

doi: 10. 11720/wtyht. 2024. 2567

杨骐羽, 李景叶, 吴凡, 等. 考虑软矿物纵横比的页岩岩石物理建模及其应用[J]. 物探与化探, 2024, 48(1): 98–104. [http://doi.org/10. 11720/wtyht. 2024. 2567](http://doi.org/10.11720/wtyht.2024.2567)Yang Q Y, Li J Y, Wu F, et al. A petrophysical model of shales considering soft-mineral aspect ratios and its application[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2024, 48(1): 98–104. [http://doi.org/10. 11720/wtyht. 2024. 2567](http://doi.org/10.11720/wtyht.2024.2567)

考虑软矿物纵横比的页岩岩石物理建模及其应用

杨骐羽^{1,2}, 李景叶^{1,2}, 吴凡^{1,2}, 李文瑾^{1,2}, 崔津铭^{1,2}

(1. 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)地球物理学院, 北京 102249)

摘要: 以往针对页岩储层的岩石物理建模常忽略孔隙类型与软矿物纵横比对弹性模量的影响。本文同时考虑孔隙类型、孔隙形状与软矿物纵横比, 建立横向各向同性页岩岩石物理模型; 将固体矿物分为硬矿物与软矿物两类, 考虑软矿物的各向异性特征与形状变化; 基于储层实际情况将孔隙分为粒内孔、有机孔与粒间孔三类, 孔隙形状分为硬孔隙与软孔隙两种; 最后, 利用粒子群法反演输入参数, 进一步计算纵横波速度、各向异性参数与岩石力学参数。结合实际资料应用, 用已知测井横波速度与各向同性岩石力学计算结果进行对比, 结果表明该模型的应用效果较好。

关键词: 软矿物纵横比; 孔隙纵横比; 横向各向同性; 岩石物理模型; 页岩; 横波速度预测

中图分类号: P631.4

文献标识码: A

文章编号: 1000–8918(2024)01–0098–07

0 引言

建立更精确的页岩岩石物理模型, 将有助于分析储层物性参数与弹性参数的关系, 寻找敏感性参数, 开展“甜点”预测等工作。1981 年, Jones 和 Wang^[1] 提出页岩内部垂直定向排列的裂缝所引起的 HTI (horizontal transverse isotropy) 各向异性程度远小于由颗粒定向排列导致的 VTI (vertical transverse isotropy) 各向异性。对于垂向裂缝不发育的页岩储层, 通常建立横向各向同性页岩岩石物理模型。

1994 年, Hornby 等^[2] 将自相容模型 (self compatible model, SCA) 和微分等效介质模型 (differential equivalent medium model, DEM) 推广至各向异性, 为各向异性储层岩石物理建模提供理论基础。2007 年, 原宏壮^[3] 对 Xu-White 模型进行改进, 将孔隙分为黏土孔隙与砂岩孔隙, 建立了各向同性双重孔隙泥质砂岩有效介质模型。Bandyopadhyay^[4]、Wu 等^[5] 与胡起等^[6–7] 分别考虑到页岩储层中有机质的

各向异性与孔隙形状对弹性模量的影响, 建立页岩岩石物理模型, 但均忽略了黏土的各向异性及其形状的变化。2015 年, 王璞等^[8] 认为孔隙形状与矿物形状共同影响着岩石的纵横波速度, 建立适用于各向同性介质的 S-S 模型。2019 年, 张琦斌等^[9] 基于各向同性假设, 将孔隙分为干酪根中存在的有机孔与混合物中的粒间孔, 建立了一种考虑含混合流体干酪根的页岩岩石物理模型, 该模型的前提假设限制了模型精度。Ruiz 等^[10–11] 通过实验室测量, 证明了岩石基质中存在软孔隙 (低孔隙纵横比), 分别讨论了软孔隙与单一孔隙纵横比对岩石物理建模的影响, 研究说明考虑页岩储层中的孔隙变化是有必要的。此后, 桂俊川等^[12]、张益明等^[13]、刘致水等^[14] 以不同方法精细描述孔隙形状, 建立了不同的岩石物理模型。

考虑到页岩储层的各向异性的特征, “甜点”区的孔隙度一般在 0.01 附近, 且矿物形状与孔隙形状共同影响着储层的弹性模量^[3]。本文基于页岩储层的实际地质情况, 建立了同时考虑孔隙类型、孔隙

