

# 基于近似流体替代的快速无迭代横波速度预测方法

侯波<sup>1,2</sup>, 陈小宏<sup>1,2</sup>, 张孝珍<sup>3</sup>, 梁东海<sup>1,2</sup>

1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
2. 中国石油大学(北京)CNPC物探重点实验室, 北京 102249
3. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司地质科学研究院, 东营 257015

**摘要** 横波速度对于储层表征、流体识别具有重要意义。实际测井数据中横波速度信息缺乏,因而横波速度预测已成为岩石物理研究的重要内容。经验回归公式法横波速度预测都是建立在水饱和和岩石的基础之上,油气饱和储层横波速度预测需要先对流体进行替代。利用无需横波速度的流体替代方法预测油气储层饱含水时的纵波速度,克服了传统流体替代方法需要横波速度的局限。再借助水饱和和岩石纵波速度-横波速度回归关系式实现储层完全饱含水时的横波速度预测。进而通过密度校正,获得储层含油气时的横波速度,建立了一种快速无迭代的横波速度预测方法。将该方法成功地应用于实际测井资料的横波速度预测,预测结果表明,预测精度相对未进行流体替代的预测结果,有较大的提高,说明快速无迭代横波速度预测方法是行之有效的。

**关键词** 流体替代;横波速度;岩石物理

**中图分类号** P631,P618

**文献标识码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2011.31.004

## Prediction Method for Fast and Iteration-free Shear Wave Velocity Based on Approximated Fluid Substitution

HOU Bo<sup>1,2</sup>, CHEN Xiaohong<sup>1,2</sup>, ZHANG Xiaozhen<sup>3</sup>, LIANG Donghai<sup>1,2</sup>

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. CNPC Key Laboratory of Geophysical Exploration, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
3. Geological Science Research Institute, Shengli Oilfield Company, China Petroleum & Chemical Corporation, Dongying 257015, Shandong Province, China

**Abstract** The information on shear wave velocity is insufficient in realistic well logging data, even though shear wave velocity plays an important role in the reservoir characterization and fluid identification. Therefore it has become an important part of rock physics research to predict shear wave velocity ( $V_s$ ). Empirical regression equations are based on water saturated rock; therefore, the fluid of hydrocarbon saturated rock must be substituted by water before shear wave velocity prediction. Using fluid substitution without shear wave velocity to predict longitudinal wave velocity ( $V_p$ ) of water saturated rock, the drawback that traditional fluid substitution needs shear wave velocity for the prediction is overcome. By employing  $V_p$ - $V_s$  regression equations of water saturated rock, reservoir shear wave velocities with water saturation are predicted. Furthermore, by using density correction, shear wave velocities of reservoir saturated by hydrocarbon are obtained, and then the method for predicting fast shear wave velocity without iteration is established and is applied to shear wave velocity prediction of realistic well logging data. The results demonstrate that prediction precision of the method proposed is obviously higher than that without fluid substitution, and fast shear wave velocity prediction method without iteration is effective.

**Keywords** fluid substitution; shear wave velocity; rock physics

### 0 引言

横波信息对地震模拟,AVO分析以及流体识别具有重要

意义。但实际测井资料中,横波信息较少。因此许多岩石物理学家都致力于横波速度预测的研究。横波速度预测的方法大

收稿日期:2011-09-16;修回日期:2011-10-13

基金项目:国家自然科学基金项目(41074098);国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2007CB209606)

