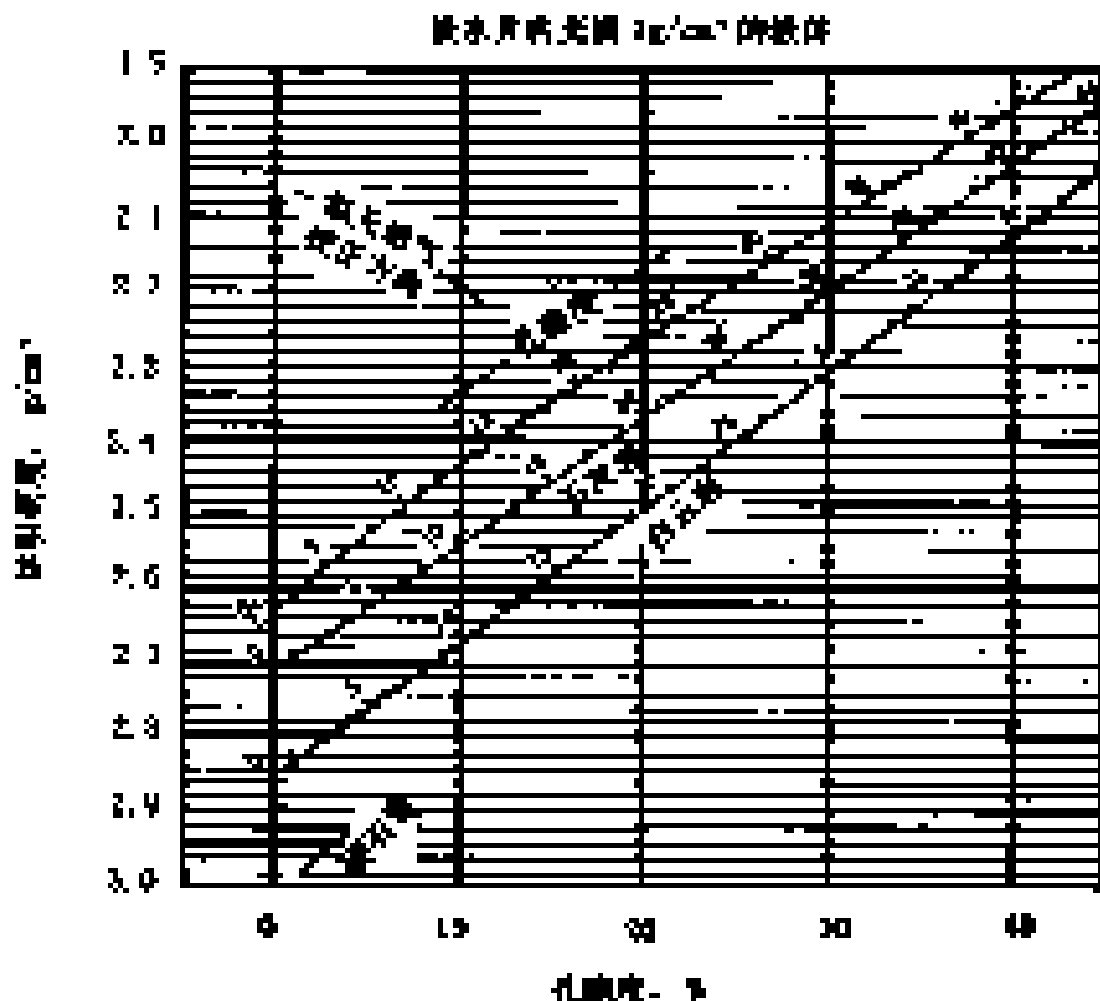


图 5 - 6 APS 近—阵列探测器中子孔隙度与密度的交会图

二、环境影响

具有井眼屏蔽的超热中子探测器大大地减少了环境对 APS 孔隙度响应的影响，使环境校正变得简单：

(1) 实时环境校正只需要几个很容易确定的参数；

(2) 各种环境影响之间的相互关系（如钻井液质量的校正随井眼大小而定）已得到考虑，从而可得到更精确的综合校正结果。分析阵列探测器所测量的超热中子时间衰减，可以确定减速时间（SDT），SDT 几乎完全取决于地层的含氢量。然而这种探测深度非常浅的测量结果对仪器间隙非常灵敏，所以 SDT 与近一阵列探测器计数率之比所得到的孔隙度一起，可以提供一种评价和校正仪器间隙的方法。

在仪器间隙为零的情况下，井眼流体矿化度对 APS 测量结果的影响很小，仪器间隙校正补偿了泥饼中流体含量的影响。在一口低到中等孔隙度碎屑岩井中所进行的仪器间隙探测和补偿算法的实验，显示了这种方法的有效性。彩图 5 - 7 显示的是所得到的有一段有代表性的曲线。第一趟是标准测量，仪器在井眼内偏心，测量的曲线用实线表示；第二趟测量是把一个铝制管鞋套在仪器上，提供一个 5/8in 的固定间隙，测量的曲线用虚线表示。

在第一道显示出的第一趟偏心测量的间隙曲线（实线）表明：在井眼平滑处数值接近于零，在井眼不规则处，数值增大。在有孔洞的 3180ft 附近，其间隙曲线数值增大十分明显。虚线表示的间隙曲线是第二次测量的，它显示平均间隙值为 5/8in，并且对不规则井眼的灵敏度降低了。

在第二道和第三道，实线代表第一次测量的经过间隙校正和未经间隙校正的中子孔隙度，它们相互重叠得很好，表明环境影响非常小。红虚线代表第二次测量未做间隙校正的孔隙度曲线，显示出一致的 2 到 3 个 PU 的间隙影响。然而经过间隙校正的孔隙度曲线与第一趟测量的孔隙度曲线具有很好的一致性，这说明了间隙探测和校正算法的有效性。

第四节 自然伽马测量

一、测量特性

如果地层中存在非粘土放射性矿物，总自然伽马曲线不是很好的泥岩指示器。例如：钾长石对砂岩中的总放射性有明显的贡献。钾长石对总自然伽马的影响看起来像粘土，但它表现的特性更像砂岩。富含钍的独居石砂岩（一般由侵蚀火山物质的沉积作用形成）也有类似情况。钾盐中的铀（与粘土体积和生产能力之间的关系很小）是另一种常见的放射性来源。当用总的自然伽马作为泥岩指示器时，这些非粘土矿物的放射性可能导致漏失产层和对产层的评价偏低。

HNGS 探头使用两个锗酸铋闪烁探测器（BGO）探测自然伽马。输出成果包括地层中的钍、铀、钾曲线，以及总的和去铀的自然伽马曲线。另外，还计算出井眼中的平均钾含量对总钾含量的贡献。较大的探测器体积加上 BGO 较高的自然伽马射线衰减能力、全谱记录和处理以及高效探测器和频谱稳定性的提高，大大改善了测量结果的重复性。HNGS 探头的统计精度实际上比现有自然伽马能谱仪的精度好得多。

彩图 5 - 8 显示了用 HNGS 探头获得的测井曲线的重复性。第一道显示了 HNGS 总的自

然伽马和去铀自然伽马曲线；第二道显示的是钾、铀、钍曲线；第三道显示的是用常规 NGS 仪器，使用大探测器晶体测量的钾、铀、钍曲线。两种仪器均测量了三次，且测速均为 1800ft/h。所显示的整个井段表明：HNGS 仪器具有良好的重复性。

表 5 - 3 列举的是一项标准偏差对比性研究结果，整个测量井段的井眼为 12 in，钻井液密度为 13.82lb/gal，HNGS 和标准 NGS 都以 1800ft/h 的测速测了两遍。HNGS 在 1800ft/h（核测井的标准测速）测速下测量的重复性好于 NGS 在 900ft/h 测速下测量的重复性。HNGS 在 900ft/h 测速下测量的重复性要提高 1.6~2.0。

表 5 - 3 HNGS 和 NGS 两次测井标准偏差对比

元 素	HNGS 标准偏差	NGS 标准偏差	提高的比率
钍	0.9mg/l	1.5mg/l	1.6
铀	0.4mg/l	0.9mg/l	2.0
钾	0.14%	0.25%	1.9

二、环境 影 响

MAXIS 系统使用一种光谱分析技术对元素的浓度进行实时环境校正。在被仪器探测到之前，地层中产生的自然伽马射线首先被钻井液衰减，这种衰减与井眼的几何形状及钻井液的衰减特性有关。对于非重晶石钻井液，衰减是由康普顿散射产生，是钻井液电子密度的函数，与钻井液的相对密度直接有关。

1. 重晶石钻井液

由于重晶石是重矿物，当使用重晶石钻井液时，光电吸收效应将引起自然伽马的额外衰减。由康普顿散射效应引起的地层中自然伽马射线的衰减在整个能量谱中实际上是不变的，而光电吸收效应引起的自然伽马衰减随伽马射线能量不同而变化。在低能时光电吸收能力高，当自然伽马射线的能量超过 500keV 时，光电吸收效应可忽略不计（见彩图 5 - 9（1）和 5 - 9（2））。

彩图 5 - 9（1）所示的 HNGS 能谱是在标准实验室地层中测量得到的，这一标准地层钾的重量百分比是已知的，井眼为 8in。分别使用了三种钻井液进行测量，第一种是淡水，第二种普通钻井液，钻井液密度为 13.8lb/gal；第三种是重晶石钻井液，钻井液密度也为 13.8lb/gal。彩图 5 - 9（2）所示，在 500keV 以上，不管钻井液中是否有重晶石存在，钻井液的衰减几乎是相当的。而在 500keV 以下，由重晶石引起的光电吸收衰减有明显差别。HNGS 能谱分析只使用能量在 500keV 以上的自然伽马射线，因此避免了钻井液中重晶石的影响。彩图 5 - 9（3）显示了钻井液特性对 HNGS 和常规的 NGS 测井仪测量的钾产额的影响。绿色面积代表在钾的标准含量已知的这种情况下测量的精度。虚线代表原始钾产额，而实线代表做过环境校正的钾产额。在淡水中，两种仪器的测量结果完全重合，指示出钾的重量百分比为 5.4%，在标准的精度范围内。在 13.8lb/gal 普通钻井液中，由于地层信号受到井眼衰减，使 HNGS 和 NGS 测井仪测量的钾产额分别减至 5.08% 和 4.9%。用钻井液质量和井径对它们做了环境校正后，两种仪器均提供了精确的数值。

在重晶石钻井液中，HNGS 的原始钾产额仍保持在 5.08%，表明钻井液中重晶石的含量对其测量结果没有影响。而由于能谱中低能部分的光电吸收衰减的影响，使 NGS 的原始钾产额下降到 4.75%。所以在未知重晶石含量的情况下，HNGS 测量结果也可以校正到原

来的精确数值。

2 井眼中的钾

井眼中钾的含量对钾产额的贡献是相当大的，特别是在 KCl 基钻井液中更是如此。在评价元素的产额之前，可以从仪器所测得的总谱中减去井眼中的钾谱来进行校正。从测量总谱中减去井眼中钾信号的量值是井眼直径、钻井液质量和钻井液中钾含量的函数。

当钻井液中钾的含量未知时，HNGS 测量结果提供了计算井眼中钾含量的手段。在曲线回放过程中，对测量的总含钾量进行井眼含钾量的校正。

彩图 5 - 10 和彩图 5 - 11 所示的曲线来自一口实验井，其钻井液中的钾含量可以控制。标准的 NGS 测井仪记录的基本参考曲线是在淡水钻井液中测量的，并做了全部环境校正。后来，在钻井液系统中加入 4.3% 的钾之后，用 HNGS 测井仪进行了测量。彩图 5 - 10 显示的是基本 NGS 测井曲线和未做井眼钾校正的 HNGS 测井曲线。很明显，HNGS 和 NGS 两种仪器所测的钾曲线和铀曲线之间的差异很大。在井眼垮塌井段，井眼垮塌相当于增大了钾源体积，所以使钾曲线间的差异更大。在井眼好的井段，地层钾的浓度增加量大约是井眼中钾浓度的 $1/3 \sim 1/2$ 。彩图 5 - 11 显示的是 NGS 的基本测井曲线和已做井眼钾含量校正的 HNGS 测井曲线。总的说来，两种测井仪的测井曲线具有很好的一致性，这说明了 HNGS 测井仪井眼钾含量校正的有效性。有几层还有差别，主要出现在钍、铀曲线，例如在 730ft 附近就是如此，这可能是由于 NGS 参考测井曲线的平均绝对误差 (Mae - westing) 造成的。这种井眼钾校正方法只适用于井眼流体，如果井眼中的含钾流体侵入到地层中，那么侵入地层的那部分钾将变成地层钾信号的一部分。