收稿日期: 2022-11-25; 修回日期: 2023-09-08

基金项目: 国家自然科学基金项目 (41774131, 41774129); 国家重点研发计划项目 (2019YFC0312000)

第一作者: 杨骐羽 (1999–), 博士在读, 专业为地质资源与地质工程, 研究重点为地震反演与储层预测、页岩气“甜点”预测。Email: 2021310418@student.cup.edu.cn

形状与软矿物形状的横向各向同性的页岩岩石物理模型,基于粒子群法反演输入参数,开展纵横波速度、各向异性参数与岩石力学参数计算的工作,并结合实际资料进行验证。

1 页岩岩石物理建模及参数反演

1.1 储层特征分析

我们针对鄂尔多斯盆地某页岩储层建立岩石物理模型。梁晓伟等^[15]对鄂尔多斯盆地页岩储层展开系统研究,其研究区内岩石中存在的主要陆源碎屑矿物成分为石英、长石和黏土矿物,其中石英含量在 16.9%~80.4% 之间,斜长石与钾长石的总量一般为 9%~43%,黏土矿物含量在 8%~62% 之间,孔隙度主要介于 0.85%~9.57% 之间。曹尚等^[16]对鄂尔多斯盆地孔隙发育特征展开对比分析,认为页岩储层主要发育着粒间孔、粒内孔和有机孔三类孔隙,其中粒间孔主要发育在黏土矿物与石英、长石等

刚性颗粒间,粒内孔主要发育在脆性矿物内,有机孔多发于有机质与黏土矿物的分界面上。

图 1 为研究工区储层测井曲线,其中, *CAL* 为井径曲线、*DEN* 为密度曲线、*CNL* 为中子孔隙度曲线、*GR* 为自然伽马曲线、*RT* 为电阻率曲线; *TOC* 为干酪根含量曲线; *VSH* 为泥质含量曲线、*POR* 为孔隙度曲线、*SW* 为含水饱和度曲线;图中箭头所指区域为测井曲线指示的“甜点”区。本文选取黑色线框(2 250~2 290 m)区域为研究区进行岩石物理建模。在深度为 2 269 m 和 2 290 m 处有明显的扩径现象,可能导致预测精度的降低。目标层内干酪根含量基本高于 0.02,具有工业开发价值;孔隙度整体较小,大致在 1% 附近,含水饱和度较高,大致在 99% 附近,且变化趋势不大。页岩在微观尺度下黏土、干酪根以及不为球形孔隙的定向排列,使得页岩具有较强的各向异性特征,且页岩储层内部矿物成分和孔隙类型较为复杂。

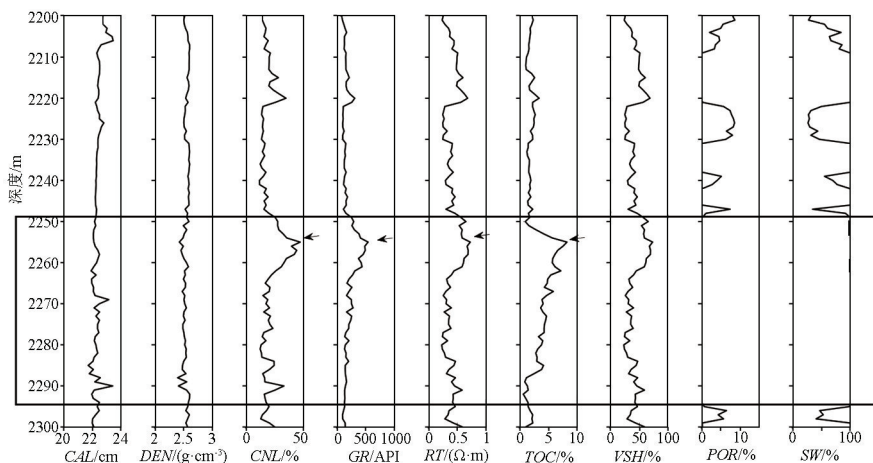


图 1 测井曲线

Fig. 1 Well logging curve

1.2 岩石物理建模框架及其原理

研究区具有孔隙度低、干酪根含量高、泥质含量高的特征,扁平状孔隙、黏土与干酪根的定向排列均使得页岩具有较强的各向异性特征。若考虑过多因素进行岩石物理建模,必将使得模型的输入参数增加,给正演模拟带来一定困难。

