

基于声波变密度测井的固井质量综合评价方法

张宏兵¹, 顾敏智¹, 唐达方¹, 杨雪冰², 付晨东², 王宏建²

(1. 河海大学土木工程学院, 江苏 南京 210098; 2. 中国石油大庆测井公司, 黑龙江 大庆 163412)

摘要 声波变密度测井作为评价固井质量的主要方法, 可以提供第一和第二界面的水泥胶结质量状况. 通过从变密度波形中提取套管波和地层波幅度(或能量) 值, 计算第一和第二界面的水泥胶结指数, 用于评价第一和第二界面固井质量. 由于地层波在传播过程中受影响因素较多, 在使用地层波评价第二界面时需要进行衰减校正、干扰校正等常规处理. 在此基础上, 提出对地层波幅度进行声阻抗差校正, 使最终获得的地层波幅度变化主要反映第二界面水泥胶结状况. 同时, 分析了微间隙在声幅曲线上的特征. 实际资料分析取得了良好的效果.

关键词 声波变密度; 固井质量; 第二界面; 地层波; 微间隙; 声阻抗

中图分类号 : TE26 **文献标识码** : A **文章编号** : 1000-198X(2007) 06-0690-05

在国内各油田, 用于检测固井质量的方法主要是声波变密度测井技术, 并已经取得了非常好的应用效果, 但是该测井资料解释还有一些问题需要解决. 目前国内外针对固井第一界面评价研究成果较多, 并建立了评价固井第一界面的定量解释标准. 有关固井第二界面评价, 最近几年国内研究成果也非常多, 除了一些理论探讨之外^[1-3], 也有一些实际应用成果, 主要是利用经过衰减校正、干扰校正的地层波幅度或能量参数进行评价^[4-6]. 此外, 文献[7]使用综合解释方法评价固井第一、二界面质量, 并结合 SGDT 水泥环平均密度参数识别微间隙. 本文结合大庆油田固井质量评价的实际需求, 以精确提取套管波和地层波为基础, 计算第一、二界面水泥胶结指数, 以此综合评价固井质量. 在对地层波进行衰减校正和干扰校正外, 首次提出对地层波进行第二界面声阻抗差校正.

1 固井第一界面水泥胶结质量评价

1.1 套管波和地层波初始旅行时间

在套管井中, 接收器接收到的波列依次为套管波、地层波和直达的泥浆波, 前 2 项的旅行时间分别为

$$\begin{cases} t_{ca} = t_{td} + dt_{mud}(d_{cai} - d_{to}) + dt_{ca}l_s \\ t_f = t_{td} + dt_{mud}(d_{cai} - d_{to}) + dt_{ca}(d_{cao} - d_{cai}) + dt_{cem}(d_{cal} - d_{cao}) + dtl_s \end{cases} \quad (1)$$

式中: dt_{ca} , dt_{cem} , dt_{mud} , dt ——套管、水泥、泥浆和地层介质的声波时差值; d_{to} , d_{cai} , d_{cao} , d_{cal} ——仪器外径、套管内径、套管外径和裸眼井井径; l_s , t_{td} ——变密度测井仪器的源距和延迟时间.

1.2 套管波能量计算

波的能量与振幅有关, 振幅越大, 则能量越强. 在变密度波列中, 为了整体反映波列的能量, 应开一定的波长窗口求取套管波平均能量, 其形式为

$$E_{\text{平}} = \frac{h}{\Delta T} \sum_{i=1}^n A_i^2 \quad (2)$$

式中: ΔT ——窗长; n ——窗长内所包括波的周期数; A_i ——第 i 个周期内波的振幅; h ——常数. 通常套管波首波到达时间一般在 $378 \sim 400 \mu\text{s}$ 之间, 且为一常数. 能量法计算套管波平均能量的开窗长度不宜过长或过短, 通常以 $180 \mu\text{s}$ 为宜, 并根据实际情况进行适当调整.

1.3 第一界面水泥胶结指数

套管井中, 声波衰减与水泥抗压强度有关, 它是水泥胶结的函数. 也就是说, 水泥胶结质量与套管波首波幅度衰减率呈正比关系, 可以用胶结指数表示水泥胶结质量. 胶结指数 BI 是指目的层段的声波衰减率与全胶结层的声波衰减率的比值, 即

$$BI_1 = \frac{\lg A_0 - \lg A}{\lg A_0 - \lg A_{msa}} \tag{3}$$

式中: BI_1 ——第一界面水泥胶结指数; A, A_0, A_{msa} ——目的层、空套管和全胶结层段套管波幅度值.

