

唐晓明, 祁晓, 张博等. 2015. 基于波干涉原理的套管井阵列声波处理方法及其应用. 地球物理学报, 58(4):1447-1457, doi:10.6038/cjg20150430.

Tang X M, Qi X, Zhang B, et al. 2015. An interference-based array signal processing technique for cased-hole acoustic logging and applications. *Chinese J. Geophys.* (in Chinese), 58(4):1447-1457, doi:10.6038/cjg20150430.

# 基于波干涉原理的套管井阵列声波处理方法及其应用

唐晓明, 祁晓, 张博, 李盛清, 苏远大

中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, COSL-UPC 声学测井联合实验室, 青岛 266580

**摘要** 在套管井测井中, 沿着钢管产生的拉伸波(即管波)在声波数据中产生很强的干扰, 使得地层声速的提取十分困难. 基于管波与地层声波的干涉原理, 本文提出了一种声波处理方法. 管波的传播特征是已知的, 且管波和地层波都由同一声源激发, 因此, 可以用管波来改造测井声波数据. 对改造后数据采用希尔伯特变换作进一步处理, 得到与地层信息相关的解析信号, 从该信号中即可提取出地层声速. 通过对理论模拟数据的处理和现场测井数据的应用, 验证了新方法的正确性和有效性.

**关键词** 套管井测井; 管波; 波干涉; 希尔伯特变换

doi:10.6038/cjg20150430

中图分类号 P631

收稿日期 2014-08-20, 2014-12-18 收修定稿

## An interference-based array signal processing technique for cased-hole acoustic logging and applications

TANG Xiao-Ming, QI Xiao, ZHANG Bo, LI Sheng-Qing, SU Yuan-Da

*COSL-UPC Allied Borehole Acoustic Laboratory, School of Geosciences & Technology,*

*China University of Petroleum, Qingdao 266580, China*

**Abstract** In cased boreholes, acoustic logging waveforms are often contaminated by casing waves, making it difficult to extract formation acoustic velocity from the acoustic data, especially when the casing is poorly bonded with formation. Various methods have been tested to solve the problem with only limited success, due to the weak signal amplitude and poor coherence compared to the dominant casing waves. The new technique of this paper utilizes the modulation of wave power spectrum caused by the interference of casing and formation waves. The advantage of the technique is its ability to suppress the coherence of the casing wave and significantly enhance the coherence of the formation wave, allowing for determining the formation acoustic velocity from the latter wave signal. For an acoustic logging instrument composed of an array of equally spaced receivers, the waveform data containing casing and formation waves are windowed and transformed into frequency domain to obtain the power spectrum for each receiver in array. The average power spectrum of the array is calculated and subtracted from the power spectrum of each receiver, yielding a residue power spectrum. The residue spectrum and its Hilbert transform form the real and imaginary parts of an analytical signal, which, after transformation into time domain, results in a new waveform array data whose phase moveout across array is entirely

**基金项目** 国家重点基础研究发展计划(2014CB239006)资助.

**作者简介** 唐晓明, 1955年生, 男, 教授, 多年来一直致力于地球物理(特别是声波)测井、岩石物理学、地震波传播及测量等方面的研究和技术开发工作. E-mail: tangxiam@aliyun.com

controlled by the velocity of the formation wave. Processing the new array data using an array velocity analysis method, e. g., the slowness-time-coherence (STC) method, yields the formation slowness behind the steel casing.

The new technique was tested on synthetic waveform data calculated for a poorly bonded casing. The synthetic data processing example shows that the technique effectively cancels the coherence of the casing signal and significantly enhances the coherence of the desired formation signal. The technique has also been applied to processing field acoustic logging data acquired in cased boreholes. In depth intervals with poor bonding conditions, the STC result of the new technique shows that the casing wave coherence almost disappears and the formation wave coherence is significantly enhanced. Further, the validity of the velocity curve is verified by comparing it with its counterpart from the raw data. The much improved result in the poorly bonded section indicates the ability of the new technique to extract and enhance weak formation signals in the presence of strong casing wave interference.

**Keywords** Cased-hole logging; Casing wave; Wave interference; Hilbert transform

## 1 引言

在石油测井中,套管井测井占有相当比例(吴奇等, 2011). 为了对已有油田挖潜改造,需要在套管井中进行声波测井(陶宏根等, 2004). 在这种情况下,沿着钢管传播的波(声学上称为拉伸波,以下统称为管波)有时会严重地影响对地层声波信号的测量,这在套管与地层胶结不好时尤为如此(李整林等, 2001; 张宏兵等, 2009). 为了在上述情况下获得地层信息,测井界已尝试了多种方法(Block 等, 1991; 朱云生, 1994; Tang and Patterson, 2005; 陈雪莲等, 2015). 现代声波测井仪器采用阵列接收方式. 阵列数据的处理常用波形相关法(又称为时间慢度相关法 STC, 见 Kimball and Marzetta, 1984), 该方法根据波在阵列中的相干性对数据进行时间和慢度扫描,以确定不同声波信号(如纵波、横波和斯通利波等)的慢度和到时. 但是,在地层声波信号受管波干扰的情况下,波形相关法很难将二者区分开来. Hsu 和 Baggeroer (1986) 等曾尝试使用最大似然法来增强地层信号的分辨率,但增强的效果取决于地层波信号与管波信号的相对幅度,因此,该方法不能提取弱信噪比、低相关性的地层信号. 为了提取地层信号,必须提高其相对于管波信号的信噪比. Valero 等(2003)提出了另一种方法,通过隔离先于地层波到达的管波信号,并且从原波形中将其扣除,使地层信号在阵列波形中的相关性得到增强,再通过波形相关法处理把地层信息提取出来,然而,当地层信号与管波信号在时间上重叠时,该方法就得不

到好的处理结果. Bose 等(2009)提出了能量阈值法,该方法是对波形相关法的一种改进,根据管波与地层波的波形能量设置阈值,低于该值的波形相关性为零,高于该值的波形相关性则采用波形相关法求得,最终得到能量大于能量阈值的波形的慢度,但当管波能量比地层波能量强时,也无法得到地层信息. 通过对以上一些套管井声波处理方法的描述,我们看出,应该着重于地层波与管波信号在时间上重叠及二者之间的干涉来从测井数据中提取地层信息.

本文提出了一种新的处理方法——波形干涉法,来解决上述问题. 该方法是基于管波与地层波的干涉原理,干涉结果使波形数据的功率谱在阵列中产生有规律的调制,将此调制分量用希尔伯特(Hilbert)变换(陆光华等, 2005)得到一种解析信号,信号的相位由地层波速控制,通过阵列波形相关法处理该信号,就可以获得地层波速. 我们用理论数据验证了该方法的正确性,将此方法应用于套管井测井数据处理,可以在套管胶结很差的情况下有效地提取地层波速. 本文对阵列信号的特殊处理提出了一种新的理论和方法,为套管井中的声波测井提供了一项有效的处理技术.