第五节 岩性密度测量

一、测量特性

LDS 探头 (如彩图 5 - 4) 提供地层电子密度和光电吸收截面指数 (P_e) 测量结果。LDS 极板除了对光电倍增管进行磁屏蔽等一些新的设计外，其机械设计完全与岩性—密度测井仪 (LDT - D) 的极板相同，两个探测器采集的数据传输到 MAXIS 地面采集系统，并在能量窗口内使用与常规的岩性—密度测井仪相同的脊—肋模型对数据进行处理。

在地面记录的谱数据可为刻度和测井质量控制提供信息。现代电子学提供了更快、更稳定的计数线路，减少了死区时间和数据堆积的影响，从而在低密度 (小于 $1g/cm^3$) 的情况下提供更好的线性响应。维持仪器稳定性的电子控制环路速度的增加，改善了在剧变测井条件下的响应，从而在井眼条件不断变化的情况下，可以得到更好的测井重复性。

二、仪器响应比较

彩图 5 - 12 显示的是在一口 8 in 井眼中 (井眼为中等不规则) 测量的 LDS 测井曲线 (绿线) 和常规的岩性—密度测井曲线 (红线) 的比较。钻井液中的重矿物为重晶石，只要当极板与井壁接触不好时，曲线就有一个大的正偏移。然而，小的正校正量表明钻井液重量相对较低。

LDS 探头可与 AIT 组合测量，常规岩性—密度测井仪不能与 AIT 组合测量。从 P_e 曲线和密度校正曲线可明显看出，当用组合测井时，LDS 的极板与井壁的接触比较困难，

这是由于受到了接在 LDS 下面的 AIT 仪器的影响。在整个上部井段，两种密度测井仪所走的路径相同，但在下部的大部分井段，从井径曲线可以明显看出，两种密度测井仪器所走的路径不同。尽管测井曲线是在不同的条件下记录的，但从整个井段来看，校正后两条密度曲线的误差一般在 0.01g/cm^3 范围之内。

三、测量重复性比较

彩图 5 - 13 显示的是在 1800ft/h 测速下，三次 LDS 测井曲线和三次常规的岩性—密度测井曲线的比较。高地层密度和高 P_o 数值非常适合于重复性测试，因为它们对应于较低的探测器计数率。密度曲线显示在第二道和第三道，光电吸收截面指数显示在第一道。LDS 密度曲线和 P_o 曲线重复性的提高是显而易见的。因为两种仪器使用的伽马源的强度是类似的，且井眼条件均是好的，所以 LDS 重复性的提高应归因于仪器设计的改进。

第六节 应用实例

一、岩性评价

彩图 5 - 14 显示的是在井眼尺寸为 12 in，钻井液密度为 11.1lb/gal 的泥质砂岩地层中测量的测井曲线。图中在第一道显示的是自然伽马、井径和仪器间隙曲线。在第二道和第三道是以标准的石灰岩刻度显示的中子—密度测井曲线。IPL 测井曲线和标准的 CNL 孔隙度曲线都是以标准刻度比例显示的。

在 240ft 以下的泥岩井段，IPL 中子—密度曲线（APS 孔隙度—体积密度曲线）显示出分离，但是其分离程度不到 CNL 中子—密度（CNL 孔隙度—体积密度曲线）分离程度的一半。从 250 ~ 270ft，岩屑分析表明：此段为泥岩，从下到上海绿石的含量逐渐增加。测井曲线的显示与这种现象是一致的，随海绿石含量的增加，密度和 PEF 稍微增加。APS 孔隙度表明：泥岩的含氢指数基本保持不变。相比之下，CNL 孔隙度在同一井段从下到上逐渐增大，这是由于海绿石逐渐增加的原因所致。用 APS 中子孔隙度确定泥岩的含氢指数是可行的，但只用常规的 CNL 中子孔隙度来确定它带有极大的主观性。

在 240ft 以上，岩屑分析为具有不同泥质含量的砂岩。从 200 ~ 240ft，密度和 APS 中子孔隙度清楚地显示为砂岩。如果没有 PEF 测井曲线，则常规密度—CNL 中子孔隙度将显示为纯灰岩，这种情况在重晶石钻井液环境中经常发生。甚至在 155 ~ 165ft 之间的泥质砂岩层，密度—APS 中子孔隙度也清楚地指示出砂岩岩性。

APS 中子孔隙度测量的是地层总的含氢指数（在泥岩中也是如此），所以使这口井的地层岩性快速直观评价变得非常容易。

二、在泥质砂岩地层中快速直观地确定气层

在泥质砂岩层，由于 APS 中子孔隙度实际上受地层有效颗粒密度增加的影响很小，所以用 IPL 孔隙度确定气层是非常直观有效的。彩图 5 - 15 说明了这种特性，图中所显示的井段是由薄的泥质砂岩层组成，同时具有多个碳酸盐条带。第一次的测量项目为标准的相量感应（PI）和岩性密度—中子（CNL）组合，其测井曲线分别用淡绿色和蓝色表示。第二次测量包括 AIT 和 IPL 组合，其测井曲线用深绿色和紫色表示。这种组合（具有较高的分层能

力，同时 APS 对有效颗粒密度不灵敏) 探测到了一个具有气层特征的薄层，并且电阻率有所增加，该层经测试出气，目前产气 $160 \times 10^4 \text{ ft}^3/\text{d}$ ，含水 $12 \text{ bb}/\text{M ft}^3$ 。常规的测井技术漏掉了这个高产层。

三、不用化学放射性源探测气层

用这种不需要化学放射性源的测井仪器 (APS) 探测气层是非常有价值的。在理想的情况下 (纯地层)，只用 APS 测量结果就能探测出气层。但是在泥质砂岩层，APS 与声波组合能更好地探测气层。

1. 只用 APS 测井曲线探测气层

由于地层的有效颗粒密度、地层的岩性和气体对 APS 测井仪近—阵列探测器和近—远探测器测量的孔隙度的影响不同，所以这两种孔隙度可以提供有关地层岩性和气体含量方面的有价值的信息。同时比较两个孔隙度测量结果，也可用来评价刻度和测井资料质量。

彩图 5 - 16 显示的是在纯含气砂岩层中测量的 IPL 曲线，该实例说明这种技术的有效性。紫线表示 APS 近—阵列探测器测量的孔隙度，近—远探测器测量的孔隙度与紫色线表示的孔隙度之间的差别涂以蓝色。蓝色区域 (由挖掘效应对近—远探测器测量的孔隙度的影响所致) 是气层的指示。红色的区域是中子—密度孔隙度常规的气层指示。

在这种纯砂岩地层，只用 APS 测量结果就能识别出中子—密度标准显示所指示出的气层。然而，泥岩的存在将增加地层有效颗粒密度，使远探测器的挖掘效应无法看出，因此，只用标准显示的 APS 测井曲线指示气层仅限于纯的储层。

2 用 APS 中子与声波组合探测气层

由于 APS 近—阵列探测器测量的孔隙度受泥质的影响很小，所以，它与声波孔隙度以标准的方式显示，将提供一种探测气层的技术，甚至在泥质砂岩中也是如此。

彩图 5 - 17 显示的是在薄交互含气泥质砂岩中，密度—中子和中子—声波探测气层技术的比较。和 IPL 曲线一起显示的是 AIT 电阻率曲线和声波 t (DT 曲线)。第一道是以标准方式显示的常规的中子和密度曲线，第二道显示的是 AIT 电阻率曲线，第三道是以标准方式显示的 APS 中子孔隙度和声波曲线。在深度道显示的自然伽马曲线在气层和泥岩层差别很小，这表明气层含有泥质。以标准方式显示的 APS 中子和声波曲线指示出了所有气层，这一点被用标准方式显示的中子和密度曲线所证实。

第七节 结 论

新一代的综合孔隙度岩性测井仪 (IPL) 采用了模块系统。APS 探头使用电子脉冲中子源，测井不需要化学中子源，这样简化了后勤支持工作，同时也减少了对人和环境的放射性污染。具有井眼屏蔽和向地层聚焦作用的探测器，这样就提高了地层与井眼的信噪比，减小了环境影响。极大地减少或消除了所不期望的地层温度。地层及井眼流体矿化度、热中子吸收剂的影响，所以使环境校正量保持最小，校正简单，很容易进行质量检查。测量结果对地层有效颗粒密度不灵敏。多个测量结果提供了一种计算和补偿仪器间隙的方法。高速电子线路改善了仪器在高计数率区域的线性响应和仪器在快速变化测井条件下的响应。HNGS 探头 (具有高探测效率和全谱处理) 可以在 $1800 \text{ ft}/\text{h}$ 测速下提供地层钍、铀和钾产额测量结果，其测量重复性比用常规能谱仪器在 $900 \text{ ft}/\text{h}$ 测速下测量的重复性还要好。LDS 岩性—密度探

头是对常规岩性—密度测井仪的一种改进，它对地层特性的响应类似于常规的岩性密度测井仪。使用全谱信息改善了仪器刻度和测井质量控制。

MAXIS500 遥测系统传输和记录所有井下伽马脉冲—幅度谱和中子时间分布，以及有关井下微处理器发生系统状态方面的信息。这些波形的实时显示，以及改进的刻度方法和记录，使 IPL 测井质量的评价变得很容易。由于根据充分的实验结果得出了有效的校正方法，MAXIS 采集系统可以实时计算和使用这些校正。使得测量结果的统计起伏很小，重复性和一致性得到极大改善，测量结果更加准确。因此，IPL 系统和仪器组合能够对许多用传统电缆测井难以解释评价的储层做出正确的解释评价。以下是一些较难解释评价的储层：

(1) 薄层。使用受粘土影响很小且纵向分辨率很高的 APS 测量结果可使我们很容易地识别和评价薄层。使用 APS 热中子俘获截面测量结果可以大大地改善自然伽马泥岩评价结果的垂向分辨率。当 APS 与阵列感应成像仪 (AIT) 或方位电阻率成像仪 (ARI) 组合测井时，所有测量结果的垂向分辨率为 1ft。

(2) 泥质砂岩。由于 APS 中子孔隙度受粘土的影响明显减小，所以在泥质砂岩中气体的影响更加明显，这样就减少了漏掉生产层的可能性。

(3) 碳酸盐岩。在碳酸盐岩中，APS 孔隙度响应几乎不受地层中白云岩化程度的影响。因此，在未知或变化的白云岩化作用的地层中，APS 探头提供了一个非常接近真地层孔隙度的中子孔隙度测量的结果。

(4) 高矿化度地层水或高矿化度井眼流体。由于 APS 超热中子探测和井眼屏蔽，使高矿化度地层水和井眼流体的影响变得很小。而常规的中子孔隙度测井仪的这种影响是非常大的，而且取决于岩性、侵入特性和含油饱和度。

(5) 云母砂岩。高质量的 HNGS 自然放射性的测量结果和由 APS 测量的地层俘获截面，提供了更好地评价这些地层的数据。

(6) 差的井眼条件。在井眼不规则井段，通过对孔隙度做间隙校正可改善测量结果的质量。

(7) 困难井眼条件。APS 模块可以在困难井眼条件下提供无化学放射源的中子孔隙度测量结果。

第六章 储层饱和度测井仪

储层饱和度测井仪 RST 它使用双探测器能谱系统记录碳氧比测量值，主要用于评价地层的含油饱和度。由于这种仪器直径小 ($1\frac{1}{16}$ in 和 2.5 in)，可以直接在自喷井中测井，并且可以在生产情况下进行地层含油饱和度的测量。2.5 in 的 RST 测井仪还可以用于评价井眼持油率或持水率。这种评价方法在地层水矿化度非常低或未知的生产井中非常重要。RST 测井资料在监测储层注水情况、确定剩余油饱和度等方面都非常有用，可为提高原油采收率提供可靠的井下动态资料。