作者简介:侯波,博士研究生,研究方向为岩石物理、叠前地震反演等,电子信箱:houbol10@163.com

致可以分为两种。第一种是回归经验公式预测法,通过对大量的纵波速度和横波速度数据进行统计分析,回归得到一个纵波速度-横波速度经验关系式,然后将这一关系式应用到没有横波信息的井中,直接获得横波速度。比较常用的经验公式是 1985 年 Castagna 等<sup>[1]</sup>给出的水饱和和碎屑硅酸岩的纵波速度-横波速度经验公式,也就是著名的泥岩基线。1986 年 Han 等<sup>[2]</sup>基于 75 块砂岩岩样在不同压力下的测量结果,给出了纵波速度和横波速度之间的线性回归公式。1993 年 Castagna 和 Backus<sup>[3]</sup>对纵波速度-横波速度经验公式进行了总结,分别给出饱含水石灰岩、白云岩、砂岩以及泥岩的纵波速度-横波速度回归公式。经验公式预测法缺乏明确的物理意义,但该方法计算简单且通常能得到比较稳定的预测结果<sup>[4]</sup>。第二种是理论模型预测法。为了克服经验公式缺乏明确物理意义的缺点,1995 年 Xu 和 White 联合 K-T 模型<sup>[5]</sup>、微分等效介质理论<sup>[6]</sup>以及 Gassmann 理论<sup>[7]</sup>提出了砂-泥岩混合岩石的理论模型,即 Xu-White 模型<sup>[8-9]</sup>。该模型考虑了孔隙形状对纵波、横波速度的影响,具有较高的精度。2007 年乔悦东<sup>[10]</sup>、郭栋等<sup>[11]</sup>对 Xu-White 模型的应用进行了研究,取得了较好的横波速度预测结果。理论模型具有较好的物理基础和明确的物理意义,但理论模型通常比较复杂,计算量也比较大。

基于物理模型的横波速度预测(如 Xu-White)算法复杂,需要多次迭代,计算量较大。而回归经验公式法横波速度预测建立在饱和水岩石的纵波速度-横波速度回归公式基础之上,实际地层目的层段的储层中通常含有油或气而不完全饱和水,油或气(尤其是气)的存在会导致实际储层纵波速度-横波速度关系偏离基于饱和水岩石建立的纵波速度-横波速度经验回归公式。Greenberg 和 Castagna<sup>[12]</sup>结合 Gassmann 理论<sup>[7]</sup>和不同岩性的纵波速度-横波速度经验公式,提出了不同流体饱和情况下的横波速度预测方法。但该方法在计算时,流体替代公式中包含有未知的横波速度,需要多次迭代修改经验参数,才能完成横波速度的预测,这势必增加计算量。本文引入无需横波速度的流体替代方法,代替传统的流体替代方法,结合不同岩性的纵波速度-横波速度回归经验公式给出了适用于混合岩石的快速无迭代的横波速度预测方法。

### 1 无需横波速度的流体替代方法

当储层中含有烃类(油或气)时,为了应用基于饱和水岩石建立的纵波速度-横波速度回归公式,需要先进行流体替代,得到饱含水时岩石的纵波速度,再利用饱含水岩石的纵波速度和回归公式预测横波速度。传统的流体替代方法,首先通过含烃类时岩石的密度、纵波和横波速度  $\rho^{(1)}$ 、 $v_p^{(1)}$  和  $v_s^{(1)}$  计算其体积模量  $K_{sat}^{(1)}$  和剪切模量  $\mu_{sat}^{(1)}$

$$K_{sat}^{(1)} = \rho^{(1)} \left[ [v_p^{(1)}]^2 - \frac{4}{3} [v_s^{(1)}]^2 \right] \quad (1)$$

$$\mu_{sat}^{(1)} = \rho^{(1)} [v_s^{(1)}]^2 \quad (2)$$

再利用精确的 Gassmann 方程<sup>[7]</sup>可以得到精确的流体替代公式<sup>[13]</sup>

$$\frac{K_{sat}^{(2)}}{K_m - K_{sat}^{(2)}} - \frac{K_{fl}^{(2)}}{\phi(K_m - K_{fl}^{(2)})} = \frac{K_{sat}^{(1)}}{K_m - K_{sat}^{(1)}} - \frac{K_{fl}^{(1)}}{\phi(K_m - K_{fl}^{(1)})} \quad (3)$$

由于流体对剪切模量没有影响,流体替代后保持剪切模量不变,即

$$\mu_{sat}^{(2)} = \mu_{sat}^{(1)} \quad (4)$$

式(3)和式(4)中,  $K_{sat}^{(2)}$  和  $\mu_{sat}^{(2)}$  分别为饱和水时岩石的体积模量和剪切模量,  $K_m$  为基质的体积模量,  $K_{fl}^{(1)}$  和  $K_{fl}^{(2)}$  分别为含烃流体和水的体积模量,  $\phi$  为孔隙度。