## 2 自由套管中测井声波的传播特征

套管与地层耦合不好的情况叫做自由套管情况(Tubman et al., 1986),这时井内声波特征主要由套管及流体控制. 我们用测井声波的数值模拟来说明这种情况下波的传播特征. 如图 1 的模型所示,模

型中井眼内充满流体,井外套管及套管外面的水泥环用井和无限大地层介质之间的同心圆柱层来模拟;其中,在套管和水泥环之间含有一个流体薄层来模拟自由套管情况,模型参数见表 1. 模拟例子中假设点源和接收阵列都位于井中心轴处的流体中,声波波形理论模拟的方法和步骤参见唐晓明和郑传汉

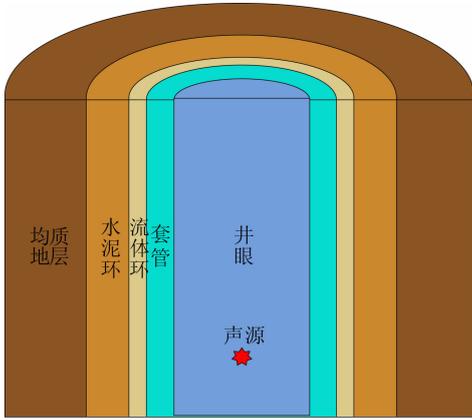


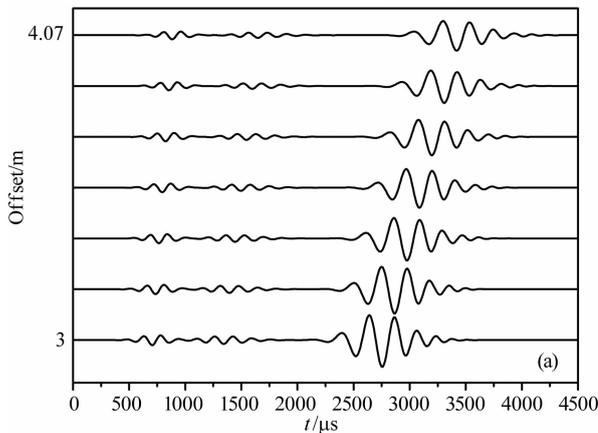
图 1 自由套管井模型

Fig. 1 Free-pipe acoustic model used for synthetic waveform modeling

表 1 模型计算参数

Table 1 Model calculation parameters

介质参数	纵波速度 ( $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ )	横波速度 ( $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ )	密度 ( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )	半径 (m)
井眼流体	1500	—	1000	0.075
套管	5800	3000	7800	0.085
流体环	1500	—	1000	0.086
水泥环	3000	1800	2000	0.109
慢速地层	3000	1200	2500	$\infty$
快速地层	4200	2400	2500	$\infty$



(2004). 我们模拟了自由套管井在慢速地层中的声波测井波形,计算中所用声源的中心频率为 6 kHz. 数值模拟的波形及波形处理结果如图 2 所示.

图 2a 为在慢速地层中自由套管井声波测井的数值模拟波形,在波形中可以清晰地看到首先到达的管波和跟随其后的地层纵波. 采用波形相关法对该波形进行处理得到时间-慢度相关图. 如图 2b 所示,由下而上,相关图中的第一个极值对应的慢度值为  $185 \mu\text{s}/\text{m}$ ,对应于管波的慢度;第二个极值对应的慢度值为  $334 \mu\text{s}/\text{m}$ ,为模型中地层纵波的慢度;第三个极值是套管中的 Stoneley 波(唐晓明和郑传汉, 2004).

以上模拟结果表明,即便是在地层与套管解耦的自由套管情况下,测井声波中也包含有来自地层的声波信号. 对慢速地层模型,地层波与管波因速度差别较大可以加以识别(这将为以下提出的理论和方法提供直观的例证),但在快速地层中,地层波与管波混叠在一起很难识别(可参见稍后图 4 的例子). 为此,我们提出一种波形干涉法来提取地层的声波信号.

### 3 波形干涉法的基本理论及方法验证

#### 3.1 基本理论

设测井仪器的接收阵列由  $N$  个间距为  $d$  的接收器组成. 在所关心的时间范围内,波形数据主要由管波和地层纵波组成. 管波在阵列中传播的慢度(即速度的倒数)  $s_T$  及其在第一个接收器上的到达时间  $t_0^T$  是已知的(从图 2b 的相关图中的第一个极值可得:  $s_T = 185 \mu\text{s}/\text{m}$ ,  $t_0^T = s_T \cdot L$ , 其中  $L$  为源到第一

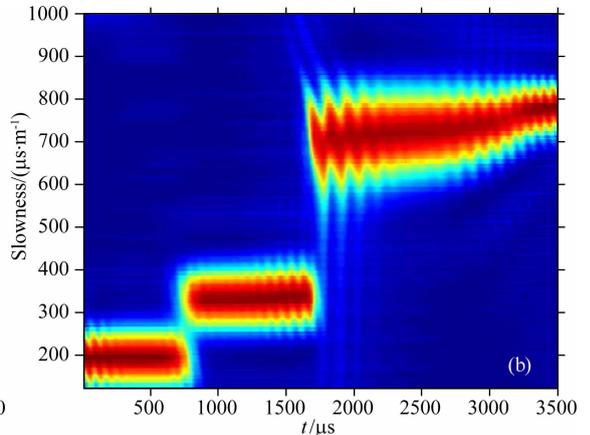


图 2 (a) 在慢速地层中,自由套管井声波测井的理论模拟波形;(b) 图(a)中波形的时间-慢度相关图

Fig. 2 (a) Calculated synthetic array waveform in a slow formation with a free-pipe condition; (b) STC analysis result for the data.

接收器的距离). 对管波和地层纵波组成的双波波形, 第  $n$  个接收器上的波形数据  $D_n(t)$  可以表示为

$$D_n(t) = W_n^T [t - t_0^T - s_T(n-1)d] + W_n^f [t - t_0^f - s_f(n-1)d]. \quad (1)$$

对(1)式做傅里叶变换, 其在频域内的表达式如下:

$$D_n(\omega) = \|W_n^T(\omega)\| e^{-i\omega[t_0^T + s_T(n-1)d]} + \|W_n^f(\omega)\| e^{-i\omega[t_0^f + s_f(n-1)d]}, \quad (2)$$

其中,  $t_0^f$  是地层纵波波至到,  $s_f$  是地层纵波的慢度,  $\omega$  是圆频率,  $W_n^T(\omega)$  和  $W_n^f(\omega)$  分别为接收器  $n$  上记录的管波和地层纵波的波谱. 由于管波和地层纵波都由同一声源激发, 因此可假设二者的波谱在感兴趣的频率范围内具有相似性, 可以用常数  $r$  来表示地层纵波与管波的波谱比值.