2 固井第二界面水泥胶结质量评价

2.1 地层波幅度的提取

目前, 提取地层波幅度主要有 2 种方法, 即旅行时间法和相关分析法^[4, 6]. 旅行时间法就是利用裸眼井声波时差曲线, 按照地层波射线路径计算地层波的初始到达时间, 即式(1)中的 t_f . 值得注意的是, 当计算的旅行时间与地层波到达时间不太吻合时, 需要调整仪器的延迟时间 t_{td} . 有了地层波旅行时间 t_f , 就可以在变密度波形中开一个时间窗口, 并在此窗口中依据式(2)计算地层波的平均幅度(或能量)值. 通常, 时间窗口长度 Δt 不宜太小, 应包含 1~2 个周期的波形, 约 60~100 μs .

在缺少声波时差数据时, 可以通过相关分析法拾取地层波, 即在某一深度确定一个固定窗长的标准地层波, 并依据波形之间的相关性(计算相关系数)追踪地层波旅行时间在深度上的变化. 由于套管波或复模式波尾波的干扰影响, 使用相关分析法追踪地层波往往有些偏差. 为此, 消除干扰影响后进行相关分析的效果将会更好.

2.2 地层波幅度的校正

由于地层波幅度受多种因素影响, 在使用它评价第二界面质量之前, 需要进行地层的吸收衰减校正、套管波或复模式波干扰校正以及声阻抗差校正等.

2.2.1 衰减校正和干扰校正

地层波在传播过程中, 其幅度衰减随地层介质而变化, 故需要进行衰减校正. 通常裸眼井资料不能直接提供地层的声衰减, 但地层的泥质含量与声衰减有密切关系, 即泥质含量增加地层声衰减增大, 地层波能量减弱. 利用自然伽马测井曲线可以确定地层的泥质含量, 进而定义地层波的衰减率 α (地层声衰减的相对大小). 现有的文献^[6]多数使用线性公式计算 α , 需要事先给出泥质含量的最大值和最小值. 本文使用非线性势函数直接计算 α , 即

$$\alpha = \frac{(V_{sh}/q)^2}{1 + (V_{sh}/q)^2} \tag{4}$$

式中: V_{sh} ——目的层的泥质含量; q ——刻度参数. 在考虑地层声衰减的情况下, 校正后地层波能量为

$$E_2^* = E_2 \frac{\alpha}{\alpha_{min}} \tag{5}$$

式中: E_2 ——未校正的地层波能量; α_{min} ——最小的地层波衰减率.

由于在地层波到达之时套管波或复模式波还没有衰减完, 故在地层波能量计算过程中需要考虑套管波或复模式波的干扰影响. 在进行干扰校正时, 以地层波首波到达时间为界, 在该时刻两侧分别开 1 个时间窗口, 窗口长度相等, 同时计算 2 个窗口内的平均能量 E_1 和 E_2 , 并以此计算第二界面能量参数(详细内容见文献[4, 5]), 以消除干扰影响. 在计算第二界面能量参数时, 可以用 E_2^* 代替 E_2 .

2.2.2 声阻抗差校正

地层波幅度不仅受衰减和干扰影响, 还反映了第二界面两侧介质声阻抗的耦合情况(即声阻抗差的大小). 也就是说, 经衰减和干扰校正后地层波的强弱并不仅仅反映第二界面胶结质量的好坏, 还包含声阻抗差的信息. 关于这一点, 现有文献多数没有涉及, 只有苏远大等^[8]在实际资料分析中发现了随着地层声波时差增大对应地层波能量增强的现象. 然而, 声波时差越大, 地层声波速度越小, 地层波衰减相对较快, 地层波能量也越小, 这与苏远大等发现的现象似乎不符.

事实并非如此, 只是在分析地层波能量与第二界面胶结质量的关系时, 往往忽略第二界面两侧介质的声

阻抗差的大小.理论上,接收探头测得的地层波是过水泥环的入射波达到临界角时产生的沿地层传播的折射波(或滑行波),只有当地层的声速大于第二界面另一侧介质(水泥或混浆)的声速时,才可能产生这种滑行的地层波.如果地层声速小于水泥声速,即使第二界面胶结良好,也可能无法获得地层波信号.故此,地层波能量主要与第二界面两侧介质的声阻抗差有关.