由于式(1)、式(2)中包含未知参数,也是要预测的参数——含烃类流体时岩石的横波速度  $v_s^{(1)}$ , 利用式(1)一式(4)无法直接计算饱和水时岩石的纵波速度  $v_p^{(2)}$ 。Greenberg 和 Castagna 通过多次迭代的方法来计算饱和水时的纵波速度  $v_p^{(2)}$ , 在迭代过程中需要经验地选取连接两种流体饱和岩石纵波速度的松弛变量  $\delta$  的初始值,并在迭代过程中修改这一松弛变量。给定  $\delta$ , 两种流体饱和岩石纵波速度有如下关系:

$$v_p^{(2)} = (1 + \delta)v_p^{(1)} \quad (5)$$

借助式(5)可以直接由含烃储层的纵波速度获得饱和水时储层的纵波速度,再由经验回归公式可以预测得到横波速度,将横波速度代入精确的流体替代公式(1)一式(4)可以得到新的纵波速度,再利用式(5),重复以上过程。反复迭代,直到  $\delta=0$  时,终止迭代。参数  $\delta$  需要人为给定,选取不恰当会增加计算量。

本文通过引入无需横波速度的流体替代方法,可以快速无迭代地完成流体替代。Mavko 等<sup>[14]</sup>给出了 Gassmann 方程的近似表达式,

$$\frac{M_{sat}}{M_m - M_{sat}} \approx \frac{M_{dry}}{M_m - M_{dry}} + \frac{M_f}{\phi(M_m - M_f)} \quad (6)$$

其中,  $M_{sat}$  为饱和流体的纵波模量,  $M_m$  基质的纵波模量,  $M_{dry}$  为干岩石的纵波模量,  $M_f$  为流体纵波模量。式(6)中等式右端第一项与流体无关,将两种流体对应的饱和岩石纵波模量  $M_{sat}$  和流体纵波模量  $M_f$  代入式(6),并消去式(6)右端第一项可以得到与式(3)类似的公式<sup>[15]</sup>:

$$\frac{M_{sat}^{(2)}}{M_m - M_{sat}^{(2)}} - \frac{M_{fl}^{(2)}}{\phi(M_m - M_{fl}^{(2)})} = \frac{M_{sat}^{(1)}}{M_m - M_{sat}^{(1)}} - \frac{M_{fl}^{(1)}}{\phi(M_m - M_{fl}^{(1)})} \quad (7)$$

式(7)中不含有横波速度项,而只与纵波速度有关。借助式(7)可以实现无需横波速度的流体替代方法。

(1) 基质的纵波模量  $M_m$  由矿物的模量用 Hill 平均计算得到<sup>[16]</sup>。由测量纵波速度  $v_p^{(1)}$  和密度  $\rho^{(1)}$  计算得到地层的纵波模量  $M_{sat}^{(1)} = \rho^{(1)} [v_p^{(1)}]^2$ 。由测井解释流体饱和度和流体体积模量用 Wood 方程<sup>[17]</sup>计算混合流体的体积模量  $K_{fl}^{(1)}$ 。由于流体剪切模量为 0, 所以含烃流体体积模量  $K_{fl}^{(1)}$  也就是纵波模量  $M_{fl}^{(1)}$ 。水的体积模量  $K_{fl}^{(1)}$  也与纵波模量  $M_{fl}^{(1)}$  相等。

(2) 将  $M_m$ 、 $M_{sat}^{(1)}$ 、 $K_{fl}^{(1)}$ 、 $M_{fl}^{(1)}$  及测井解释孔隙度  $\phi$  代入式(7)计算饱和水岩石的纵波模量  $M_{sat}^{(2)}$ 。

(3) 用流体密度变化校正岩石密度,进而得到饱和水岩石的密度为

$$\rho^{(2)} = \rho^{(1)} + \phi[\rho_f^{(2)} - \rho_f^{(1)}] \quad (8)$$

其中,  $\rho^{(1)}$ ,  $\rho^{(2)}$  分别为含烃岩石和饱含水岩石的密度;  $\rho_f^{(1)}$ ,  $\rho_f^{(2)}$  分别为含烃流体和水的密度。