RST 测井仪可以使用小直径的同轴电缆，并且能与生产测井组合仪挂接。因此，一次下井可完成全套的储层监测测井项目，这样就节省了时间，减少了生产损失和有关的作业，并且能得到更好、更多的成果。新的 GSO 伽马射线探测器、新的光电倍增管技术以及先进的处理技术都使其仪器性能、测量结果可与大直径的碳氧比测井仪（不能进行过油管作业）相比拟。探测器系统不需要装杜瓦瓶，因此在额定的温度指标之内，测井时间没有限制。对 2.5 in 的 RST 测井仪来说，其双探测器的特殊排放结构使它能够进行井眼流体补偿，这样就不需要进行确定井眼流体组分的有关测井。改进的中子发生器可提供稳定、可控的中子源，它发出的脉冲中子波形几乎是完整的方波，这样就改善了中子发射期间产生的碳氧伽马射线与中子发射后产生的俘获伽马射线之间的分开程度。新的、先进的高速电子线路大大地提高了计数速率，因此也就提高了精度。RST 测井仪的双探测器系统及新的解释模型与非常大的特征数据库结合在一起，所提供的结果更精确。

第一节 仪器设计

RST 测井仪器是在以前直径为 3 in GST（伽马射线能谱仪）仪器设计基础上改进而成的一种新型测井仪，仍保留了用于碳氧比测量的中子脉冲时序等特点，但克服了老的大直径碳氧比测井仪器尺寸方面的限制。 $1\frac{1}{16}$ in 的 RST 测井仪能够过 2 in 的油管测井，而 2.5 in 的 RST 测井仪能够过 3 in 的油管测井。这样尺寸的 RST 测井仪在测井时就不需要关井和拔油管，这样既节省了时间，又减少了生产损失，避免了因测井进行的油井作业。

一、仪器结构

RST 测井仪有两种，RST - A 是 $1\frac{1}{16}$ in 仪器，RST - B 为 2.5 in 仪器。图 6 - 1 是两种 RST 测井仪的简单结构示意图。通常在仪器串中还要连接自然伽马测井仪和其它生产测井仪。与以前的 GST 仪器相比，它们的直径小了许多，能通过大部分的完井井眼，避免了大量的作业费用支出。

两种仪器都包括：遥测电子线路短节、数据采集电子线路短节、加速器控制电子线路短节以及双探测器探头。

遥测电子线路短节是测井电缆与下井仪器之间的一个连接部分，其中包括一个套管接箍指示器。

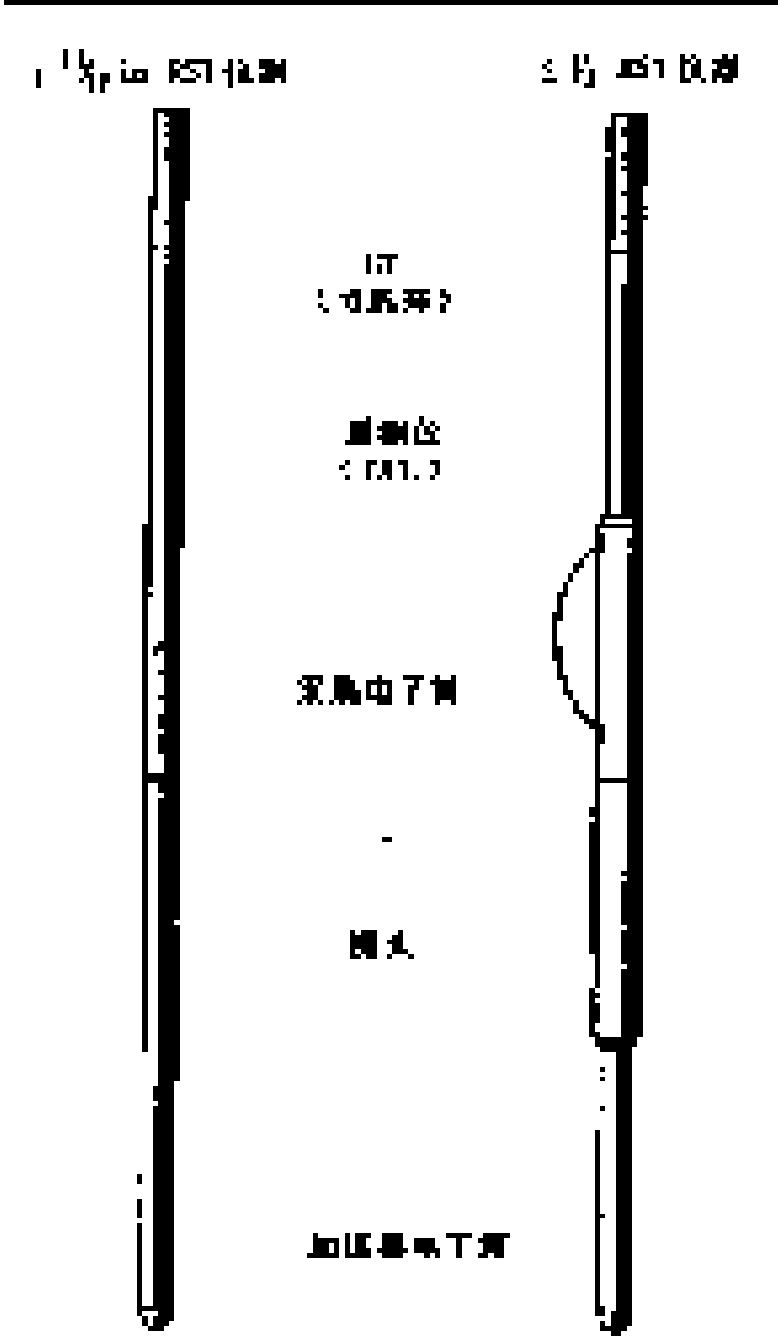


图 6 - 1 两种 RST 测井仪的简单结构示意图

而且还对其测量响应进行井眼流体补偿。

二、技术 指 标

RST - A 和 RST - B 测井仪的仪器性能指标见表 6 - 1。

表 6 - 1 RST 测井仪的仪器性能指标

仪器性能	RST - A 测井仪	RST - B 测井仪
额定压力, kpsi	15	15
额定温度,	150	150
最大仪器直径, in	1.710	2.505
最小油管尺寸, in (API)	2	3
最小限制, in	1.813	2.625
建议的最大的套管尺寸, in (API)	7	9
建议最大的井眼尺寸, in (API)	10	12
仪器长度, ft	33.6	32.7
仪器重量, lb	143	250

三、仪器特点

RST 测井仪的主要特征是采用了双探测器全谱测量系统，它由新型的闪烁晶体和新型的光电倍增管组成。探测器晶体是 GSO，它的数种特性使这种晶体在碳氧比测井中更具有吸引力。表 6 - 2 是 GSO、NaI（碘化钠）和 BGO（锗酸铋）等三种探测器晶体特性的对比。

表 6 - 2 各种不同闪烁晶体的特性对比表

晶体类型	NaI	BGO	GSO
相对光输入	100	13	20
能量分辨率，%	6.5	9.3	8.0
密度，g cm ³	3.67	7.13	6.71
有效原子序数	51	75	59
基本衰减常数	230	300	59
易碎性	易	不易	有点
吸湿性	有	没有	没有
是否需杜瓦瓶	不需要	需要	不需要

如表 6 - 2 所示，GSO 的能量分辨率处在 NaI 和 BGO 之间，BGO 和 GSO 的密度比 NaI 高得多，密度高可以增强探测伽马射线的灵敏度，对高能射线，尤为明显。BGO 密度稍高，有略高于 GSO 的有效原子序数，所以，它对伽马射线探测比较灵敏。然而，GSO 有两个比 BGO 更有吸引力的性质，尤其是对碳氧比测井。第一是有较小的衰减常数，56ns 比 300ns，在高强度中子脉冲时有很高的瞬时计数率；第二个有吸引力的性质是在 150 时 GSO 的光输出值大约是室温值的 60%，光损耗量与 NaI 的差不多。这个性质使得 GSO 可进行正常时间和延长时间的测井，不需要使用保温瓶系统。BGO 的光输出值随温度的升高快速减少，测井时，需要在保温瓶系统中使温度稳定，这就使得典型井的测井时间只限于几小时。GSO 晶体的光输出值较低，这一点可通过使用新型的高灵敏度光电倍增管来进行补偿。综上所述，GSO 的优点主要为：

- (1) 好的能量分辨率；
- (2) 它的高密度可以改善伽马射线探测的灵敏度，特别是在高能时更是如此；
- (3) 较小的衰减常数可大大提高高密度中子发射期间的瞬间计数率，这一点要优于其他类型的探测器；
- (4) 可以在井温高达 150 的井中进行测井作业，因此不需要杜瓦瓶保温（在额定的温度内，测井时间没有限制）。

RST 设计的另一个改进就是由中子发生器产生的中子脉冲的形状，它几乎是完美的方波（图 6 - 3），这种形状容易从每次脉冲后所产生的俘获伽马射线中区分出中子脉冲持续时间产生的碳和氧伽马射线，这种方波也能提高在中子脉冲期

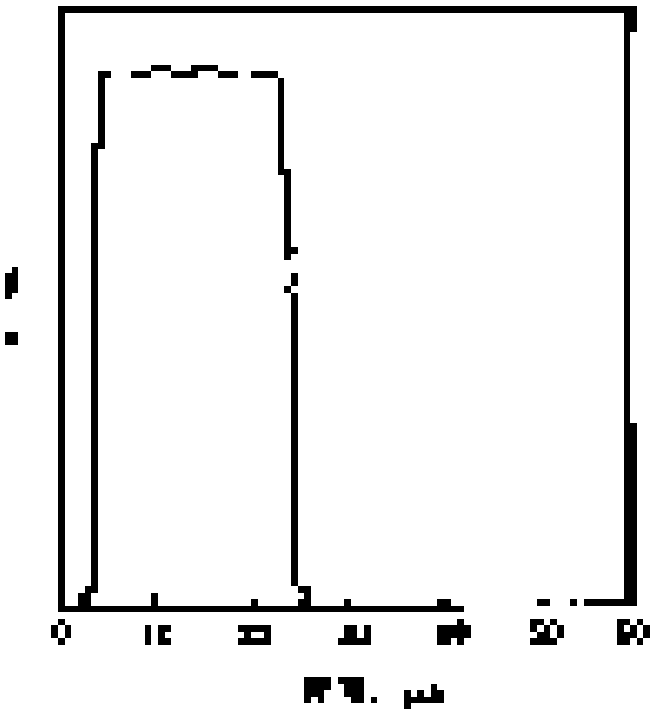


图 6 - 3 RST 中子波形

间探测碳和氧元素的机会，减少探测俘获伽马射线的机会。使用新型紧凑的高速电子元件明显地改善了接收到的计数率，并减少了堆积的伽马射线。

RST 测井仪相对小的直径和两个聚焦了的探测器，是为生产井过油管评价饱和度而设计的，这使 RST 测井仪可对生产井进行不停产测量。对生产井进行不停产测量具有以下几个优点：

- (1) 避免了因阻止流体运动导致对井的损害（比如不可恢复的产能损失）；
- (2) 可以测量无井眼流体再次侵入的射孔层段；
- (3) 可以动态地测量到地层流体饱和度的分布，水锥进的射孔层数可以用 PNS（脉冲中子测井数）以常速不停产测量而探测到，而关井测量时，水锥进将会平息而无法探测到；
- (4) 节省了作业费用，并避免井的损害，也不用拔油管；
- (5) 进行 PNS 测井因不关井而增加了连续产油量。