令  $\|W_n^T(\omega)\| = \|W(\omega)\|$ , 则有

$$\|W_n^f(\omega)\| = r \cdot \|W(\omega)\|, \quad (3)$$

将(3)式代入到(2)式中, 计算波形的功率谱, 其表达式如下:

$$P_n(\omega) = \|W(\omega)\|^2 \{1 + r^2 + 2r \cdot \cos[\omega(\delta t_0 + \delta s(n-1)d)]\}, \quad (4)$$

式中  $\delta t_0 = t_0^f - t_0^T$ ,  $\delta s = s_f - s_T$ . 将(4)式移项得到

$$P_n(\omega) - 2r \|W(\omega)\|^2 \cos[\omega(\delta t_0 + \delta s(n-1)d)]. \quad (5)$$

将上式对  $n$  个接收器求平均, 注意到余弦函数的相位在各接收器互不相同, 叠加后相互抵消, 作为近似, 可以令该项的平均值为零, 从而得到平均功率谱:

$$\bar{P}(\omega) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N P_n(\omega) = (1 + r^2) \|W(\omega)\|^2, \quad (6)$$

从接收器  $n$  的功率谱中减去平均功率谱可得到下式:

$$R_n(\omega) = P_n(\omega) - \bar{P}(\omega) = 2r W(\omega)^2 \cos[\omega(\delta t_0 + \delta s(n-1)d)]. \quad (7)$$

由(7)式可以看出, 第  $n$  个接收器上波形的功率谱与平均功率谱之差  $R_n(\omega)$  是信号加载谱(即源功率谱  $\|W(\omega)\|^2$ ) 与管波和地层纵波干涉后的相位调制谱  $\cos[\omega(\delta t_0 + \delta s(n-1)d)]$  两者的乘积. 该调制谱包含了管波与地层波相互干涉的信息, 这种干涉对差谱  $R_n(\omega)$  所组成的数据阵列产生有规律的调制. 事实上, (4)式中的阵列功率谱  $P_n(\omega)$  中也含有该相位调制谱. 采用  $P_n(\omega) - \bar{P}(\omega)$  得到的差谱  $R_n(\omega)$ , 而不是  $P_n(\omega)$  本身进行处理是为了使这种调制作用更加突出(可参见稍后的图 3b). 无论计算

差谱时(6)式中的近似是否严格成立, 这种处理方法总是有效的, 其正确性在以下的理论和实际数据处理中得到了进一步的验证. 下面我们对差谱  $R_n(\omega)$  中的调制信号作进一步处理, 将地层声速信息提取出来.

对(7)式做希尔伯特变换, 假设管波和地层纵波都没有频散, 即  $\delta s$  与频率无关, 变换后得到  $I_n(\omega)$ :

$$I_n(\omega) = \text{Hilbert}\{R_n(\omega)\} = 2r \|W(\omega)\|^2 \sin[\omega(\delta t_0 + \delta s(n-1)d)], \quad (8)$$

其中,  $\text{Hilbert}\{\cdot\}$  表示对括弧  $\{\cdot\}$  中的函数取希尔伯特变换. 将(7)式与(8)式合并组成一个复数解析信号谱:

$$A_n(\omega) = R_n(\omega) + i \cdot I_n(\omega) = 2r \|W(\omega)\|^2 e^{i\omega[\delta t_0 + \delta s(n-1)d]}. \quad (9)$$

利用已知的管波波至到  $t_0^T$  及其慢度  $s_T$  代入, 再用平均振幅谱(即  $\|\bar{P}(\omega)\|^{1/2}$ ) 归一化, 得到

$$A_n^f(\omega) = \frac{A_n(\omega)}{\sqrt{\|P(\omega)\|}} e^{i\omega[t_0^T + s_T(n-1)d]} = \frac{2r}{\sqrt{1+r^2}} W(\omega) e^{i\omega[t_0^f + s_f(n-1)d]}. \quad (10)$$

由(10)式可以看出, 得到的波谱  $A_n^f(\omega)$  的相位中只含有与地层波有关的信息, 将该波谱用傅里叶逆变换到时域, 得到如下时域信号:

$$A_n^f(t) = F^{-1}\{A_n^f(\omega)\} = H[t - t_0^f - s_f(n-1)d], \quad (11)$$

其中  $H(t)$  为(10)式中振幅谱的逆变换. 上述时域信号的相位, 即在阵列接收器上的相移完全由地层纵波的慢度  $s_f$  所控制, 对此信号用阵列波形相关法处理便可以提取出地层纵波慢度  $s_f$ .

利用复数解析信号谱  $A_n(\omega)$  和平均功率谱  $\bar{P}(\omega)$ , 可以得到地层纵波与管波的波幅比值  $r$ , 如下式:

$$\frac{\|A_n(\omega)\|}{\sqrt{\bar{P}(\omega)}} = R = \frac{2r}{1+r^2}. \quad (12)$$

对阵列数据,  $R$  应取上式波谱比在频域和阵列中的平均值. 利用(12)式得到的  $r$  值, 我们可以评估波形干涉法的适用性. 若  $r$  值太小, 说明地层信号很弱, 提取的时差值可能不可靠; 反之, 若  $r$  值远大于 1, 说明地层信号较强, 套管与地层耦合良好, 不需要用该方法处理.