页岩储层矿物成分复杂,本文将固体矿物分为脆性矿物(石英与长石)与软矿物(黏土、干酪根)两类。认为脆性矿物表现为各向同性特征,基于 VRH 平均模量(式 1)计算脆性矿物混合物的弹性模量:

$$M_{VRH} = \frac{M_V + M_R}{2}, \quad (1)$$

式中: M_{VRH} 为 Voigt 上限与 Reuss 下限的算术平均; M_V 与 M_R 分别为 Voigt 基于等应变平均提出的 Voigt

上限模量^[17]和 Reuss 基于等应力平均提出的 Reuss 下限模量^[18],具体形式如下:

$$M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i, \quad (2)$$

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i}, \quad (3)$$

式中: f_i 为各组分的体积含量, M_i 为各组分弹性模量。VRH 模型将不同组分的矿物均匀混合,通常被用于估算混合物的弹性模量。

考虑黏土与干酪根相互嵌合的实际情况,计算各向异性两相介质混合的弹性模量。对于多相介质混合物, Berryman^[19]给出了各向同性多相介质的 SCA 模型。两相介质混合时,不少学者均发现 SCA 模型的第二相介质含量需要为 40%~60% 时,才能

保证介质双相流通^[3]。因此,SCA 模型通常与 DEM 模型共同使用,建立双相介质;即,先以第二相介质含量为 50%利用 SCA 模型混合,再利用 DEM 模型调节

$$C^{SCA} = \sum_{n=1}^N v_n C^n [I + \hat{G}(C^n - C^{SCA})]^{-1} \times \left\{ \sum_{P=1}^N v_P [I + \hat{G}_{ijkl}(C^P - C^{SCA})]^{-1} \right\}^{-1}, \quad (4)$$

$$\frac{d}{dv}[C^{DEM}(v)] = \frac{1}{1-v}[C^i - C^{DEM}(v)] \times \{I + \hat{G}_{ijkl}[C^i - C^{DEM}(v)]\}^{-1}, \quad (5)$$

式中: v_n 与 C^n 分别为第 n 相的体积含量和刚度矩阵; I 为等效的刚度张量; $\hat{G}_{ijkl} = \frac{1}{8\pi}(\bar{G}_{ijkl} + \bar{G}_{jikl})$, $\bar{G}$ 为与包含物形状相关的刚度张量。对于背景介质为横向各向同性时,可通过线积分表示; $C^{DEM}(v)$ 和 C^i 分别为替换了体积为 v 后的等效介质的刚度张量和第 i 相的刚度张量; C^{SCA} 与 C^{DEM} 分别为 SCA 模型与 DEM 模型最终输出结果。

建立矿物混合物后,将储层孔隙按其类型分为脆性矿物中存在的粒内孔、介质 I 中存在的有机孔以及所有矿物混合物中的粒间孔,并利用各向异性 DEM 模型添加不同种类的孔隙。最后,基于 Brown 和 Korringa^[20] 提出的各向异性流体替换模型(式 6),得到饱和流体页岩岩石物理模型:

$$S_{ijkl}^{(dry)} - S_{ijkl}^{(sat)} = \frac{(S_{ij\alpha\alpha}^{(dry)} - S_{ij\alpha\alpha}^0)(S_{kl\alpha\alpha}^{(dry)} - S_{kl\alpha\alpha}^0)}{(S_{\alpha\alpha\beta\beta}^{(dry)} - S_{\alpha\alpha\beta\beta}^0) + (\beta_{fl} - \beta_0)\varphi}, \quad (6)$$

式中: $S_{ijkl}^{(dry)}$ 为岩石骨架的柔度矩阵; S_{ijkl}^0 为各组分矿物的柔度矩阵; β_{fl} 为孔隙流体的可压缩性; β_0 为矿物的可压缩性; φ 为孔隙度; $S_{ijkl}^{(sat)}$ 为输出的饱和流体的岩石有效弹性柔度矩阵。基于上述分析及实际储层特征,考虑黏土与干酪根的各向异性特征,储层内孔隙分布的 3 种类型(粒内孔、有机孔、粒间孔),建立饱和流体页岩岩石物理模型,流程如图 2 所示,具体步骤如下。