依据斯奈尔定律(既反射与透射定律),在垂直入射情况下,界面的反射系数和透射系数与界面两侧介质的声阻抗差有关,即

$$R_{PP} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{\rho_2 v_{p2} - \rho_1 v_{p1}}{\rho_2 v_{p2} + \rho_1 v_{p1}} \quad T_{PP} = 1 - R_{PP} = \frac{2Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (6)$$

式中: R_{PP} ——纵波反射系数; T_{PP} ——纵波透射系数; Z_1, Z_2 ——第二界面两侧的声阻抗; v_{p1}, ρ_1 ——介质 1(水泥环)的声速和密度; v_{p2}, ρ_2 ——介质 2(地层)的声速和密度.从式(6)可以看出,当介质 1 和 2 的声阻抗差比较大时, R_{PP} 大, T_{PP} 小,反之, R_{PP} 小, T_{PP} 大.由于滑行的地层波只是入射角为临界角的透射波,地层波也应该遵循透射定律.故声阻抗差大则地层波能量弱,声阻抗差小则地层波能量强.通常情况下,地层声速大于水泥(或混浆)声速,声波时差值则相反.因此,地层声波时差值大,则声阻抗差小,致使地层波能量强.这种分析结果正好与实际声波时差与地层波关系相吻合.

为此,在经过衰减校正和干扰校正后,还需要进行声阻抗差校正,以消除由于第二界面两侧声阻抗差的不同而引起地层波能量上的差别.具体做法就是将经过临界角透射的折射波能量恢复为入射波能量,即

$$E_0 = \frac{E}{T_{PP}} \quad (7)$$

式中: E_0 ——入射波能量; E ——折射波能量.注意,这里的 E 为经过衰减校正和干扰校正后的 E_2 .

2.3 第二界面水泥胶结指数

通过对现有文献的分析发现,在利用地层波幅度计算第二界面水泥胶结指数方面,主要有 2 类方法:第二界面能量参数的标准化方法^[4],通过校正后地层波幅度获得第二界面水泥胶结指数^[6].本文借鉴计算第一界面水泥胶结指数的方法,采用衰减比计算第二界面水泥胶结指数,即

$$BI_2 = \frac{\lg A - \lg A_{\min}}{\lg A_{\max} - \lg A_{\min}} \quad (8)$$

式中: $A, A_{\max}, A_{\min}$ ——经过衰减校正、干扰校正和声阻抗校正后的地层波能量及其最大值和最小值. BI_2 值越大则第二界面胶结质量越好,而标准化第二界面能量参数越小则第二界面胶结质量越好^[4].

3 微环隙识别方法

套管-水泥环界面的微环隙是指套管与水泥之间存在极小的充满流体的环形空间,其厚度一般定义为 0.1 mm 左右.微环隙不影响生产层间的水力密封,但水泥环与套管间没有切变耦合,致使在声幅固井质量检测中套管波幅度偏高,与第一界面窄槽特征相似,很难区分.

理论数值模拟和室内试验发现,出现微环隙的声幅值介于胶结好与胶结差声幅值之间,通常在 20 ~ 40 mV 之间,并且微环隙是大段出现的(微间隙的长度特征).此外,有人提出利用 1.524 m(5 ft)和 0.914 m(3 ft)声幅比值能够判断微环隙的存在,即:胶结差井段比值小于 1.0;微间隙和胶结良好井段比值都大于 1.0.目前,识别微环隙的最好方法就是综合 SGDT 伽马密度测井和声变测井.第一、二界面窄槽将导致伽马密度测井水泥环平均密度降低,而微间隙存在对水泥环平均密度影响非常小,测得的密度值仍是正常的水泥密度.为此,把微间隙井段的长度、声波测井和伽马密度测井 3 方面的特征综合在一起,可以对套管-水泥界面微间隙进行综合评价.

4 实际生产井资料评价情况

在进行实际固井声波变密度测井资料解释时,需要胶结状况评价标准.第一界面评价标准可以使用中国石油天然气总公司 1990 年建议的固井质量评价标准.然而,至今还没有统一的第二界面评价标准.本文使用一个惯用的第二界面评价标准:若 $BI_2 \geq 0.65$,则固井质量为“良好”;若 $BI_2 = 0.35 \sim 0.65$,为“中等”;若 $BI_2 \leq 0.35$,为“差”.