第二节 资料采集

一、数据采集

RST 测井仪有三种可选择的测井模式（由软件选择）：非弹性—俘获模式、俘获—模式和 模式。每一种模式都有其优化特定的时间序列，用于控制脉冲中子发射、伽马射线能谱数据采集以及与时间有关的计数率。用 256 道记录伽马射线能谱，它包括的能量范围从 $0.1 \sim 8 \text{ MeV}$ 。

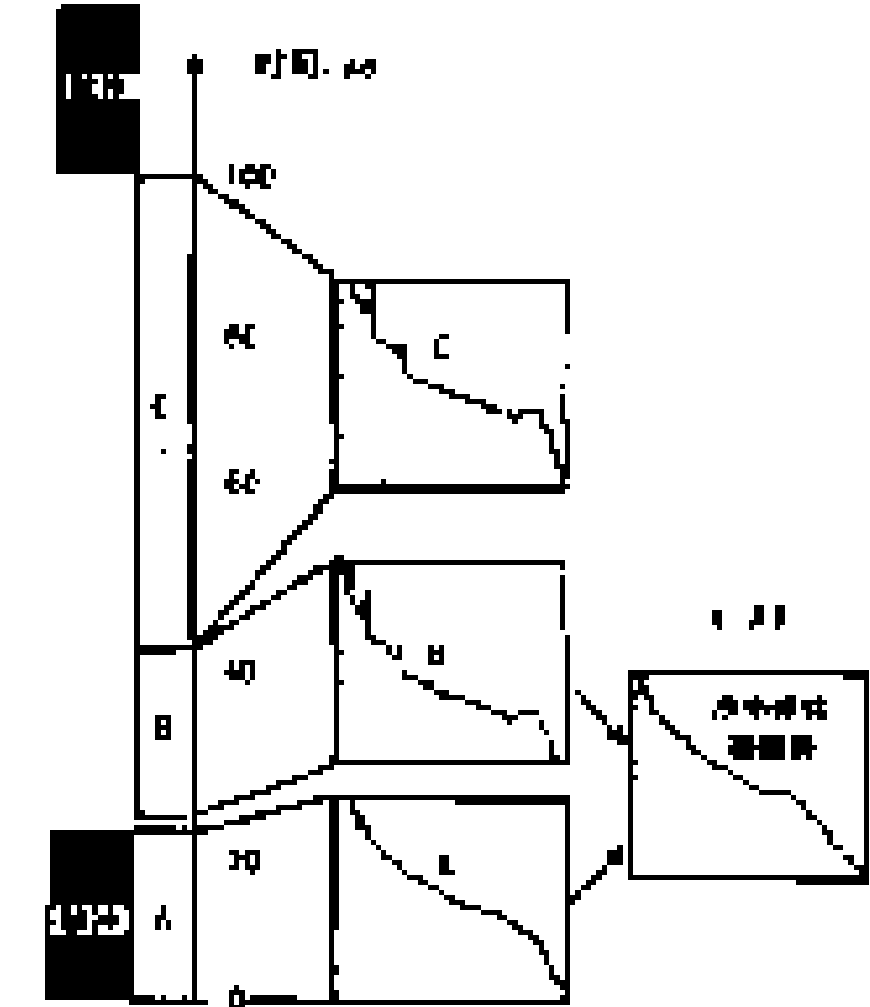


图 6 - 4 RST 非弹性—俘获模式的时间序列示意图
(A 谱减去 B 谱的 10 倍得出净非弹性谱)

1. 非弹性—俘获模式

这种模式记录快中子与地层及井眼中的元素发生非弹性散射作用产生的伽马射线能谱。通过对这些能谱的分析可以得出碳和氧元素产额，进而可用于确定地层含油饱和度和井眼中的持油率。另外，还可记录热中子俘获伽马射线能谱。由这些元素的能谱分析求得的元素产额可用来确定岩性、孔隙度和地层水矿化度。

该仪器的时间序列如图 6 - 4 所示。时间门 A 记录脉冲中子发射期间产生的非弹性谱。时间门 B 和 C 记录脉冲中子发射后的俘获伽马射线谱。A 谱减去 B 谱的 10 倍，就可消除俘获本底的影响，进而得出净非弹性谱。

静止测量一般采用这种方式。但在足够高孔隙度的层段，以 60 ~ 120 ft/h 的速度连续测量也是可行的。为了达到足够的精度，通常要在给定的测量井段

进行数趟重复测井。

2 俘获— 模式

俘获— 模式同时记录俘获伽马射线能谱和热中子衰减时间分布，由此确定地层的热中子俘获截面。根据俘获谱得出的元素产额可以提供岩性、孔隙度及视地层水矿化度方面的信息，这一点与非弹性—俘获模式类似。衰减时间分布用于确定地层的热中子俘获截面。

该仪器的时间序列与双脉冲热中子衰减时间测井仪 (TDT) 的时间序列类似，也采用了短脉冲、长脉冲这种双脉冲模式 (见图 6 - 5)。得到

的时间衰减分布可最佳地用于确定井眼和地层的 Σ ，且统计误差较低。它以 126 个变宽的时间门记录计数率谱，覆盖了一个完整的俘获— 测量过程，包括了脉冲中子发射和“发射后”的本底。测井速度通常为 600 ft/h。

3 模式

这种方式用于在一次快速测量中获得俘获截面，该模式允许以较快的测井速度提供俘获截面数据，使用的时间序列与俘获— 模式完全相同，但是只记录时间衰减数据、中子发射后的本底伽马谱及有关的质量控制曲线。测井速度可达 1800 ft/h。

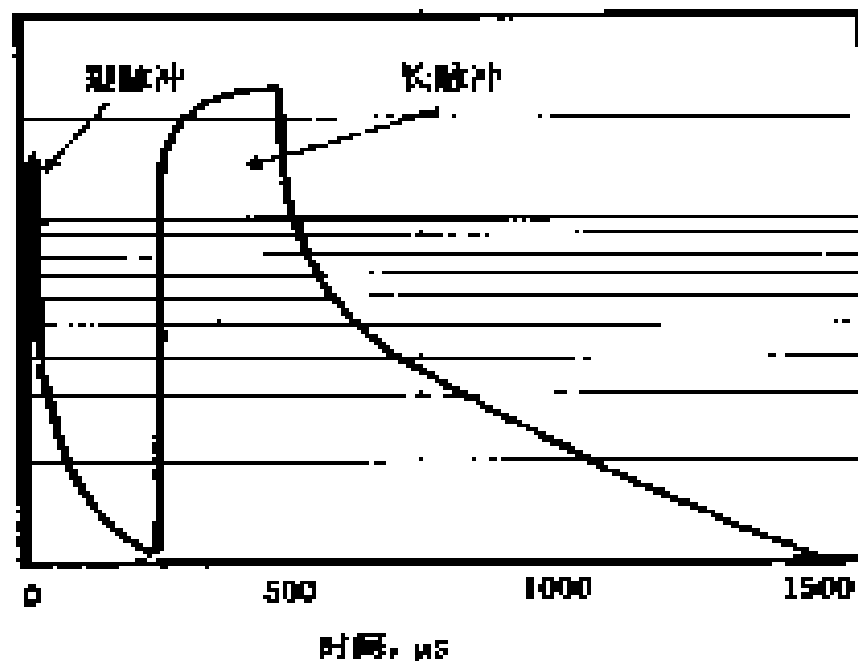


图 6 - 5 俘获— 和 模式的 RST 时间序列示意图

二、能谱处理

1. 能谱分析

中子激发的伽马射线能谱分析的依据是：每一元素在总能谱中会产生一组特征伽马射线，即每种元素都有它自己的伽马射线能谱特征。用它们在全谱中的波形特征就可识别出元素种类，由能谱分布幅值可定量确定该元素在地层或井眼中的产额。每种元素的贡献取决于与中子有关的采集数据时间。

在实验室情况下，所有常规元素的特征谱都可以被测量，并形成了一组标准。

这种方式的最重要的测井曲线是由每个探测器测得的碳和氧产额的比值 (COR 或 FCOR 和 NCOR)，用这些曲线可算出地层的含油饱和度和井眼持油率。

由远、近两个探测器记录的伽马射线能谱使用类似于 GST 仪器所用的处理方法。这是一种全谱分析，这种分析以最小二乘法为基础。它使用一套标准元素能谱响应来确定每一元素对测量谱的贡献。在中子脉冲期间 (时间门为 INEL) 测量的对能谱有贡献的地层和井内流体中的元素有碳、氧、硅、钙和铁。RST - B 测井仪的远探测器的这些元素的初始标准谱见图 6 - 6。

碳元素和氧元素能谱曲线形状和结构差别很大，伽马射线主峰分别位于 4.43 MeV 和 6.13 MeV。硅的伽马射线特征峰位于 1.78 MeV，这使其很容易与其他元素区分开。钙在 3.90 MeV 有相对较弱的伽马射线峰，铁的能谱没有明显特征。处理过程中去掉背景值的贡献，背景值主要是由前一次中子脉冲所激发的俘获伽马射线产生的。

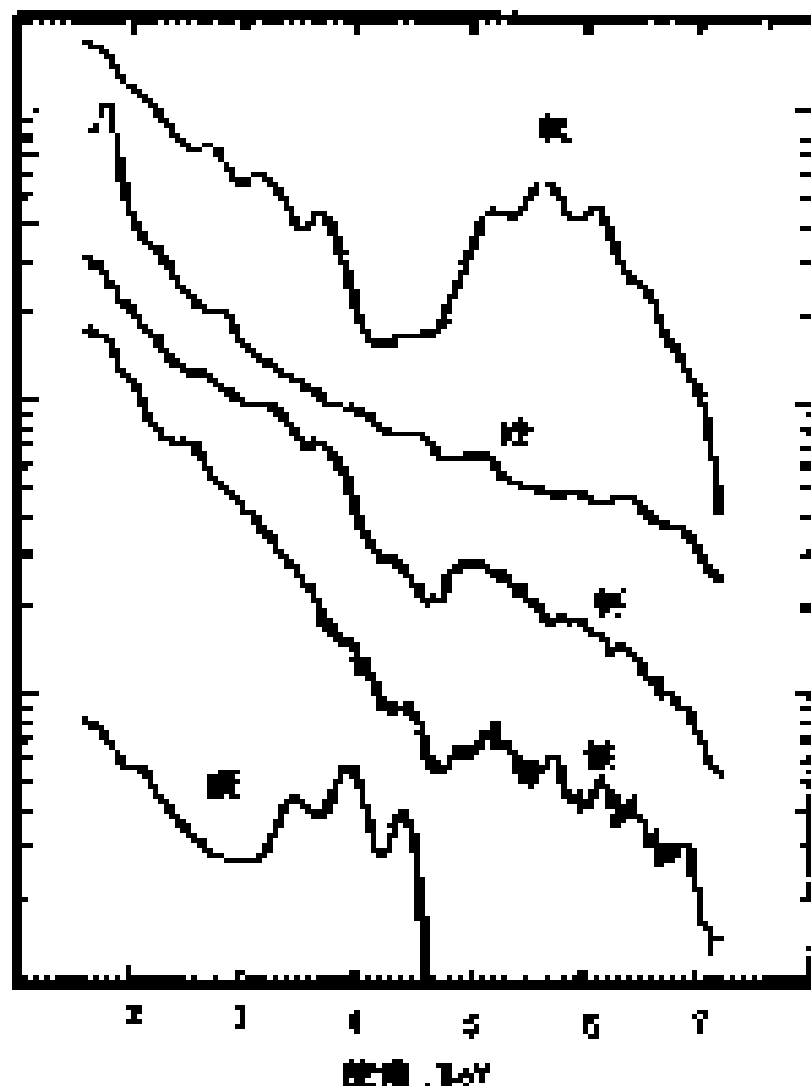


图 6 - 6 直径为 2.5in 测井仪远探测器的标准谱

RST - B 测井仪的远探测器在油和水罐里所探测到的中子脉冲期间的能谱见图 6 - 7。可以看出，在碳和氧峰的能谱位置，总的计数率比值是如何随地层中碳产额的变化而变化的。