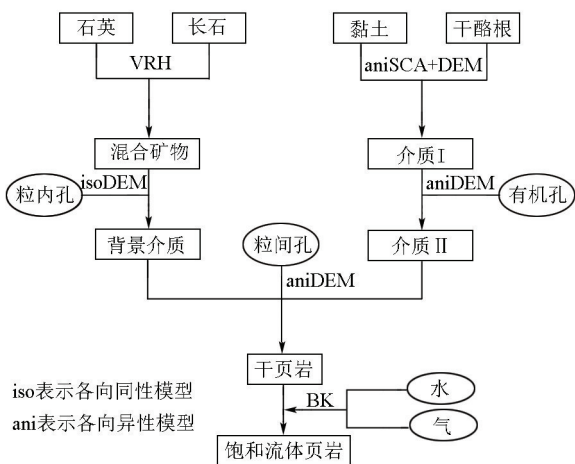


图 2 岩石物理建模流程

Fig. 2 Flow chart of petrophysical modeling

包含物的含量。参考桂俊川等^[12]计算多相介质等效模量的方法,结合各向异性 SCA 与 DEM 模型建立黏土与干酪根混合物(介质 I),如式(4)和(5)。

1)选取长石的体积模量为 37.5 GPa,剪切模量为 15 GPa;石英的体积模量为 37 GPa,剪切模量为 4 GPa。工区内缺少脆性矿物含量,考虑到石英与长石模型差异不大,基于工区地质背景认为工区内 4 脆性矿物占比为常数(石英在混合矿物中占比为 75%)。利用 VRH 模型计算得到混合矿物的等效模量,并基于各向同性 DEM 模型在混合矿物中添加粒内孔将其作为背景介质。

2)选取黏土的体积模量为 21 GPa,剪切模量为 7 GPa;干酪根的体积模量为 2.9 GPa,剪切模量为 2.7 GPa。干酪根的弹性模量较小,且实际储层中黏土与干酪根是相互嵌合的。考虑软矿物的各向异性特征,基于各向异性 SCA+DEM 模型建立介质 I,并基于各向异性 DEM 模型中加入有机孔建立介质 II。

3)基于各向异性 DEM 模型,先后将介质 II 与粒间孔逐步加入到步骤 1)所建立的背景介质中,建立干页岩。

4)考虑工区内含水饱和度较高,基于地质背景认为孔隙内的混合流体为水和天然气。基于 Reuss 等应力平均模型计算混合流体的弹性模量。最后,利用各向异性流体替换模型(BK)进行流体替换,建立饱和流体页岩岩石物理模型。

1.3 模型参数的确定及其反演

岩石物理模型的输入参数可以分为各组分含量、各组分模量及描述孔隙与矿物几何形状三类参数,其中各组分含量(干酪根含量、黏土含量、孔隙度等)可由工区测井曲线获得,各组分模量可通过查阅获得(如表 1)。因此,本文所建立的岩石物理模型只剩下 3 个参数:软矿物纵横比、孔隙纵横比和不同种类孔隙占比,其中,软矿物纵横比与孔隙纵

表 1 各组分弹性模量^[21-22]

Table 1 Elastic modulus of each component^[21-22]

	组分	体积模量/GPa	剪切模量/GPa
矿物	石英	37	44
	长石	37.5	15
	黏土	2.9	2.7
	干酪根	21	7
	天然气	0.01	0
流体	水	2.2	0