本文利用上述方法对大庆油田的声波变密度测井实际资料进行了处理和解释,这里仅以 BEI1-361-642 井资料作一评价。BEI1-361-642 井的测量井段为 750~1150 m,水泥返高为 818 m,仪器为大庆测井公司自行研制的 DLS-3 型声波变密度测井仪。从测井原图(图 1)可以看出,从水泥返高以下,该井套管波幅度值都比较低,反映出固井第一界面水泥胶结质量都比较好。套管波初始到达时间约为 $100\mu\text{s}$,地层波(纵波)到达时间约为 $400\sim 600\mu\text{s}$ 。在图 1(b)中,深度为 900~950 m 井段的地层波清晰可见,在深度 933 m 左右出现套管波(即第一界面质量变差),在深度 923~927 m 井段出现复模式波,该波先于地层波而晚于套管波到达,并与地层波叠加。

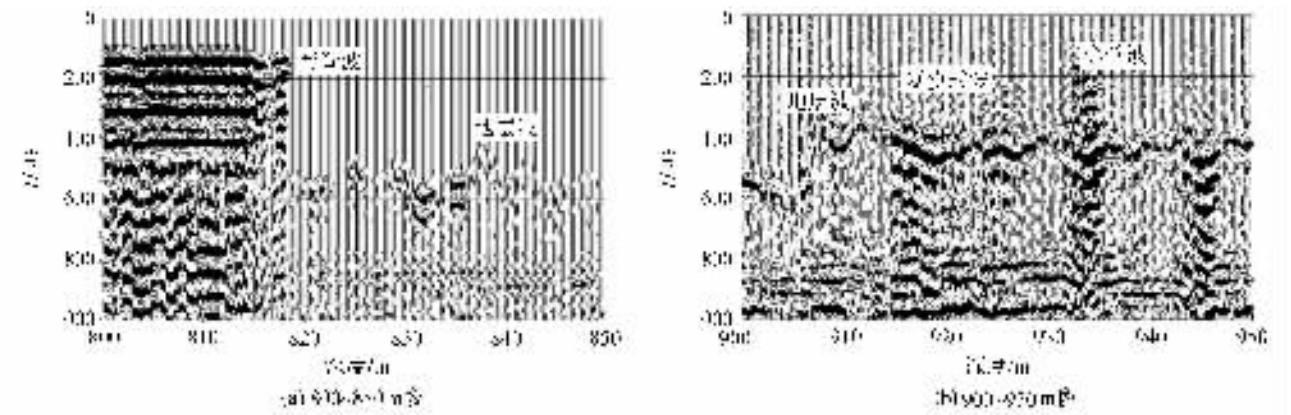


图 1 BEI1-361-642 井变密度测井图

Fig.1 Variable density logging plot for well BEI1-361-642

图 2 为水泥胶结指数曲线,其中实线 BI_1 和虚线 BI_2 分别为第一界面和第二界面水泥胶结指数。需要说明的是,计算第二界面水泥胶结指数时,不仅进行了衰减和干扰校正,还进行了声阻抗差校正。从图 1 中可以发现,831~836 m 井段的地层波幅度明显高于其上下井段的,这是由于该井段地层纵波速度比较低引起第二界面两侧介质声阻抗差较小,而不是该井段第二界面固井质量明显好于其上下井段。这一点从图 2(a)中虚线 BI_2 也可以看出,在 820~840 m 井段 BI_2 值变化不大,即第二界面质量基本相同。通过图 2 可以对 BEI1-361-642 井全井段固井质量进行评价。在水泥返高面以下, BI_1 值普遍大于 0.8,为第一界面胶结良好,仅少数井段 BI_1 值在 0.4~0.8 之间,为第一界面胶结中等,如 858.5~859.5 m、1113~1116 m 等井段。在 910 m 以下井段, BI_2 值基本都大于 0.65,为第二界面胶结良好;从水泥返高面至 910 m 井段, BI_2 值主要介于 0.5~0.65 之间,为第二界面胶结中等,只有在 835~842 m、851~865 m 和 882~894 m 等井段 BI_2 值大于 0.65,为第二界面胶结良好。