### 3.2 方法验证

我们用图 2 中自由套管的测井声波模拟数据来说明以上方法的处理步骤. 对图 2a 中的波形在 0~2 ms 的时段内取窗, 所得阵列波形(图 3a)只含有管

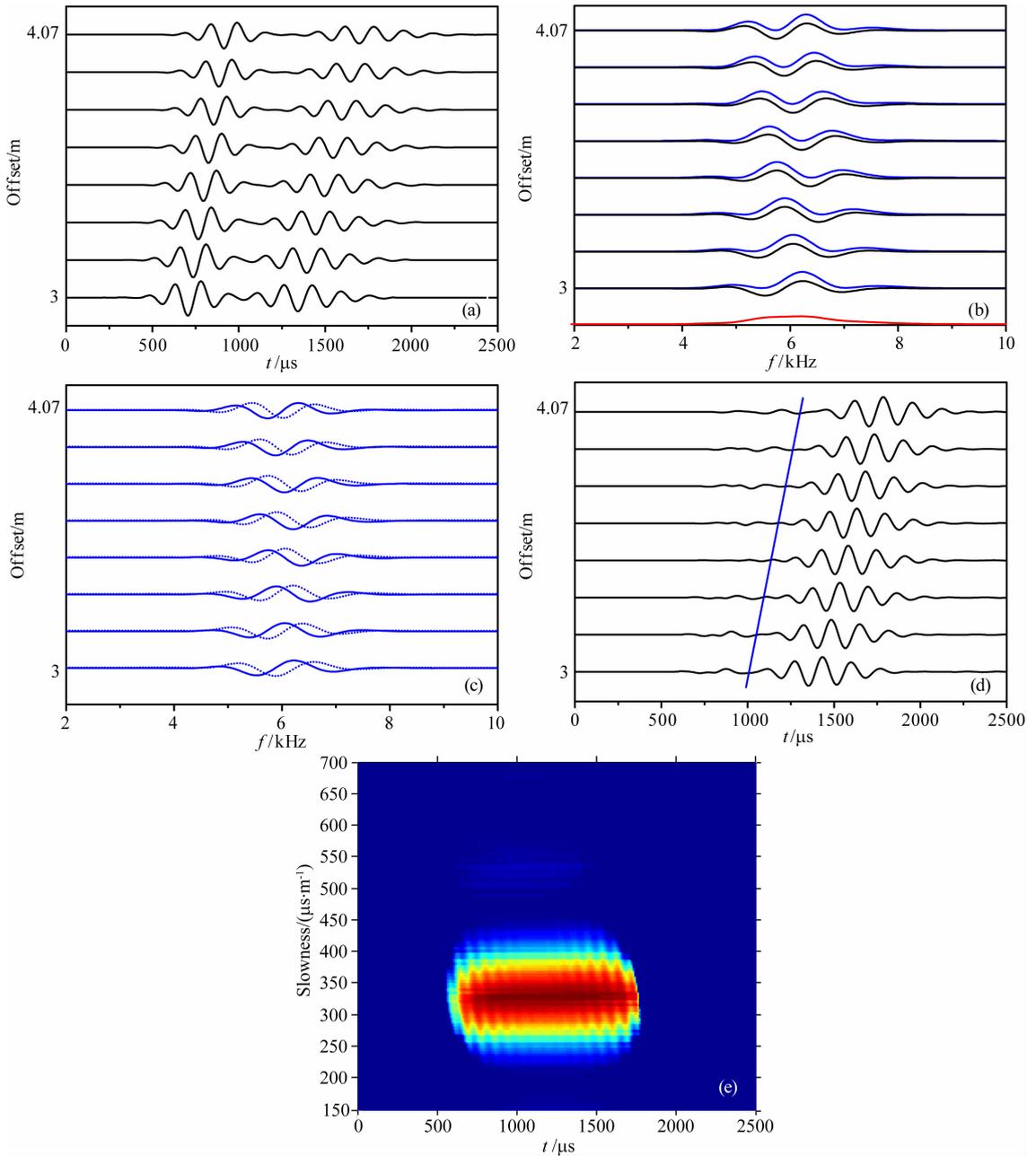


图3 (a) 图2a中波形数据在0~2 ms时段内取窗后的波形;(b) 图(a)中波形的功率谱(蓝色曲线)、平均功率谱(红色曲线)和差谱(黑色曲线);(c) 对差谱进行 Hilbert 变换后所得频谱  $A_n(\omega)$  的实部(实线)和虚部(虚线);(d) 采用波干涉方法处理图(a)中波形后的新阵列波形;(e) 图(d)中波形的时间-慢度相关图

Fig. 3 (a) Windowed array waveform containing only pipe and formation P-waves; (b) Power spectrum (blue curve), average power spectrum (bottom red curve), and the difference spectrum (black curve) for the data in (a); (c) The real (solid line) and imaginary (dotted line) part of the complex analytical signal  $A_n(\omega)$ ; (d) Extracted formation signal; (e) STC analysis result for the data in (d)

波和地层波,即为(1)式中的  $D_n(t)$ 。将图3a的波形数据做傅里叶变换得到的阵列功率谱  $P_n(\omega)$ ,如图3b中的蓝色曲线所示。图3b中的红色曲线为  $P_n(\omega)$  求和得到的平均功率谱  $\bar{P}(\omega)$ 。二者之差是图3b中黑色曲线所表示的差谱  $R_n(\omega)$ 。管波和地层波的干涉在功率谱  $P_n(\omega)$  和差谱  $R_n(\omega)$  中产生

调制现象,这种调制在阵列中呈有规律的变化。图3c中显示了差谱  $R_n(\omega)$  (实线)和其希尔伯特变换结果  $I_n(\omega)$  (虚线),将二者组成复数解析信号,再经(10)和(11)式的运算后得到图3d中的波形。与图3a原始波形中的地层波相比较,图3d中的波即为地层纵波。虽然地层波之前还有残余的管波(这种残

差主要是由(6)式中的近似产生的,只有在接收器数目  $N$  很大时(6)式才严格成立),但残余的管波完全没有相关性.图 3e 为图 3d 波形数据的时间-慢度相关图,图中只存在对应于地层纵波的极值,相关值为 0.9 左右,且其慢度值与模型中慢速地层的纵波慢度相等.利用(12)式计算得到的地层与管波的波幅比值  $r$  为 0.55,这与图 3a 中二者波形幅度的相对大小吻合.

在上述例子中,利用慢速地层中管波与地层波的分离,我们可以直观地验证波形干涉法所提取的地层纵波信息的正确性.下面我们证明,当管波与地层波重叠时,该方法仍能正确提取地层信息.

为了进一步验证波形干涉方法在自由套管井声波测井中的应用效果,本文模拟了在快速地层(参见表 1)中自由套管井的声波测井波形,计算所用声源中心频率为 12 kHz 时,数值模拟的波形及波形处理结果如图 4 所示.

图 4a 为在快速地层自由套管井中声波测井的

数值模拟结果,波形的初至部分主要是管波的贡献,地层纵波被淹没其中.采用波形相关法对波形进行分析得到时间-慢度相关图,如图 4b 所示.由下而上,相关图中第一个极大值对应的是套管波的慢度值  $185 \mu\text{s}/\text{m}$ .由于地层纵波与振幅很强的管波混叠在一起,图中很难看到地层纵波信息.采用波形干涉方法处理上述波形,图 4c 为处理后的波形,图 4d 为该波形的时间-慢度相关图.图 4c 中管波被有效地压制,使得原本较弱的地层纵波变得较明显,相应地,图 4d 中地层纵波的相关性大大增强,相关值在 0.9 左右,且其慢度值为  $240 \mu\text{s}/\text{m}$ ,与模型中的地层纵波慢度一致.利用(12)式计算得到的地层与管波的波幅比值  $r$  为 0.26,说明地层信号较弱,并且与管波相混难以识别.上述理论模拟数据处理结果表明该方法能够有效地压制管波,消除管波的相关性,显著地增强地层波的相关性,在理论上证明了波形干涉法在胶结不好的套管井中提取地层信息的有效性.