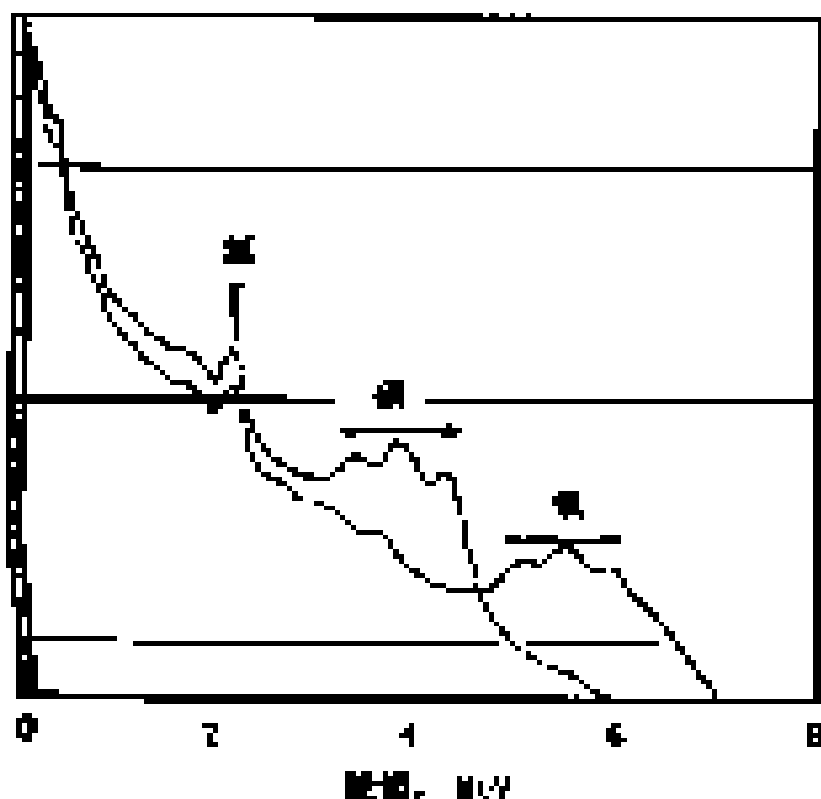


图 6 - 7 直径为 2.5in 仪器的远探测器

高于 3 MeV 的三个碳特征谱峰很容易从油能谱中识别，也容易从水能谱中识别三个高于 5 MeV 的氧特征峰。两个谱都含有来自氢的 2.22 MeV 的俘获伽马特征峰。同时也可以看到作为稳谱源的⁶⁵Zn 的特征峰 1.115 MeV。

通过使记录到的能谱与一组标准相拟合使能谱分析过程确保所记录的谱对微小的增益与偏置的漂移和探测器能量分辨率的变化进行校正。用拟合过程得到的时间门 CP₁ 能谱的一部分减去本底值，得到最后的结果（净非弹性散射能谱）。

处理结果是各元素对非弹性门净能谱值的贡献和与之相应的统计误差。各元素的贡献对元素产额的解释需要注意：某一元素产额的增加会导致其

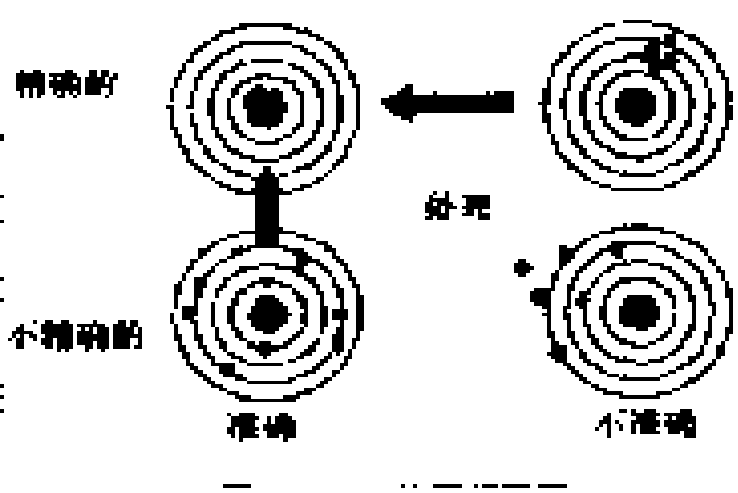
他元素产额相应的减少。这种影响可在解释模型中得到校正。

按同样的原理，分析在时间门 CP₂ 由两个探测器所记录的俘获伽马射线能谱，地层和井眼中以下元素对这些能谱的贡献最大：氢、氯、硅、钙、铁、硫和钛。使用这些元素确定地层和井眼中视水矿化度、地层孔隙度和判断地层中是否存在几种地层矿物。

这种推算地层中所有元素的贡献的技术是先进的，但是由于还有大量的问题有待解决，所以只能用于精度要求不高的场合。

2 含油体积的 处理

处理使得 CORWLS 分析的精度达到了 COW 窗口能够达到的准确度极限，用一个标靶来分析可以有助于对精确度定义的认识，左上



上的既精确又准确，右上的精确但不准确，左下不精确但其平均精度接近靶心，右下的既不准确又不精确（见图 6 - 8）。
结果表明：谱重叠技术对谱产额将产生较大的统计误差，接近于左下的情况。另外一种大大降低统计误差的谱处理技术是在整个全谱上开设若干个窗口，该全谱应包括碳和氧的主要贡献。

这种窗口技术既简单又方便，所以很具有吸引力。但是，即使在仪器周围都是水的这种最简单的情况下，碳窗口也含有由氧产生的信号。在实际的环境条件下，还会有周围其他元素产生的附加信号。因此碳氧比值与环境影响有关，特别是孔隙度、冲洗带及固井质量等环境影响因素。使用窗口技术可得到精确且可重复的结果，但是该技术容易产生较大的系统误差，这种情况相当于右下的情况。

处理技术吸收了 COR 模型和窗口技术这两种方法的优点，即 COR 模型的精度和窗口技术的准确性。这种方法使用 COR 模型和窗口技术两种方法计算含油体积 ($V_{UOI} = S_o$)。通常在有限的深度井段内，使用窗口技术计算的含油体积具有正确的趋势，但是，它的绝对值不一定正确，因此就需要在较大的深度井段内（通常是 10.5ft）通过平均或拟合技术来确定两个 V_{UOI} 之间的线性关系：

$$V_{UOI\text{平均}}(COR) = \alpha_0 + \alpha_1 V_{UOI\text{平均}}(\text{窗口}) \tag{6 - 1}$$

系数 α_0 和 α_1 用于根据窗口比确定 V_{UOI} ，即：

$$V_{UOI}(\) = \alpha_0 + \alpha_1 V_{UOI}(\text{窗口}) \tag{6 - 2}$$

这种方法计算得到的结果，其精度非常接近于窗口技术的精度，其准确性基本上与 COR 技术得到的 V_{UOI} 得到的准确性一致。目前这种技术只使用 α_0 ， α_1 设定为 1。

3 处理

一种新的解释模型可用于对快中子的中子寿命资料进行处理分析。这种技术得到的结果的精度要优于目前 TDT 类型测井仪的精度，并且处理速度快、省时。

4 测井速度

表 6 - 3 给出了在各种不同地层和条件下的 GST 和 RST 的测速。这是在 10in 井眼、7in23lb/ft 的套管、井温为 100 的井中，为了使 S_w 和 S_o 的精度误差达到 10 %，各种测井

仪所要求的测速。RST 测速是指在采用 21 点 处理和 5 点滤波时的测速。RST - A 测井仪的测速可比 GST 的测速快 1.5 ~ 4 倍。

表 6 - 3 各种不同地层条件下的 GST 和 RST 的测速

岩性	孔隙度 %	RST - A 测井仪测速（关井） ft/ h	RST - B 测井仪测速（自喷） ft/ h	GST 测井仪测速（关井） ft/ h
砂岩	16	30	8	18
砂岩	33	250	110	160
石灰岩	16	30	10	11
石灰岩	41	250	70	60

表中所列的测井速度是指在计算的含油或含水饱和度的精度达到 10su（标准偏差为 ± 1，或者可信度为 67 %）时所要求的测速。要达到 95 % 可信度（标准偏差为 ± 2），其测速要减小到原测速的 1/ 4。表中所列 RST - B 测井仪的测速是指在自喷井中的测速。

由于要达到很低的测井速度（ < 60ft/ h）比较困难，因此为了达到要求的精度，就需要多次测量。例如，以 120ft/ h 的测速测 4 次就相当于 30ft/ h 的有效测速。

第三节 资 料 解 释

RST 仪器能够测量井眼和地层信息，其主要目的就是在地层水含盐量很少或矿化度未知的储集层中测量地层含油饱和度。通常地层水矿化度未知的这些储集层注入了不同矿化度的水，并且井内流体也是未知的。对这些储集层主要是测量其碳氧比，可直接由计算的碳元素和氧元素产额得到碳氧比。

除了非弹性—俘获资料外，碳氧比解释还需要岩性、孔隙度、井眼直径、套管尺寸、套管重量及井眼流体碳密度等方面的数据。

一、单探测器 GST 工作方式

双探测器 RST 解释模型是对用于 GST 解释的单探测器解释模型的改进，因而在讨论 RST 资料解释之前，先回顾一下已经建立的简单的单探测器 GST 资料解释方法。GST 碳氧比测井资料解释使用的是首先由 Hertzog 提出的模型。

$$F_{co} = A \frac{\text{骨加中碳} + \text{孔隙中碳} + \text{井眼中碳}}{\text{骨架中氧} + \text{孔隙中氧} + \text{井眼中氧}}$$

(6 - 3)

上述模型是以经验为基础建立的。经验表明：碳和氧元素产额与地层和井眼区域里的碳和氧原子密度呈线形关系，地层和井眼中的碳和氧元素对测量信号的贡献不同，因为这些元素离探测器的远近不同。常数 A 反映的是碳氧元素的相对平均中子截面以及伽马射线的吸收和探测效率。

方程（6 - 3）隐含下列函数关系：

$$F_{co} = f(\quad, S_o, V_{ma}, Y_o, \rho_o, d_{csg}, W_{csg}, d_h, \dots) \quad (6-4)$$

式中 \quad ——孔隙度；

S_o ——地层含油饱和度；

V_{ma} ——是骨架矿物体积（其中一些是碳和碳化合物）；

Y_o ——井眼持油率；

ρ_o ——原油密度；

d_{csg} 和 W_{csg} ——分别是套管直径和重量；

d_h ——井眼直径。

所以要求得含油饱和度，方程（6-4）中所有其他参数都必须已知。

假如地层和井眼流体中没有天然气，饱和度和持水（油）率满足以下关系：

$$S_w + S_o = 1 \quad (6-5)$$

和
$$Y_w + Y_o = 1 \quad (6-6)$$

对于 RST 资料解释，若用 B_c 和 B_o 分别表示井眼中碳和氧的贡献，根据地层流体和矿物中的碳和氧原子浓度、地层孔隙度、含水饱和度和各矿物体积，可以将方程（6-3）表示为：

$$F_{co} = \frac{Y_c}{Y_{ox}} = A \frac{(1 - \quad) + (1 - S_w) + B_c}{(1 - \quad) + S_w + B_o} \quad (6-7)$$

式中 \quad 、 \quad ——分别是地层骨架中和地层烃中碳原子浓度；

和 \quad ——分别代表地层骨架中和地层水中氧原子浓度。

变量 B_o 和 B_c 由实验室测量来确定，用作井眼响应校正和计算总信号中地层和井眼响应所占的比例。

GST 资料解释时，井内流体必须已知，在关井和稳定流时，井中通常为 100 % 的水或 100 % 的油（ $Y_w = 1$ 或 0）。地层孔隙度和矿物体积取自裸眼井测井资料（若这些资料可用）。否则，必须利用其他 GST 测井资料提供这些信息。若所有地层和井眼几何参数已知，可以通过方程（6-7）进行 GST 资料解释，求得 S_w 。

根据方程（6-7）和所有的地层和井的信息，计算每一深度碳氧比最大值和最小值，然后利用这些值按深度作图，建立一个包络图，在其内绘出测井曲线图。在所设置的 $S_w = 0$ 及 $S_w = 1$ 的包络图范围内，对测井资料进行解释，求出含水饱和度。如果计算出来的数值不在预期的范围之内，说明地层和井眼参数或者其他假设不正确。