(4) 饱和水岩石纵波速度为

$$v_p^{(2)} = \sqrt{(M_{sat}^{(2)}/\rho^{(2)})} = \sqrt{\left(K_{sat}^{(2)} + \frac{4}{3}\mu_{sat}^{(2)}\right)/\rho^{(2)}} \quad (9)$$

通过以上步骤可以在未知横波速度的情况下实现流体替代,进而得到流体替代后的纵波速度。该方法无需迭代进行,可以由已知参数一步直接计算得到流体改变后的纵波速度。解决了 Greenberg 和 Castagna<sup>[12]</sup>在流体替代时,需要选取猜测参数,并增加计算量的难题。

为了进一步确定式(7)的准确性和有效性,以 Han 等<sup>[2]</sup>在 40MPa 压力下实验室测量得到的饱含水岩石的数据,分别用传统的流体替代方法(即利用式(1)一式(4)和式(8)一式(9))和近似流体替代方法(即利用式(7)一式(9))预测饱含水岩石的纵波速度,并进行了对比。在计算过程中用到的矿物模量值如表 1<sup>[8]</sup>所示。预测结果如图 1 所示,两种方法的预测结果几乎在一条斜率为 1 的直线上,说明近似流体替代方法具有较高的纵波速度预测精度,更加详尽的精度分析可以参见文献[14]。总之,近似流体替换的精度可以满足流体替代的精度要求。而从实用的角度上讲,近似流体替代方法无需横波速度信息,大大提高了流体替代的适用性和实用价值。

表 1 各种矿物的弹性模量和密度值

Table 1 Elastic constants and densities of various minerals

物理量	使用值
石英体积模量/GPa	38
石英剪切模量/GPa	44
泥质体积模量/GPa	25
泥质剪切模量/GPa	9
水体积模量/GPa	2.29
气体积模量/GPa	0.07
石英密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	2.65
泥质密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	2.58
水密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	1.0
气密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	0.21

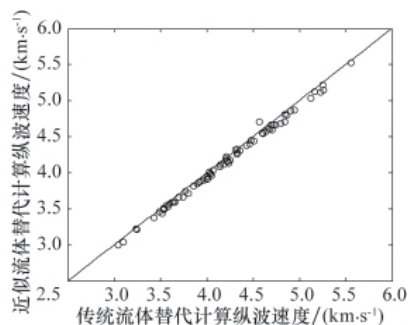


图 1 两种方法预测饱含气岩石纵波速度结果比较

Fig. 1 Comparisons between two methods results of gas saturated rock longitudinal wave velocity prediction

## 2 横波速度预测

实际测井数据通常缺乏横波速度信息,在无横波信息的

情况下,利用近似流体替代公式代替传统的流体替代公式,再联合水饱和岩石 Greenberg–Castagna 回归系数<sup>[12]</sup>,即可实现横波速度的预测。

(1) 利用近似流体替代方法对含油气层进行流体替代,把原流体饱和岩石替换为完全饱含水岩石,并计算水饱和岩石的纵波速度。

(2) 借助 Greenberg–Castagna 回归系数计算饱含水岩石的横波速度。计算公式如下:

$$\begin{cases} v_s^{(2)} = \frac{1}{2} \left\{ \left[ \sum_{i=1}^L x_i \sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} [v_p^{(2)}]^j \right] + \left[ \sum_{i=1}^L x_i \left( \sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} [v_p^{(2)}]^j \right)^{-1} \right]^{-1} \right\} \\ \sum_{i=1}^L x_i = 1 \end{cases} \quad (10)$$

其中,  $x_i$  为岩性成分体积分数;  $L$  为单矿物岩性成分数;  $a_{ij}$  为 Greenberg–Castagna 经验回归系数<sup>[12]</sup>,系数具体值见表 2;  $N_i$  为第  $i$  成分多项式的阶,砂岩、泥岩和白云岩的阶数均为 1,石灰岩的阶数为 2;  $v_p^{(2)}$  为利用近似流体替代方法计算得到的饱和水岩石的纵波速度;  $v_s^{(2)}$  为饱和水时岩石的横波速度。