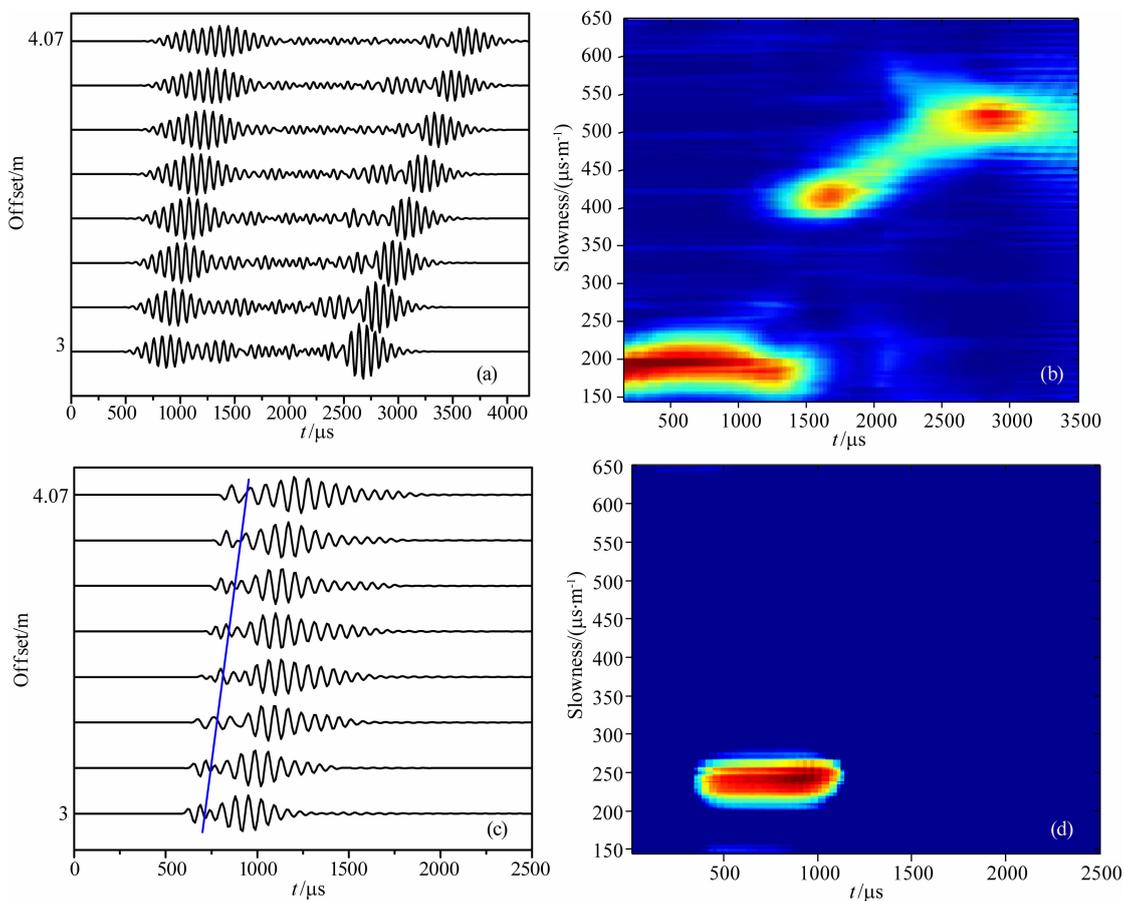


图 4 (a)在快速地层中,自由套管井声波测井的理论模拟波形;(b)图(a)中波形的时间-慢度相关图;

(c)采用波形干涉方法处理图(a)中波形后的新阵列波形;(d)图(c)中波形的时间-慢度相关图

Fig. 4 (a) Calculated synthetic array waveform in a fast formation with a free-pipe condition; (b) STC analysis result for the data in (a); (c) Extracted formation signal from the data; (d) STC analysis result for the extracted data

## 4 现场资料处理实例

### 4.1 实例 I

为初步验证波形干涉方法在现场套管井测井中的应用效果,本文给出了某一中速地层的套管井现场数据处理实例.首先给出了该数据中套管胶结不好的某一深度上的阵列波形、原始数据对应的时间-慢度相关图及波形干涉方法的处理结果,如图 5 所示.

图 5a 为原始阵列波形,图 5b 是该波形数据的时间-慢度相关图,由下而上,相关图中第一个极大值对应的是管波的慢度值  $185 \mu\text{s}/\text{m}$ .第二个相关性较差的极值对应的慢度值约为  $315 \mu\text{s}/\text{m}$ ,为地层纵波慢度,其余的两个波依次为地层横波和斯通利波.采用波形干涉方法处理该波形,图 5c 为处理后的波形,图 5d 为该波形的时间-慢度相关图.图 5c 中地层纵波幅度大大增强,管波虽有残余,但其在图 5d 中的相关值几乎为 0,地层纵波的相关值在 0.9 左

右,且其慢度值与图 5b 中的地层纵波慢度一致.地层波与管波的波幅比值为 0.3.上述处理结果表明在管波干涉情况下,该方法能够有效地提取地层纵波.

将上述现场套管井测井资料采用波形干涉方法进行处理,套管井中的声波测井数据和处理结果如图 6 所示.图中第一道为套管井中声波测井数据的变密度图,在深度区间  $2048 \sim 2053 \text{ m}$  和  $2065 \sim 2072 \text{ m}$  内,可以看到清晰的地层纵波波至,并且管波幅度很低,由此可知,这两个深度段处的固井质量良好.在其他深度段,尤其是在  $2053 \sim 2063 \text{ m}$  的深度段内,管波幅度特别强,地层纵波幅度相对较低,固井质量差.在第二道的联合相关图中,胶结差井段地层纵波的相关性很低,而固井质量好的井段相关性很好,可以直接提取地层纵波慢度.采用新方法处理该井段数据,显著地改善了胶结差井段地层纵波的相关性.第三道为处理后波形数据的联合相关图以及提取的声波时差曲线,在该联合相关图中,管波的相关性被有效地消除,地层纵波的相关性显著增

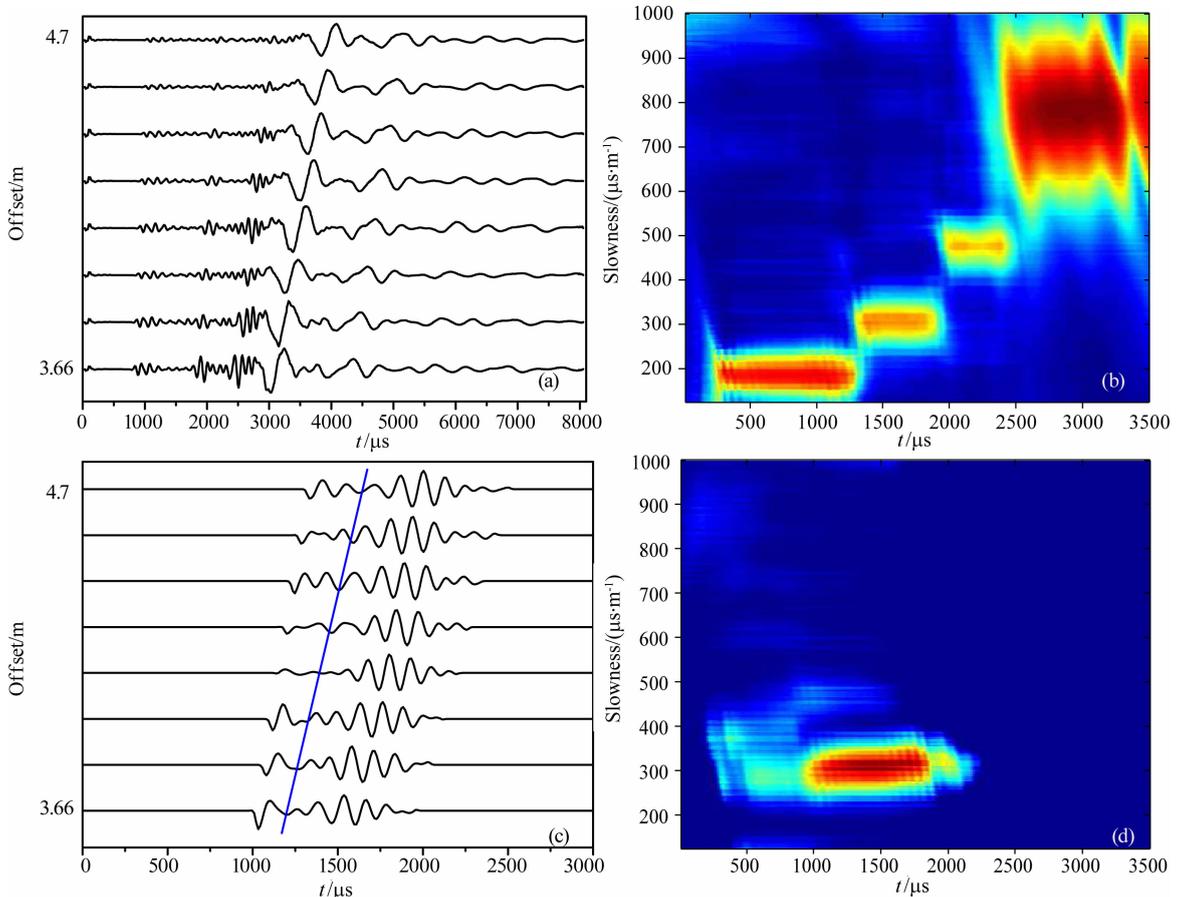


图 5 (a) 套管胶结不好的某一深度上的原始阵列波形;(b) 图(a)中波形的时间-慢度相关图;