只要数据和模型得到的碳氧比最大值和最小值一致，利用单探测器解释模型可以很好地进行 GST 碳氧比资料解释。模型和实验数据是在井内套管居中、水泥胶结好、地层由纯石英、方解石或白云石矿物组成等理想状况下得到的。通常在多数井中，与这种理想状况有某些差别，需对结果再做少量的归一化处理来对这种差异进行校正。在这种环境条件下，最好的解释方法就是将最终的解释结果对照该井中熟知的层段做归一化处理，利用这种方法可以消除系统偏差。

二、双探测器 RST 资料解释模型

双探测器 RST 资料解释模型是在单探测器解释模型的基础上建立起来的，解释方程的

形式与方程 (6 - 7) 类似，只是用了一种稍有不同的方法使碳和氧产额参数化。由于采用了双探测器，所以将井眼持水率 Y_w 直接列入方程中。远探测器和近探测器所测的碳和氧产额可用以下两个方程表示。

近探测器：

$$F_{co}^n = \frac{Y_x^n}{Y_{ox}^n} = \frac{K_{i1}^n (1 -) + K_{i2}^n (1 - S_w) + K_{i3}^n (1 - Y_w)}{K_{ox1}^n (1 -) + K_{ox2}^n S_w + K_{ox3}^n Y_w} \quad (6 - 8)$$

远探测器：

$$F_{co}^f = \frac{Y_c^f}{Y_{ox}^f} = \frac{K_{i1}^f (1 -) + K_{i2}^f (1 - S_w) + K_{i3}^f (1 - Y_w)}{K_{ox1}^f (1 -) + K_{ox2}^f S_w + K_{ox3}^f Y_w} \quad (6 - 9)$$

式中 K_{i1} ——对骨架中元素 i ($i = \text{碳或氧}$) 的灵敏度；
 K_{i2} ——地层中油或水的灵敏度；
 K_{i3} ——表示对井中油或水的灵敏度。

式中 12 个 K (参数) 可通过一系列在地层中所做的实验测量确定，这些地层包括最常见的孔隙度、岩性、井眼尺寸和套管尺寸等。这种实验测量是通过获取同一口井同一地层中四种不同油水组合的数据来完成的。可以直接解方程 (6 - 8)、方程 (6 - 9) 求得两个未知量：地层水体积 (S_w) 和井眼持水率 (Y_w)。当井内流体已知时，可用这两个方程求得地层含油体积。在这种情况下，通过两个单探测器响应适当的加权平均可以得到比只使用单探测器响应更精确的 S_w 值。

该解释模型的优点是在模型中用有关的参数将环境响应以及地层、井眼响应都包含在内，解释过程是首先选取合适的 K 参数，然后在实验室理想条件和实际井内测量条件之间进行更好的内插。

验证测量数据与模型解释结果是否一致，是采用与 GST 资料解释类似的方法进行的。使用已知地层和井眼数据，利用方程 (6 - 8)、方程 (6 - 9) 计算每一个探测器的碳氧比值，计算时使 S_w 和 Y_w 的范围从 0 到 1。

所有数据应落在限定的范围之内。如果数据落在所限定的范围之内，可以利用双探测器模型求解 S_w 和 Y_w 。如出现异常，地层和井眼数据必须重新核实，并在资料处理前，再次对测井资料质量做检查。

另一个可供选择的与前一个类似的解释过程使用双探测器模型对测井数据做初始处理，利用方程 (6 - 8)、方程 (6 - 9) 可求出每一个深度间隔的 S_w 和 Y_w (或 Y_o) 值，然后用计算结果在量板上做交会图 (交会图以 Y_o 做横坐标，以 S_o 做纵坐标)。因为低孔隙度地层资料精度不高，所以在这步质量检查过程，只使用 > 10 个孔隙度单位的数据。理想情况下，数据点应该落在 S_o 、 Y_o 限定的范围之内，但由于统计误差，数据有些分散。检查该交会图可以证实一些已知层段 (如地层中油水界面之下的含水层以及井眼或未开采的含油层) 的数据是否与已知的 S_o 与 Y_o 值一致。如果交会图满足上述条件，可以做出 S_w 和 Y_w 随深度变化曲线图。假若未满足上述条件，即一些重要的数据落在限定区域之外，则须重新检查地层和井的输入数据，测井数据必须重新做质量检查。

RST 数据库已用于确定 S_o 与 Y_o 对井眼和地层参数变化的灵敏度。表 6 - 4 列出了引起含油饱和度 S_o 增加 10 % 或持油率增加 10 % 时各模型参数的变化情况。

表 6 - 4 引起含油饱和度 S_o 增加 10 % 或持油率增加 10 % 时各参数的变化情况

参 数		所需的参数变化	
		$S_o = 0.10$	$Y_o = 0.10$
地 层	孔隙度 (孔隙度单位)	+ 3.5	- 15
	V (石灰岩)	- 0.10	- 0.50
	V (砂岩)	+ 0.10	+ 0.50
井 眼	井眼直径, in	- 0.5	< - 1.5
	套管外径, in	- 0.5	-
	套管内径, in	- 0.4	- 0.3
	套管中心移向地层的距离	0.5	> 0.75
地层或井眼	油密度, $g\ cm^3$	+ 0.09	+ 0.09

这个表是在下列标准条件下制作的: 7in、23 lb/ ft 的套管在直径为 8 in 的井眼内居中且水泥胶结良好, 地层为 30 个孔隙度单位的石灰岩地层, 地层中含油, 油密度为 $0.85g\ cm^3$, 含油饱和度为 50 个饱和度单位。这些数据是非常有用的, 它们有助于处理交会图上落在正常范围之外的数据, 对落在图版上方框之外的数据进行调整。

由于 RST - B 测井仪 (用于 2.5inRST 测井仪) 具有双探测器系统, 所以它能确定出地层的碳氧比和井眼持水率。该模型包括环境响应及地层和井眼响应两个主要部分。扇形解释图显示了 RST 测井仪的响应, 它是以碳氧比为纵坐标, 孔隙度为横坐标在 $S_o = 1$ 和 $S_o = 0$ 的情况下绘制的。图 6 - 9 所示的扇形图是 RST - B 测井仪在石灰岩地层用于碳氧比解释的图, 该图是针对在 6in 的井眼中下 5in、18 lb/ ft 套管的情况下绘制的, 图中给出了井眼中充满