表 2 Greenberg–Castagna 回归系数

Table 2 Regression coefficients of Greenberg–Castagna

岩性	$a_{i2}$	$a_{i1}$	$a_{i0}$
砂岩	0	0.80416	-0.85588
泥岩	0	0.76969	-0.86735
白云岩	0	0.58321	-0.07775
石灰岩	-0.05508	1.01677	-1.03049

(3) 由式(8)计算完全水饱和岩石的密度  $\rho^{(2)}$ ,再结合饱和水岩石的横波速度  $v_s^{(2)}$ ,计算饱和水岩石的剪切模量

$$\mu_{sat}^{(2)} = \rho^{(2)} [v_s^{(2)}]^2 \quad (11)$$

(4) 保持剪切模量不变

$$\mu_{sat}^{(1)} = \mu_{sat}^{(2)} \quad (12)$$

(5) 由剪切模量  $\mu_{sat}^{(1)}$  和流体替代前的岩石密度  $\rho^{(1)}$  计算流体替代前的横波速度

$$v_s^{(1)} = \sqrt{\mu_{sat}^{(1)}/\rho^{(1)}} \quad (13)$$

将上述快速无迭代横波速度预测方法应用于实际测井数据。测井数据来源于目的层段,对应地层存在 3 个含气砂岩层和两个泥岩隔层。图 2 给出了横波速度预测所需要的测井测量数据,包括孔隙度、泥质含量、纵波速度和密度。由图 2 可以看出,3 个虚线椭圆处对应的 3 个含气层在流体替代前,由于储层中气体的存在,纵波速度局部相对较低。图 3 给出了流体替代前直接利用 Greenberg–Castagna 回归系数预测的横波速度与真实横波速度的对比。由于流体对横波速度影响较小,这使得含气层的纵波、横波速度关系严重偏离了 Greenberg–Castagna 回归系数,因而直接对含气层应用 Greenberg–Castagna 回归系数预测横波速度存在较大的误差。如图 3 椭圆处所示,在 3 个含气层的位置,预测横速度曲线严重偏离了实际横波速度曲线。而利用本文提出的快速无迭代横波速度预测方法,不仅具有较快的计算效率,同时计算