(c) 采用波形干涉方法处理图(a)中波形后的新阵列波形;(d) 图(c)中波形的时间-慢度相关图

Fig. 5 (a) Array data from a poorly-bonded cased-hole; (b) STC analysis result for the data;

(c) Extracted formation signal from the data; (d) STC analysis result for the data in (c)

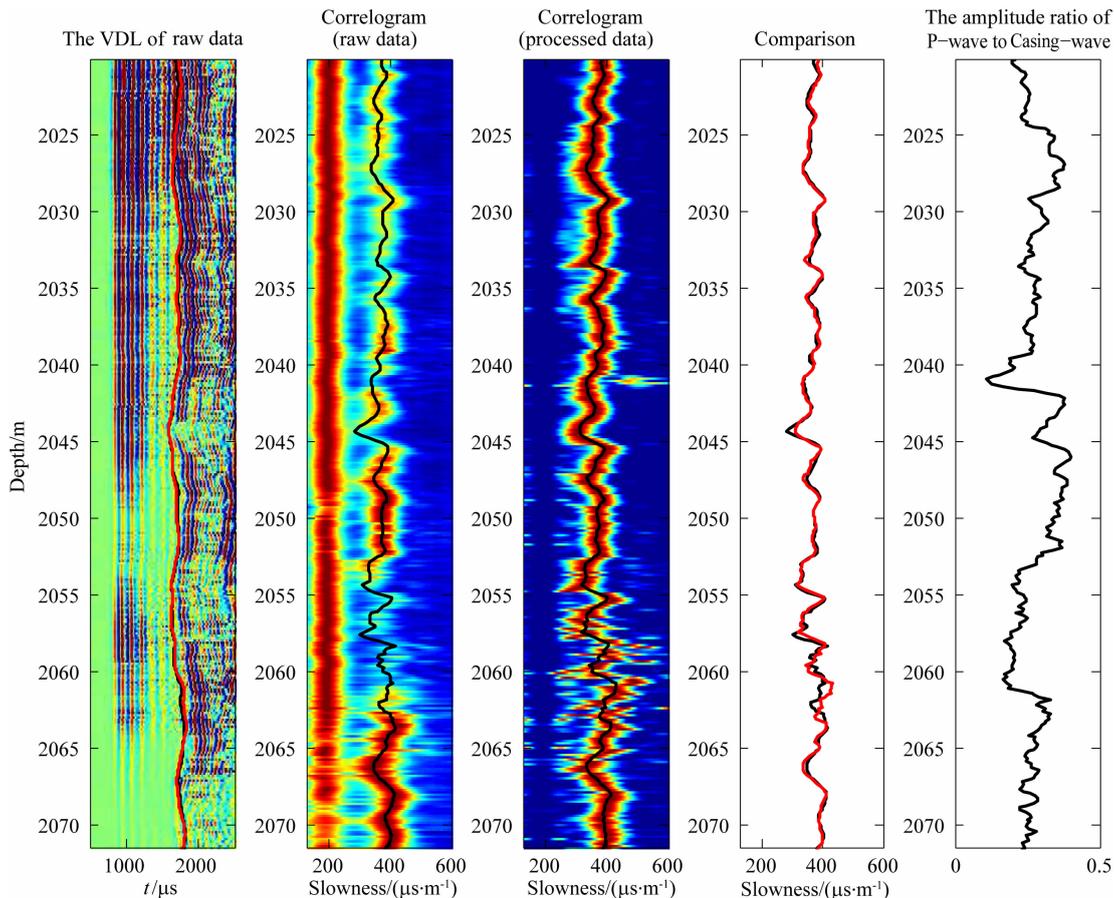


图6 某一中速地层的套管井测井数据处理结果图。从左到右:第一道为原始波形数据;第二道为原始数据联合相关图;第三道为采用波形干涉法得到的地层纵波的联合相关图;第四道为采用现有方法(黑线)和新方法(红线)所得地层纵波时差的对比;第五道为地层纵波与管波的波幅比值

Fig. 6 Processing results from an acoustic data set logged in a cased borehole with various cement bond conditions. From left to right; Panel 1 shows the waveform data; panel 2 is the STC result from the data; panel 3 is the STC result using the new technique; panel 4 shows the comparison of the slowness from the existing (black) and new (red) techniques; panel 5 shows the formation P- to casing wave amplitude ratio

强。在第四道中,将第二道和第三道中的地层纵波时差曲线(其中黑色曲线和红色曲线分别为第二道和第三道中的声波时差曲线)进行对比,两条曲线吻合的很好,验证了处理结果的正确性。利用时差曲线得到的地层纵波波至曲线与第一道中波形变密度图中的地层纵波波至吻合得很好,并且,在第五道中,地层纵波与管波的波幅比值的变化情况与第一道中的这两种波幅的相对变化情况具有很好的一致性,比值在 0.25 左右变化,说明处理方法的适用性和处理结果的正确性。这一现场数据处理例子中,当管波与地层波有较大分离时,可以直观地验证该方法提取地层波的有效性。下面的例子说明,当管波与地层波重叠时,也可以有效提取地层波信息。

#### 4.2 实例 II

为进一步验证波形干涉方法在胶结不好的快速

地层套管井中的应用效果,本文给出了一现场资料处理实例,井段为 3990~4027 m。首先给出了胶结不好的 3991.2 m 深度处的实测波形、对应的时间-慢度相关图及波形干涉方法的处理结果,如图 7 所示。

图 7a 为原始阵列波形,阵列中管波波幅很强,相关性很好,而地层纵波与管波混叠在一起,难以识别,相关性很差,如图 7b 的时间-慢度相关图所示,图中管波的相关值在 0.8 以上,而地层纵波的相关值低于 0.4。采用波形干涉方法进行处理,图 7c 为处理后的波形,其中纵波幅度和相关性都明显增强,地层波与管波的波幅比值为 0.31,其相关值在 0.9 左右,如图 7d 所示,管波被有效地压制,相关性基本消失。为了证明该相关数据提取的确实为地层纵波,我们对整个井段的处理结果进行对比和分析。