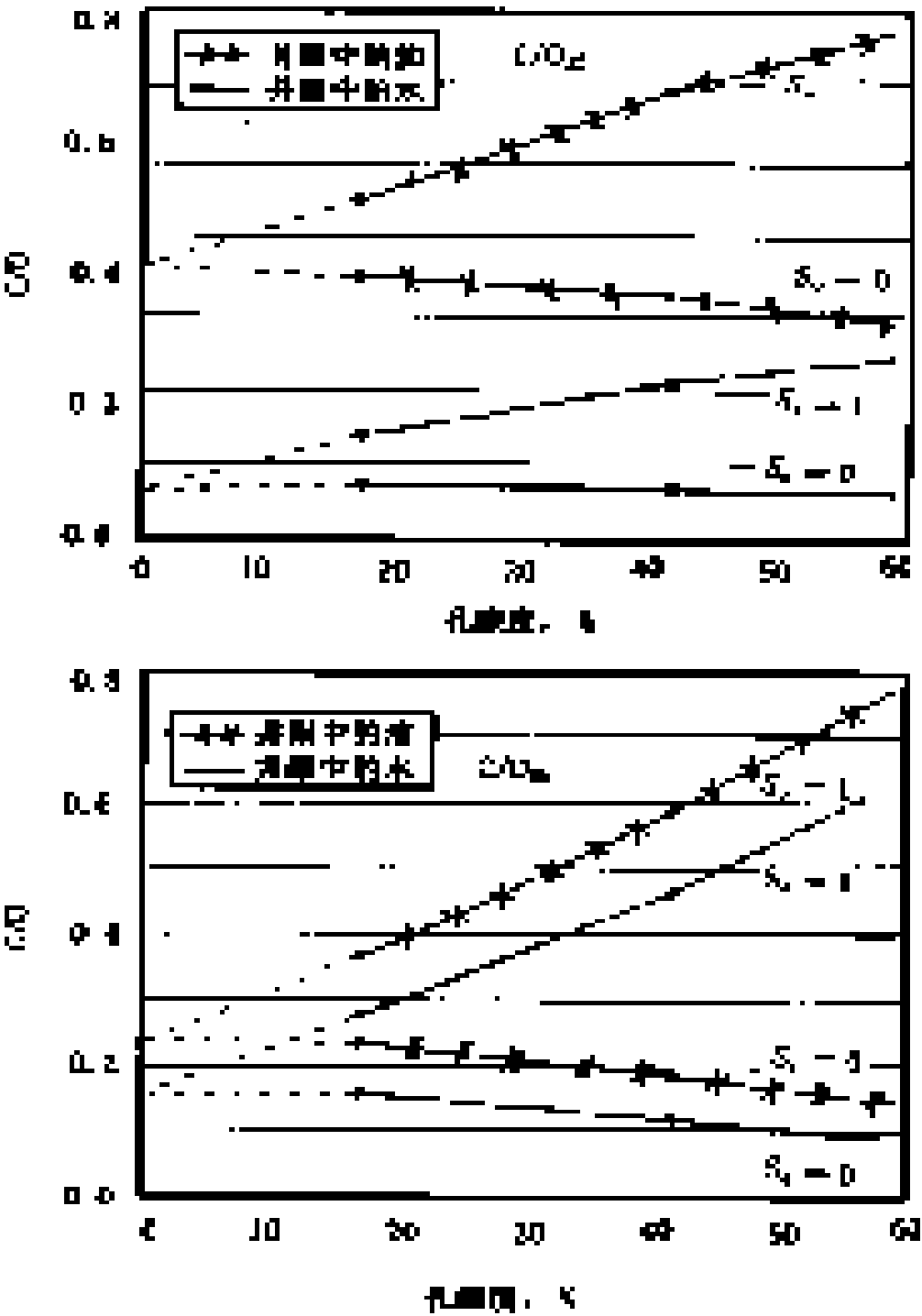


图 6 - 9 用于 2.5inRST 测井仪近和远探测器碳氧比解释图

使用条件必须是石灰岩地层、6in 井眼、5in、18lb/ ft 套管、井眼中充满油或水

油和水的数据。图 6 - 10 是与上述相同情况下用于 RST - A 测井仪（用于 $1\frac{1}{16}$ inRST 测井仪）解释的图。

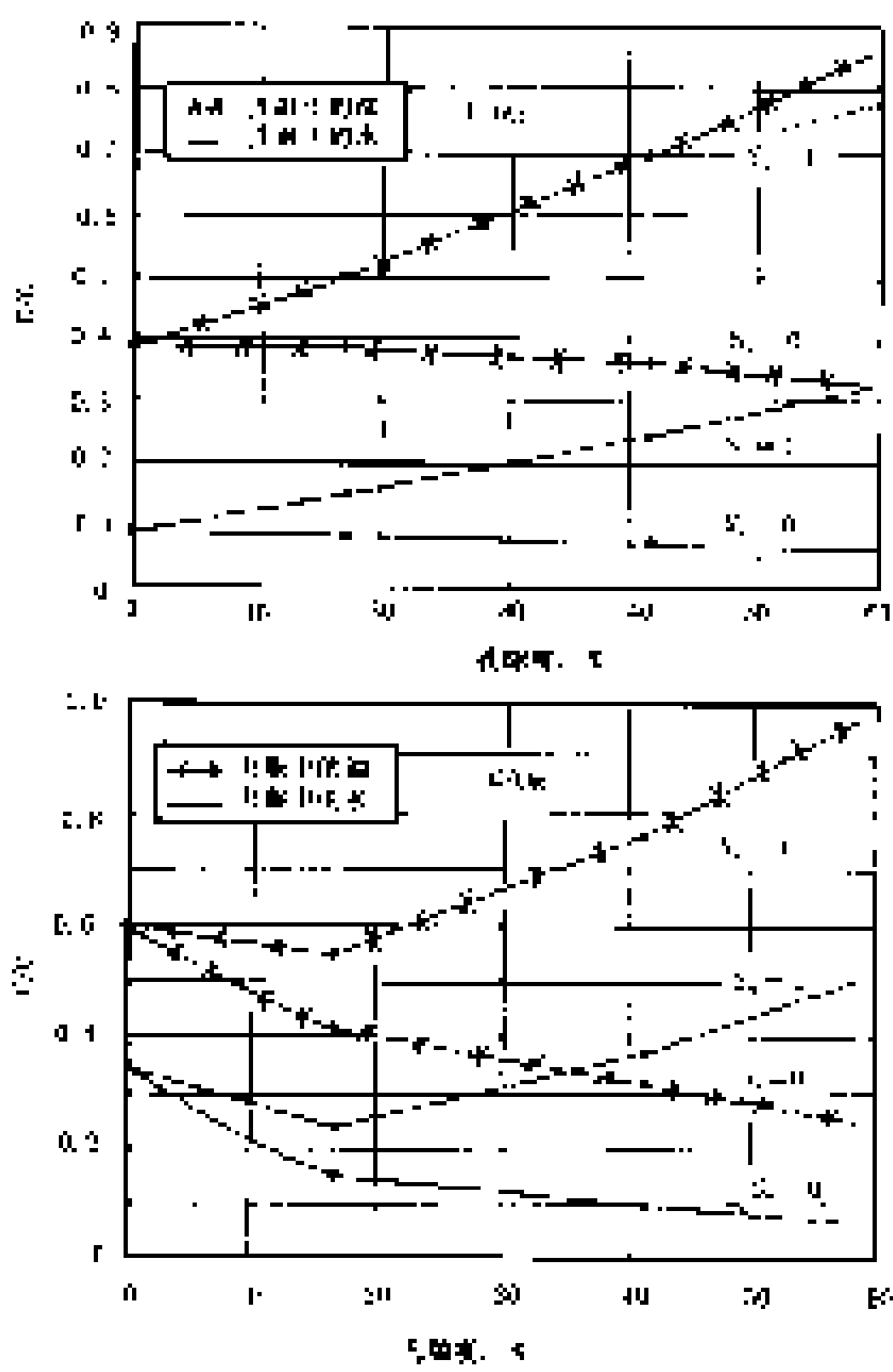


图 6 - 10 用于 $1\frac{1}{16}$ inRST 测井仪近和远探测器碳氧比解释的图
使用条件必须是石灰岩地层、6in 井眼、5in、18lb/ft 套管、井眼中充满油和水

解释处理必须确保测量的数据与解释模型一致。使用已知的地层和井眼数据及不同的含水饱和度和井眼持水率（范围：0~1）计算每个探测器碳氧比的预期值，从而绘制出相应条件下的解释图。图 6 - 11 是在孔隙度为 43PU 的石灰岩地层、8in 井眼、7in 套管情况下的解释图。该图可以用于检查测量数据与所使用模型的一致性。从统计学角度来讲，所有的数据点都应落在图中的红框之内。把碳氧比数据转换成含油饱和度和井眼持水率之后，把这些数据与孔隙度（>10PU）在一个标准图上进行逐点交会，在理想的情况下，这些数据点将落在由 S_o 和 Y_o 控制的方框内。

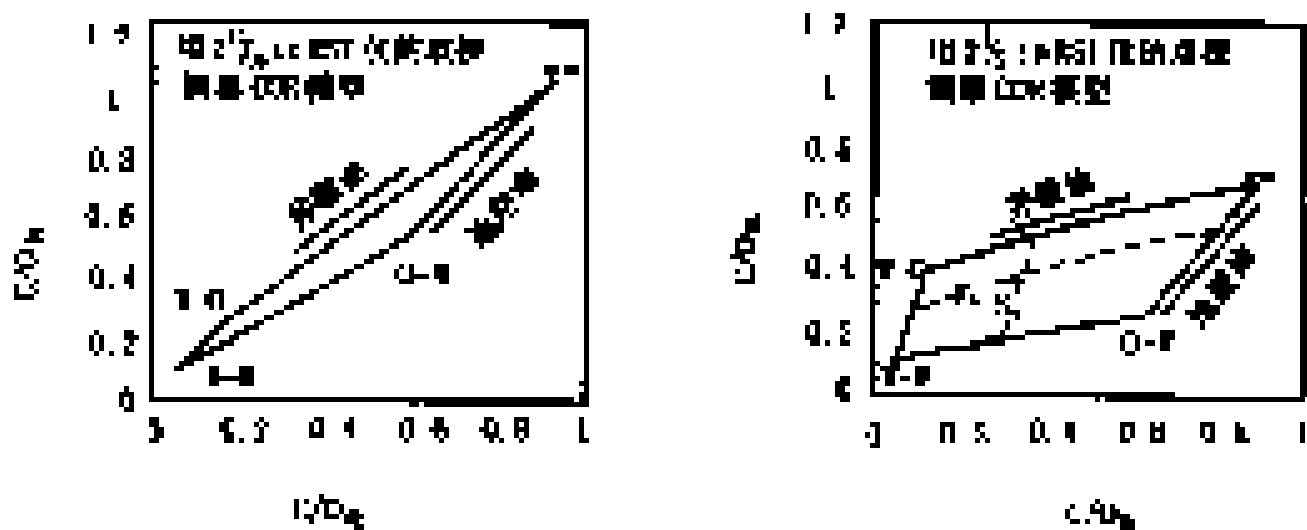


图 6 - 11 用于 RST 解释的图

第四节 RST 资料应用

如前所述，定义 RST 饱和度和井眼持率的 4 个端点取决于岩性、孔隙度、井眼几何形状和油气特性。为了得到最佳的评价，推荐把碳氧比数据与裸眼井数据中定义的有效孔隙度、岩性和井眼尺寸结合起来。在某些情况下，再结合 RST 的其他采集数据，就可以对这些地层特征做出更好的评价。PVT 实验室分析获得的油气特性对地层碳氧比灵敏度刻度到当前井眼及地层的油气类型也是非常重要的。

RST 仪器对地层的含烃饱和度和井眼持率的响应是按套管在井眼内居中，且水泥环的胶结质量优良的情况下特征化出来的，因此，参考 RST 测量井段的水泥胶结质量测井可以保证这些情况是符合的。

一、RST 测井资料的应用范围

RST 测井仪提供了更加完善的碳氧比测井资料。双探测器测量能够提供新的结果，并且其精度超过以前碳氧比测井仪的精度。该仪器还能更准确的测量地层的俘获截面，其精度超过 TDT 测井仪测量结果的精度。一次下井可同时进行碳氧比和 测量。

RST 测井仪可以使用小直径的同轴电缆，也能够与生产测井仪组合，这样一次下井可完成全套的储层监测测井。碳氧比测量值在以下几种情况下的中到高孔隙度油藏非常有用。

1. 任意地层水矿化度

这是非弹性能谱测井仪的基本用途，因为地层水的矿化度不影响碳氧比测量值。淡水和油的热中子俘获截面非常接近，因此用 TDT 类型的测井仪不能把这两种流体区分开。在这种情况下可使用碳氧比测井仪。

2 注入与地层水不同矿化度的流体

当通过注入水把不同矿化度的水注入储层后，TDT 类型的测井资料的分析变得很复杂，并且其结果使人误解，而碳氧比和 测量的组合却能提供最好的解释，因为可以定量确定含油饱和度和地层水矿化度。

3 地层水矿化度变化或未知

当地层水矿化度在一口井的不同层位发生变化时，TDT 类型的测井资料的分析变得非

常困难。如果不知道地层水矿化度，那么可以从 测量值的变化直接推断出含油饱和度的变化。在这种情况下，碳氧比和 测量的组合非常有用。

4 水平井

由于探测器的特殊结构，RST - B 测井仪在水平井中也能提供持油率，而这时一般生产测井仪的压差探头不能工作。

在低孔隙度储层，碳氧比测量值能够用于气—油和油—水界面变化的监测，但是不能用于饱和度评价。

二、RST 测井资料的综合应用

1. 进行储层监测

进行储层监测是 RST 测井资料的最重要的用途。彩图 6 - 12 是中原油田濮 X - XX 井 RST 测井综合解释成果图。该井的井眼直径为 8.5in，下的是 5.5in 的套管。所显示的井段是砂泥岩剖面。

成果图上自左向右，第一道显示井眼剖面，包括井眼流体、套管、水泥环和地层，第二道比较了由原始的裸眼井电阻率计算的饱和度（蓝）和由 RST 资料计算的饱和度（黑），第三道给出了各种流体体积的评价结果，RST 计算的油体积由灰色区域表示，而原始的裸眼井电阻率计算的油体积用蓝曲线表示，第四道为综合地层评价剖面，包括由 RST 资料和裸眼井资料确定的油体积。流体分析显示在 X390.5 ~ X394.0m、X400 ~ X401.4m 和 X417.5 ~ X418.4m 井段内存在不同程度的亏空。通过综合分析，可得到较正确的储层饱和度结果。

2 在水淹油田中寻找漏失的储层

RST 测井资料的又一用途是在水淹油田中寻找裸眼井解释中漏失的储层。以 方式和非弹性散射方式测 RST 资料。RST 提供的孔隙度、地层俘获截面和岩性比曲线大大补充了老裸眼井资料，结合裸眼井资料，用先进的 ELANPLUS 软件做地层评价，然后再用 RST 提供的碳氧比资料评价水淹层（ R_w 多变）的剩余油饱和度。

彩图 6 - 13 为胜利油田的一例 RST 地层评价结果。第一道显示井眼剖面，第二道比较了由原始的裸眼井电阻率计算的饱和度和由 RST 资料计算的饱和度，第三道给出了各种流体体积的评价结果，第四道为综合地层评价剖面。

结果表明，由于泥质产额变化较大造成的油藏渗透率的非均质性，使大砂体的水淹程度不均，虽然剩余的油占原始油的比例高达 70%，但因为油藏中纯砂岩部分高渗透率管道使油藏生产的含水率超过 70%。因此只有采取成功的控水措施才能提高剩余油的采出程度。结果还表明，仅根据裸眼井资料没有发现的一个 1.6m 厚的储层，结合 RST 资料后被发现。这个原来完全被漏失的薄砂层没有被水淹波及到，其原始饱和度仍处于原始状态。在邻井中打开了这个位于主砂层之上的曾被漏失的薄油层，经测试日产液 18m^3 ，含水低于 20%。

3 探测注水突进

高的地层水矿化度与较低的注入水矿化度对比，构成了很好的反差，为 RST 测井探测注水突进提供了条件。彩图 6 - 14 是 RST 碳氧比和 测量结果与裸眼井测井结果的综合解释成果图，目的是检测注水的突进情况。第一道显示的是流体分析。孔隙度来自裸眼井测井曲线，含油饱和度来自碳氧比测量值，并且已知地层水的矿化度，因此 测量结果和来自俘获产额的矿化度指示器可以提供足够的信息用于确定注入水和地层的体积，第二道显示的是 RST 双脉冲 模式测量未经校正的 曲线和矿化度指示比（ $U/U + H$ ）曲线，第三道显

示的是矿物体积分析。

该图指出在 320 ~ 375ft 这个井段注入水实际上已驱走了地层中的油，在 320ft 以上的井段显示出含油饱和度有较小的变化，但是注入水也已驱走了某些地层水。

只用碳氧比测井资料或中子寿命测井资料不可能得到如彩图 6 - 15 所示这样的综合分析成果。而且 RST 测井仪一次下井可同时测取这两种测井资料，因此，用 RST 测井仪可很好地解决这个问题。

4 监测流体界面

RST 测井还可以监测流体界面。彩图 6 - 15 显示的是一口套管井测井中 GST 和 RST 的测井结果。该井的地层是砂岩地层，井眼直径为 6.5in，下的是 5in18lb/ft 的套管。来自 GST 的流体分析结果显示在第二道，来自 RST 的流体分析结果显示在第三道。两种测井结果显示的油水界面都是在 560ft 处，但是可明显看出 RST 结果的精度要高些。