精度也比较高。如图 4 所示,预测横波速度曲线与实际横波速度曲线即使在含气层位置也有较好的吻合度。

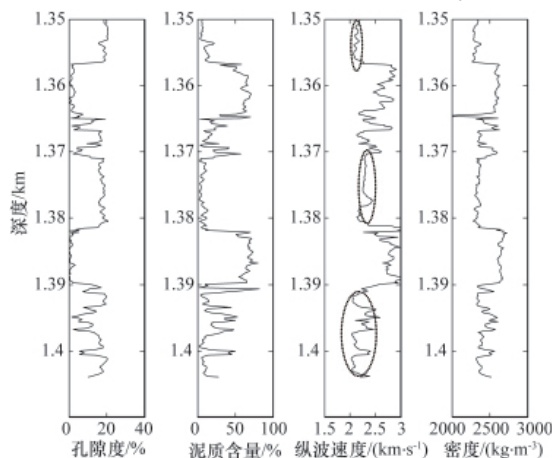


图 2 横波速度预测所需测井曲线

Fig. 2 Input well curve data used for predicting S-wave velocity

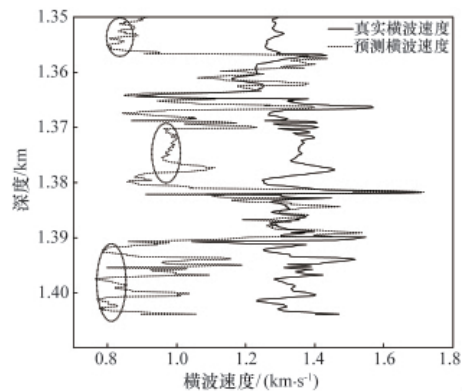


图 3 流体替代前横波速度预测结果

Fig. 3 Results of shear wave velocity prediction before fluid substitution

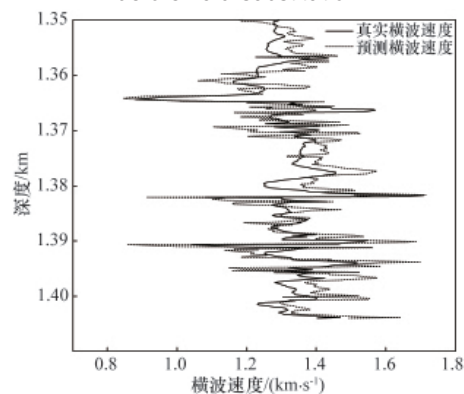


图 4 流体替代后横波速度预测结果

Fig. 4 Results of shear wave velocity prediction after fluid substitution

### 3 结论

基于 Gassmann 方程的近似式,得到无需横波信息的近似流体替代方法,并将近似流体替代方法应用于实验室测量数据。结果表明,近似流体替代方法具有较高的精度,在缺乏

横波速度信息的情况下可以代替传统的流体替代方法。由于近似流体替代方法无需迭代求解,因而具有速度快的特点。联合近似流体替代方法和 Greenberg-Castagna 回归经验关系式,导出了快速无迭代横波速度预测方法。将该方法应用于由实际测井数据的横波速度预测,预测结果表明,预测精度相对流体替换前有很大的提高。说明本文提出的横波速度预测方法不仅具有速度快的特点,还具有较高的预测精度。

### 参考文献 (Reference)

- [1] Castagna J P, Batzle M L, Eastwood R L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks[J]. *Geophysics*, 1985, 50(4): 571-581.
- [2] Han D, Nur A, Morgan D. Effect of porosity and clay content on wave velocity in sandstones[J]. *Geophysics*, 1986, 51(11): 2093-2107.
- [3] Castagna J P, Backus M. Offset-dependent reflectivity: The theory and practice of AVO analysis[M]. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 1993.
- [4] Jørstad A, Mukerji T, Mavko G. Model-based shear-wave velocity estimation versus empirical regressions[J]. *Geophysical Prospecting*, 1999, 47(5): 785-797.
- [5] Kuster G T, Toksöz M N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media, Part 1, Theoretical formulations [J]. *Geophysics*, 1974, 39(5): 587-606.
- [6] Nishizawa O. Seismic velocity anisotropy in a medium containing oriented cracks transversely isotropic case[J]. *Journal of the Physical Earth*, 1982, 30(4): 331-347.
- [7] Gassmann F. Über die elastizität poröser medien [J]. *Veirjahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft*, 1951, 96(1): 1-23.
- [8] Xu S, White R E. A new velocity model for clay-sand mixtures [J]. *Geophysical Prospecting*, 1995, 43(1): 91-118.
- [9] Xu S, White R E. A physical model for shear-wave velocity prediction[J]. *Geophysical Prospecting*, 1996, 44(4): 687-717.
- [10] 乔悦东, 高云峰, 安鸿伟. 基于 Xu-White 模型的优化测井横波速度预测技术研究与应用[J]. *石油天然气学报*, 2007, 29(5): 100-105. Qiao Yuedong, Gao Yunfeng, An Hongwei. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2007, 29(5): 100-105.
- [11] 郭栋, 印兴耀, 吴国忱. 横波速度计算方法与应用 [J]. *石油地球物理勘探*, 2007, 42(5): 535-538. Guo Dong, Yin Xingyao, Wu Guochen. *Oil Geophysical Prospecting*, 2007, 42(5): 535-538.
- [12] Greenberg M L, Castagna J P. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications [J]. *Geophysical Prospecting*, 1992, 40(2): 195-209.
- [13] Avseth P, Mukerji T, Mavko G. Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk[M]. New York: Cambridge University Press, 2005.
- [14] Mavko G, Chan C, Mukerji T. Fluid substitution: Estimating changes in  $V_P$  without knowing  $V_S$ [J]. *Geophysics*, 1995, 60(6): 1750-1755.
- [15] Spikes K T, Dvorkin J P. Gassmann-consistency of velocity-porosity transforms[J]. *The Leading Edge*, 2005, 24(6): 581-583.
- [16] Hill R. The elastic behavior of a crystalline aggregate [J]. *Proc phys soc A*, 1952, 65(5):349-354.
- [17] Wood A W. A textbook of sound [M]. New York: The MacMillan Co, 1955: 360.
- [18] Mavko G, Mukerji T, Dvorkin J. The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 1998.

(责任编辑 刘志远)