将上述整个套管井井段的测井资料采用波形干

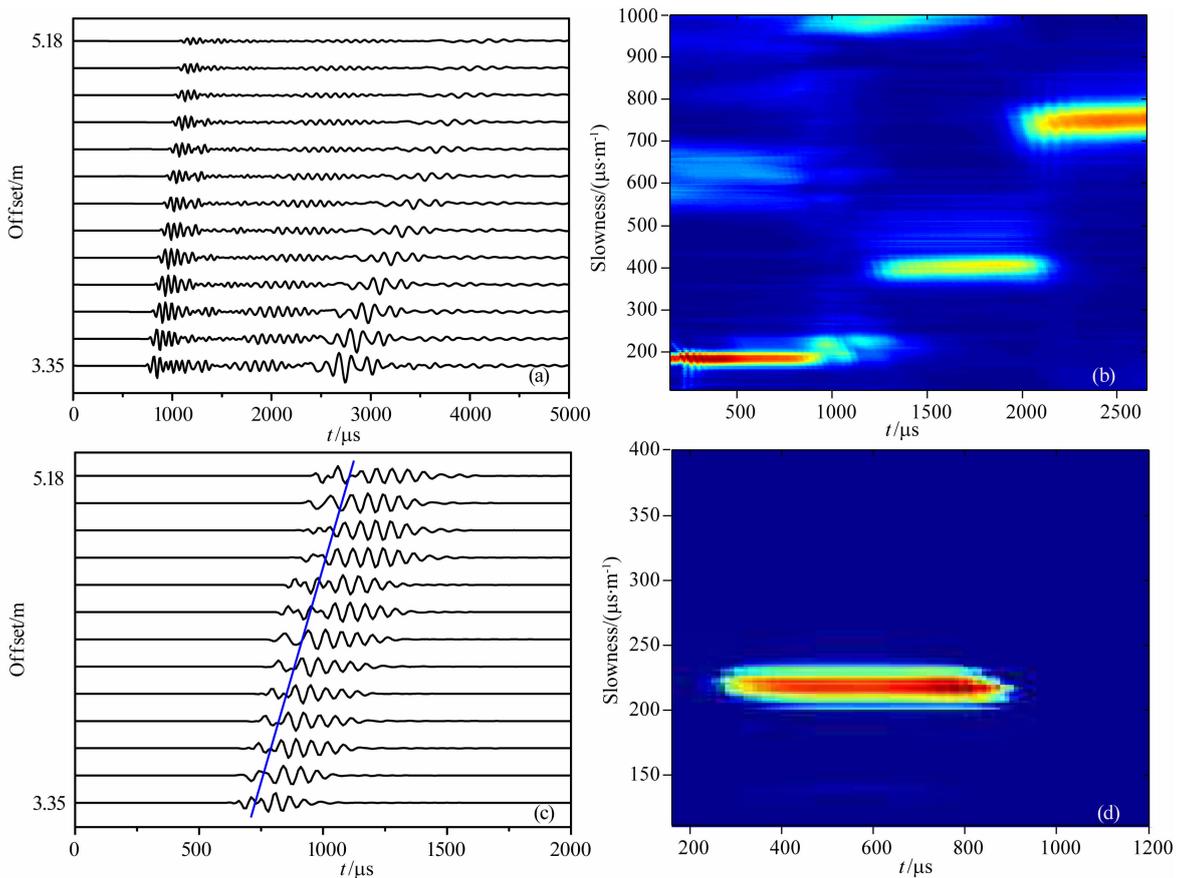


图7 (a) 3991.2 m 深度处的实测波形;(b) 图(a)中波形的时间-慢度相关图;(c) 采用波形干涉方法处理图(a)中波形后的新阵列波形;(d) 图(c)中波形的时间-慢度相关图

Fig. 7 Array data from a poorly-bonded cased-hole; (b) STC analysis result for the data; (c) Extracted formation signal from the data; (d) STC analysis result for the data in (c)

涉方法进行处理,测井声波数据和处理结果如图 8 所示.图中第一道为套管井中声波测井数据的变密度图,在整个井段内,可以看到清晰的地层横波波至.在深度区间 4026~4027 m 的井段内,几乎没有管波信息,可以看到幅度很小但清晰的地层纵波,说明该井段固井质量良好.在剩余井段固井质量差,管波幅度很强,由于是地层较快,地层纵波和管波混叠在一起,且地层纵波幅度低.第二道为原始波形数据的联合相关图及提取的地层横波时差曲线,图中地层纵波的相关性很差,且在多处与管波的相关极值靠得很近,难以提取.相比之下,地层横波的相关性很好,可以用来验证地层纵波的信息.采用新方法处理该井段数据,显著地改善了地层纵波的相关性.第三道为处理后波形数据的联合相关图以及提取的地层纵波时差曲线,在该图中管波的相关性被有效地消除,地层纵波的相关性显著增强.为了验证所得地层纵波慢度的正确性,将其与从第二道中提取的地层横波慢度相比较,可见二者存在很好的相关性,反

映着地层的变化,由提取的纵波慢度与横波慢度计算得到纵横波速比,如图第四道中所示,纵横波速比值在 1.5 和 2 的范围内,均值为 1.75,与固井质量良好井段(即 4026~4027 m 井段)的值相符.将利用第三道中地层纵波时差曲线得到的地层纵波波至曲线(红色曲线)和第二道中地层横波时差曲线得到的地层横波波至曲线(黑色曲线)进行对比,可见两者相关性很好,如第一道中所示,后者与横波波至吻合得很好,并且,在第五道中,地层纵波与管波的波幅比值的变化情况与第一道中的这两种波波幅的相对变化情况具有很好的一致性,比值在 0.3 左右变化,说明处理方法的适用性和地层纵波处理结果的正确性.上述套管井中现场数据的处理结果证明了波形干涉法对实际测井数据应用的有效性.