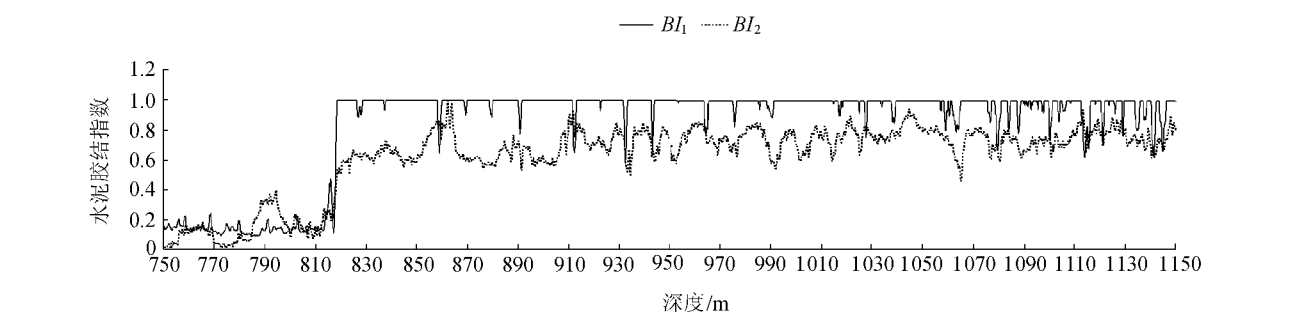


图 2 BEI1-361-642 井第一、二界面水泥胶结指数

Fig.2 Cement bonding index of first and secondary interfaces for well BEI1-361-642

5 结 语

a. 使用声波变密度测井评价固井第一界面水泥胶结质量的方法和解释标准已经趋于成熟,主要使用套管波幅度及相应的水泥胶结指数。微间隙的识别需要结合 1.524 m(5 ft)与 0.914 m(3 ft)声幅比值、声幅值和长度特征等信息进行综合评价,在具有 SGDT 仪器提供的水泥环平均密度值的情况下效果将会更好。

b. 基于地层波幅度定量评价固井第二界面水泥胶结质量不仅需要进行衰减校正、干扰校正,更需要考虑第二界面两侧介质声阻抗差的影响,进行地层波幅度的声阻抗差校正,使地层波幅度或能量参数主要反映第二界面水泥胶结质量。此外,目前还没有一个统一的第二界面胶结质量评价标准,现行使用的评价标准没有经过严格的检验,使用时要结合各地区的具体情况加以调整。

参考文献:

- [1] 刘继生,王克协.用频率-波数分析研究声波测井全波列的各波相[J].测井技术,2000,24(3):198-202.
- [2] 胡文祥,钱梦录.套管井声场合成波形及其时频特征分析[J].声学学报,2002,27(3):223-228.
- [3] 张宏兵,黄宝华,陶宏根,等.利用声波变密度测井检测第二界面固井质量[J].河海大学学报:自然科学版,2006,34(5):552-556.
- [4] 王天波,刘正锋,张宇晓,等.声幅变密度测井定量评价固井质量的研究[J].测井技术,2002,26(1):55-59.
- [5] 谢艳萍,舒卫国,王正久.声波-伽马密度测井技术在大港油田的应用[J].测井技术,2004,28(2):31-34.
- [6] 唐振欢.固井水泥胶结质量两个界面定量评价方法研究[J].小型油气藏,2005,10(2):50-53.
- [7] 刘继生,王克协,吕秀梅,等.水泥-地层界面胶结状况综合解释方法及应用[J].测井技术,2000,24(5):340-344.
- [8] 苏远大,孙建孟,施振飞,等.地层声速对固井质量评价的影响及消除方法[J].石油钻探技术,2005,33(4):39-41.

A comprehensive evaluation method for cementing quality based on acoustic variable density logging

ZHANG Hong-bing¹, GU Min-zhi¹, TANG Da-fang¹, YANG Xue-bing², FU Chen-dong², WANG Hong-jian²

(1. College of Civil Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China;

2. Daqing Well Logging Company of CNPC, Daqing 163412, China)

Abstract: The acoustic variable density logging, a main method for evaluation of cementing quality, was employed for calculation of the bonding indexes of the first and the secondary interfaces by extracting the amplitude information (or energy value) of casing waves and formation waves from variable density logging, and further for evaluation of the cementing quality. Owing to the fact that the propagation of formation waves is influenced by many factors, some conventional processing methods, such as attenuation correction and disturbance correction should be taken when the formation wave was used for evaluation of cementing quality of the secondary interface. Furthermore, the acoustic impedance gradient correction of the amplitude of the formation wave was suggested so that the variation of the amplitude of the formation wave finally obtained mainly reflected the status of cement bonding of the secondary interface. Moreover, the micro-annulus feature in cement bonding logging (CBL) curve was analyzed. The results of cementing quality obtained by field data interpretation were satisfactory.

Key words: acoustic variable density; cementing quality; secondary interface; formation wave; micro-annulus; acoustic impedance