裸眼井测井解释结果显示在第四道。由于 RST 监测测井和裸眼井测井的时间不同，所以气—油界面的深度变化是明显的。

左道显示的中子孔隙度曲线 (CNL) 和 RST 近、远非弹性计数率比 (CRRA) 曲线。CRRA 曲线和补偿中子曲线 NPHI 是非常好的气指示器。RST 测井一次下井可完成 CRRA 和 C/O 资料的采集，因此就不需要进行确定气帽子的其他项目的测井。

第七章 快速平台测井仪

裸眼井测井技术的进步提高了测井资料解释地质特征的能力，然而，即使各种测井方法有了改进，测井的主要价值仍在于将各种测井方法组合以满足地质分析的需要。这样，将很多仪器进行组合测量，由此节省的时间所产生的经济效益促使各测井技术服务公司通过组合许多常规电缆测井仪在一次测井中得到所有测量结果。当用钻杆或连续油管传送仪器进行水平井测井时，这一因素变得尤为重要。

然而，在节省时间的同时也有某些损失。每种测量的不准确的深度匹配常常使测量数据质量很差，难以组合在一起。不同的探测深度及垂向分辨率也会造成数据的非兼容性，尤其是在差井眼影响浅读数的井段。非常长的仪器组合串还需要有相应的钻井鼠洞，当仪器组合长度超过 30 m 时，其钻井成本也不可忽视。

常规仪器组合在重新设计密度、中子、自然伽马、电阻率仪器即“三组合”仪器时，利用先进的电子元件、处理及制造技术，从而解决了仪器长度和数据质量问题。结果制造出了快速平台测井仪 PLATFORM EXPRESS，它完全是对常规电缆测井服务的全新设计。这种新的组合设计实现了许多目的，缩短了仪器的长度、增加了在短曲率半径中的灵活性。这些设计努力使传感器具有相同的垂向分辨率，并可对由仪器不规则运动造成的深度偏移进行校正。这种新的组合设计提高了测井效率和测井质量，并极大地增加了可靠性。更高的测速、更少的组装与刻度时间及更块的现场处理周期使效率得以提高。

第一节 仪器描述和技术指标

PLATFORM EXPRESS 仪器长不足三组合仪的一半，重量也仅是三组合仪的二分之一。仪器全部组件按严格的 LWD 抗震标准制造。综合传感器、改善了极板接触的柔性接头和其他新技术的应用，提高并发展了传统的三组合电阻率和孔隙度测量技术，使其包含了高分辨能力的微电阻率和成像测量，还添加了用于测速校正和深度匹配的仪器运动测量。

一、仪器长度更短

PLATFORM EXPRESS 仪器只有 38ft（相比之下，三组合仪器长 90ft）（见彩图 7 - 1），因此 PLATFORM EXPRESS 仪器串只需要 20ft 的鼠洞。

仪器设计应用了两个整体柔性接头，柔性接头可使 PLATFORM EXPRESS 探头绞接或者轻微的旋转，加之较短的长度使仪器能更成功地测量大斜度井和小曲率半径井。新的探测器几何结构中包含了较短的密度极板，通过施加于中心处的张开力使极板与井壁在困难的井况中有良好的接触（见彩图 7 - 2）。附加备用臂和柔性接头与缩短的极板共同改善了在不规则井眼和斜井中的测井质量。

二、精密的测量及高分辨率的测井值

PLATFORM EXPRESS 传感器在地层评价的精确性上具有新标准。测量地层电阻率，

既可以选用 AIT 阵列感应成像仪，也可选用高分辨率方位侧向探头 (HALS)，二者的最大垂向分辨能力都是 12in (见彩图 7 - 3)。

PLATFORM EXPRESS 的基本岩石物性测量辅以辅助测量，大大改善了实时校正，从一开始即尽可能地将所有测量都设计成高分辨率测量。

三探测器的岩性密度 (TLD) 和微柱形聚焦测井 (MCFL) 的传感器被集中在一块单独的极板上，测量时极板贴靠井壁。这两种测量使用同一块极板，极板上有密度仪器源与探测器，还有 MCFL 电极。TLD 测井是一种反向散射密度测量，其垂向分辨能力为 16in、8in 或 2in，而 MCFL 微电阻率测量探测的地层体积与密度相同，但其垂向分辨能力则为 2in。

组装到密度极板中的高分辨率微电阻率极板，可同时确保密度与微电阻率测量兼容及深度匹配。当用这种资料评价薄互层时 (用常规深度难以达到深度匹配)，这些特性特别重要。

在地层密度较高时，所有密度伽马计数率均被降低，因此易受统计变化的影响。尤其是在这些情况下，TLD 密度测量使用的三探测器改善了测量精度。与 LDS 或 LDT 密度测量相比，这种极板设计与探测器排列可以对大到 1in 的间隙进行更好的补偿。这种三探测器系统降低了重晶石对 P_o 的影响，可提供泥饼密度与泥饼光电系数估算值。

单独的伽马中子探头 (HGNS) 提供自然伽马和中子孔隙度测量，标准垂向分辨能力为 24in，可以使用 处理技术使中子测井的垂向分辨能力达到 12in。在某种情况下，仪器的物理原理限制了可能达到的分辨率。自然伽马测量的固有分辨率为 24in。然而，通过计算机处理可提高其分辨率，使其与 12in 分辨率的中子孔隙度测量相匹配。

三、自动速度校正

常规组合测井完全依赖于以地面电缆运动速度相同的恒定速度移动的仪器组合。当情况并非如此时，井下仪器的加速与减速使测量纪录深度不准确。PLATFORM EXPRESS 通过采用加速度计对所有的测量都提供实时测速校正和自动深度匹配，以消除这些影响。仪器沿其长度方向的加速度被纪录下来，并对时间做两次积分，第一次给出瞬间速度，第二次给出位移。

利用仪器内部的加速度计实时地进行速度校正，这可使所有传感器的测量结果深度一致，经速度校正的数据可在无人工干预的情况下直接用于计算，给出答案，这大大加快了现场处理的周期。由于对每种测量的深度都进行了瞬间加速度校正，所以对经深度校正的数据的解释可以得到更精确的结果 (见彩图 7 - 4)。

四、通过减少时间来提高效率

PLATFORM EXPRESS 设备的所有作业所占时间约为常规仪器的一半。刻度时间更少，测井速度快一倍 (3600ft/h)，下井仪器的拆装时间减半。然而从可靠性改善方面所获益处更大，由仪器故障导致的停工时间为常规仪器的 20 %。所有这些可使陆上与海上作业节省 50 % 的时间。

PLATFORM EXPRESS 技术是测井的一项革新设计。与类似的三组合仪相比，其速度提高了两倍，所提供的答案更优质，并且占用的钻井时间明显缩短，极大地增进了效益。测井速度快、安装与刻度时间缩短和现场处理周转快这几大特点都有助于提高效率。

五、技术指标

PLATFORM EXPRESS 仪器的技术指标如下：

长 度：38ft；

重 量：690bbl；

外 径：3in (最小)、4in (最大)；

额定温度：260 °F；

额定压力：10000psi；

井眼尺寸：6 ~ 16in；

最高测速：3600ft/h。

第二节 PLATFORM EXPRESS 解释和应用

现场解决问题为 PLATFORM EXPRESS 的主要优点之一，实时速度校正及匹配的传感器使得在井场即可得到高质量的成果。常规密度中子、自然伽马和电阻率测井可能辅以侵入剖面的电阻率图像。方位电阻率测量可显示为一幅电阻率图或计算的倾角“蝌蚪图”。输出的岩性柱、 R_t 、 S_w 及 LQC 参数仅是其中有用的参数中的几个。

一、快速直观解释

PLATFORM EXPRESS 的快速直观解释可在测井过程中实时进行，显示出电阻率、孔隙度和与岩性相对应的曲线以及含水饱和度成像，计算并显示出真电阻率、冲洗带电阻率和交会孔隙度。在彩图 7 - 5 中的第五道中，一旦有效孔隙度大于 3%，含水饱和度小于 40%，则道的左侧就会出现一个目的层标志。实时深度匹配和测速校正使这一展示成果比三组合仪的现场快速解释要精确的多。这幅测井图是用 AIT 电阻率仪录取的。这一展示既可以在测井过程中实时出现，也可以在测后回放。

二、在水平井中的测井施工

在水平井测井施工中，取全测井资料，正常情况下，需用钻杆输送测井仪器下井 2 ~ 3 次，而利用斯伦贝谢的快速平台测井，一次下井，即可取全测井资料，测井时间减少了一半以上，既提高了测井时效，减少了下钻趟数，又降低了钻井成本，避免了施工作业的风险。

彩图 7 - 6 显示一水平井 PLATFORM EXPRESS 测井的快速直观解释图，可以看出，该井钻穿油层，油层厚度为 39.5 m。

彩图 7 - 7 为该水平井以岩性剖面方式，显示大斜度井或水平井的井身轨迹图。若绘制此图，则必须在 PLATFORM EXPRESS 设备中配接有能够提供大斜度井或水平井井斜和方位的 GPIT 短节，图的左侧为该水平井的井身轨迹。

三、确定渗透层

彩图 7 - 8 呈现了以五种探测深度穿过了几个渗透层的垂向分辨能力为 2ft 的 AIT 测井曲线，进行了用于实时环境校正的钻井液电阻率测量。为证实 AIT 读数，绘制了 MCFL 测井图，可以根据 MCFL 计算出电阻率偏移。 H_{MIN} 和 H_{MNO} 是根据 MCFL 数据计算出的两

条微电阻率测井曲线。图例中的红色阴影显示了这些高渗透层的厚泥饼。

四、复杂井眼的密度资料

彩图 7 - 9 显示的这口井是用重晶石钻井液钻井的实例，这种钻井液给岩性密度仪带来了困难。将 PLATFORM RXPRESS 在井眼跨塌段的密度值和此处的岩性密度数据做一比较，可以戏剧性的看出 PLATFORM RXPRESS 极大提高了不规则井眼的测井质量。TLD 曲线与右侧绿色的偶极声波曲线吻合很好，而相对来说，偶极声波不会受井眼跨塌影响。

五、MCFL 资料与 FMI 成像资料的对比

彩图 7 - 10 显示 MCFL 曲线与来自全井眼地层微成像仪的井眼成像的重叠证实了 PLATFORM EXPRESS 数据的高垂向分辨率能力。在 652 ~ 655 m 之间层段中，电导的变化在 MCFL 数据和 FMI 成像上都有显示。

六、方位侧向测井组合可提供倾角计算的测井组合图

彩图 7 - 11 显示为方位侧向测井组合提供的倾角计算的测井组合图。提供该测井组合图需要在 PLATFORM EXPRESS 设备中接有能够提供定向数据的 GPIT 短节，高分辨能力的方位侧向数据可用于计算第四道的倾角和第五道的矢量图。因为已知仪器方位，所以第二道的极板方位曲线显示了极板在井内上提时的转动。

第三节 结 论

PLATFORM EXPRESS 快速平台测井，具有“准确、快捷、优质、可靠”的特点，是油田勘探开发专家们收集和掌握地下信息的最佳选择。

(1) 组合仪一次下井，在同等条件下录取所有资料，因而所有资料对比性好，能准确地反映地下真实情况。

(2) 在不规则井眼中测井，由于仪器连接采用了柔性接头，避免了卡仪器或掉仪器事故，确保钻井正常施工。

(3) 测井仪器极板始终能紧贴井壁，确保测井资料的准确性。

(4) 采用加速度计的技术，对所有测量项目提供实时速度校正，实现组合测井曲线深度自动对齐。

(5) 克服了不同性能钻井液对井眼造成的扩径、缩径而影响岩性密度测量失真的缺点。

(6) 在测井过程中，可实时显示快速直观解释成果图，准确地计算地层真电阻率、冲洗带电阻率、地层孔隙度、含水饱和度，并自动标出孔隙度大于 3 %，含水饱和度小于 40 % 的目的渗透层。

(7) 测井组合图可将测井曲线与岩性成像以及倾角矢量图融于一体。