## 5 结论

对于套管井声波测井及数据处理,理论数值模

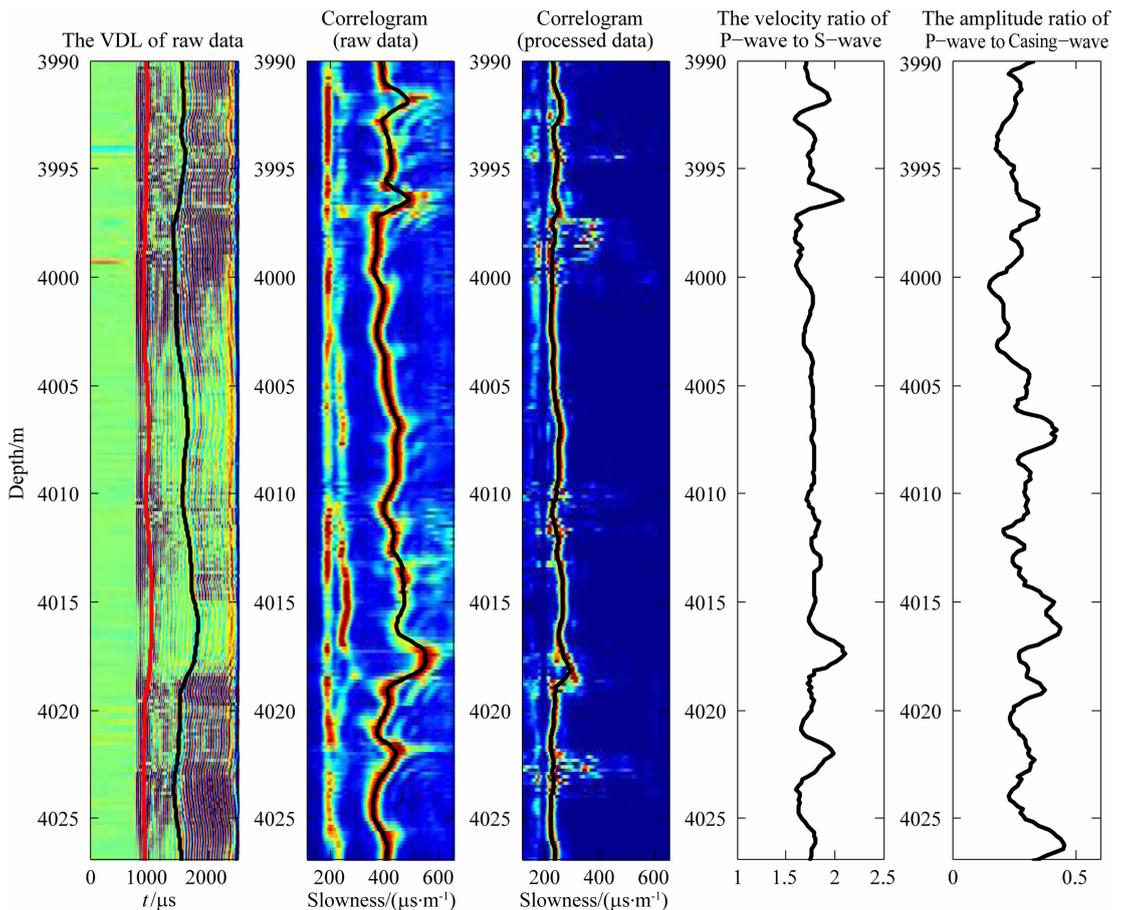


图8 某一快速地层的套管井测井数据处理结果图。从左到右:第一道为原始波形数据;第二道为原始数据联合相关图;第三道为采用波形干涉法得到的地层纵波的联合相关图;第四道为地层纵、横波波速比值;第五道为地层纵波与管波的波幅比值

Fig. 8 Processing results from an acoustic data set logged in a cased borehole with poor bond condition. From left to right: Panel 1 shows the raw waveform data; panel 2 is the STC result from the data; panel 3 is the STC result for the formation P-wave extracted using the new technique; panel 4 shows the  $V_p/V_s$  ratio from the processing; panel 5 shows the formation P- to casing wave amplitude ratio

拟和现场数据处理表明在套管胶结差的情况下,管波信号会干扰地层声波信号,并且会降低地层信号的相关性。对于这种情况,我们提出了一种新的声波处理方法——波形干涉法。该方法利用管波与地层波的干涉对阵列波形数据的功率谱产生的调制作用来提取地层信息。通过处理数值模拟的波形,验证了该方法的正确性和适用性;通过处理现场数据充分验证了该方法的应用效果和有效性。运用这一方法,可以有效地压制管波,显著地增强地层信号的信噪比及其相关性,提高地层信息探测的有效性,为套管井声波数据处理提供了一种有效的工具。

## References

Bose S, Valero H P, Dumont A. 2009. Semblance criterion

modification to incorporate signal energy threshold. SEG Houston 2009 International Exposition and Annual Meeting, 376-380.

Block L V, Cheng C H, Duckworth G L. 1991. Velocity analysis of multi-receiver full waveform acoustic logging data in open and cased holes. *The Log Analyst*, 32:188-200.

Chen X L, Tang X M, Zhang C H, et al. 2015. Finite-difference numerical and analysis on nonaxisymmetrical acoustic fields in cased boreholes. *Chinese J. Geophys.* (in Chinese), 58(1):318-326, doi:10.6038/cjg20150129.

Hsu K, Baggeroer A B. 1986. Application of the maximum-likelihood method (MLM) for sonic velocity logging. *Geophysics*, 51(3): 780-787.

Kimball C V, Marzetta T L. 1984. Semblance processing of borehole acoustic array data. *Geophysics*, 49(3): 274-281.

Li Z L, Du G S, Wang Y J. 2001. The effects of bonding conditions on the propagation of acoustic wave along a cased borehole. *Journal of Acoustics* (in Chinese), 26(1): 6-12, doi:10.

15949/j.cnki.0371-0025.2001.01.002.

- Tao H G, Zhang H B, Hou C H, Zhang Y J. 2004. Developing cementing quality control technology to meet the requirement of oilfield exploration. *Well Logging Technology* (in Chinese), 28(S02):9-12.
- Tang X M, Patterson D J. 2005. Analyzing and processing acoustic logging data for poorly bonded boreholes. 46<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Society of Petrophysics and Well-log Analysis. Paper OO.
- Tubman K M, Cheng C H, Toksoz M N. 1986. Synthetic full waveform acoustic logs in cased boreholes. II: Poorly bonded casing. *Geophysics*, 51(4): 902-913.
- Valero H P, Skelton O, Almeida C M. 2003. Processing of monopole sonic waveforms through cased hole. 73th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., 285-288.
- Wu Q, Li G X, Liu J P, et al. 2011. Progresses, needs and prospects of casedhole logging technologies in Petro China. *Well Logging Technology* (in Chinese), 35(6):497-501.
- Zhang H B, Qin Z G, Shang Z P, et al. 2009. Amplitude features of formation wave in acoustic full waveform of casing wells. *Progress in Geophysics* (in Chinese), 24(3): 1006-1012, doi: 10.3969/j.issn.1004-2903.2009.03.026.
- Zhu Y S. 1994. Application of full waveform acoustic log information to detect poor bond condition at the second

interface behind casing. *Chinese J. Geophys.* (in Chinese), 37(1):586-596.

## 附中文参考文献

- 陈雪莲,唐晓明,张聪慧等. 2015. 套管井贴壁声源激发的非轴对称声场的有限差分模拟及结果分析. *地球物理学报*, 58(1):318-326, doi:10.6038/cjg20150129.
- 李整林,杜光升,王耀俊. 2001. 套管井体胶结状态对井孔中声传播的影响. *声学学报*, 26(1):6-12, doi:10.15949/j.cnki.0371-0025.2001.01.002.
- 陆光华,张林让,谢智波. 2005. 数字信号处理. 西安:西安电子科技大学出版社.
- 唐晓明,郑传汉. 2004. 定量测井声学. 北京:石油工业出版社.
- 陶宏根,张宏兵,侯春会,张彦君. 2004. 发展固井质量检测技术满足油田勘探开发需求. *测井技术*, 28(S02):9-12.
- 吴奇,李国欣,刘军平等. 2011. 中国石油套管井测井技术的进展、需求与展望. *测井技术*, 35(6):497-501.
- 张宏兵,秦正贵,尚作萍等. 2009. 套管井声波全波列中地层波的幅度特性. *地球物理学进展*, 24(3): 1006-1012, doi:10.3969/j.issn.1004-2903.2009.03.026.
- 朱云生. 1994. 应用声测井全波信息探测第二界面窜槽. *地球物理学报*, 37(1):586-596.

(本文编辑 胡素芳)