横比均为地层压力、地应力等共同作用的结果,不易通过选取某一常数等效模拟。

本文将孔隙细分为粒内孔、粒间孔和有机孔三类。将泥质含量设定为 0.4,干酪根含量设定为 0.05,含水饱和度设定为 0.9,密度设定为 2.2 g/cm^3 ,分析仅加入粒间孔与加入三类孔隙对速度的影响,如图 3 所示。图 3 中黑线和红线分别为仅加入粒间孔得到的纵波速度曲线与横波速度曲线;带星号的黑线和红线分别为本文所提出的将孔隙细分为粒内孔、有机孔与粒间孔得到的纵波速度与横波速度,且三类孔隙占比为 1:1:1。将孔隙细分后的速度明显降低;因此,有必要将孔隙按照储层实际情况进行细分。三类孔隙占比对速度的影响如图 4 所示,其中黑线表示粒内孔、有机孔、粒间孔的占比为 1:1:1,蓝色星线表示占比为 3:1:1,红色点线表示占比为 1:3:1,绿色圈线表示占比为 1:1:3。当孔隙度小于 0.05 时,纵波速度与横波速度并未受到孔隙占比的变化,其值基本没有变化;当孔隙度大于 0.05 时,纵波速度与横波速度随着孔隙占比的变化略微波动,但并不明显。基于上述分析,本文参考 Xu-White 模型,将各类孔隙按矿物在总矿物中的占比进行分配。

设定与上文相同参数,分析与形状相关的参数对速度和各向异性参数的影响。三类孔隙的孔隙纵横比均由硬孔隙(孔隙纵横比为 1)与软孔隙(孔隙纵横比为 0.01)加权得到:

$$\alpha = V_{\text{soft}} \times 0.01 + (1 - V_{\text{soft}}) \times 1, \quad (7)$$

式中: α 为孔隙纵横比; V_{soft} 为软孔隙占比。

软孔隙占比越大孔隙越扁平,各向异性越明显。设定软矿物纵横比为 0.5,分析软孔隙占比对纵横波速度与 Thomsen 各向异性参数 ε 、 δ 、 γ 的影响,如图 5 与图 6 所示。软孔隙占比小于 0.9 时,纵横波速度与各向异性参数均对其不敏感;软孔隙占比大于 0.9 时,纵横波速度与各向异性参数明显降低,即孔隙越扁平,速度变化就越剧烈且各向异性程度越高。

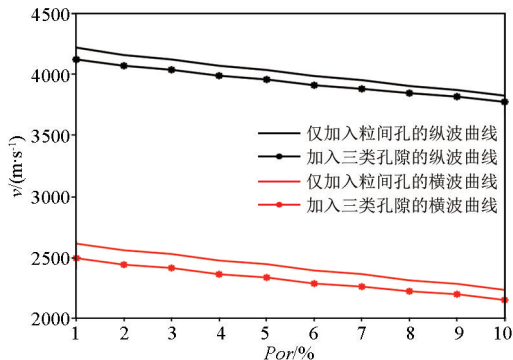


图 3 单一孔与三类孔对速度的影响

Fig. 3 Effect of single hole and three kinds of hole on velocity

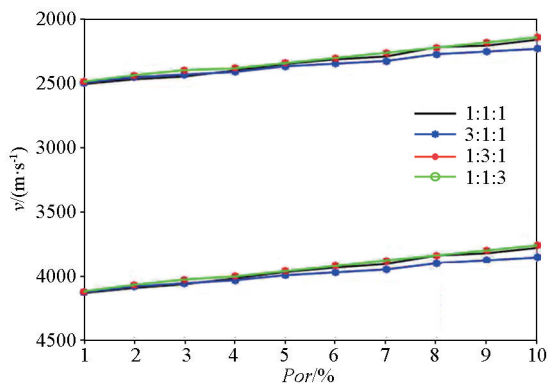


图 4 不同孔隙占比对速度的影响

Fig. 4 Influence of different pore ratio on velocity

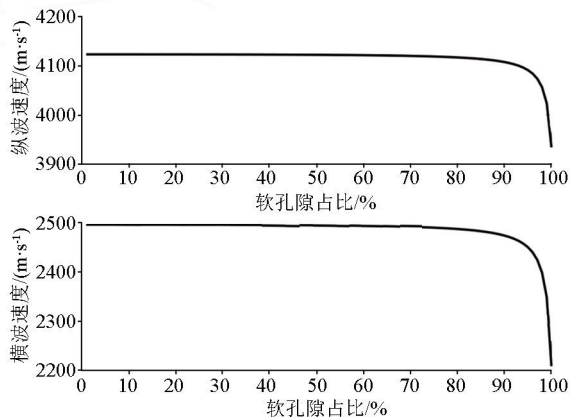


图 5 软孔隙占比对速度的影响

Fig. 5 Influence of soft pore ratio on velocity

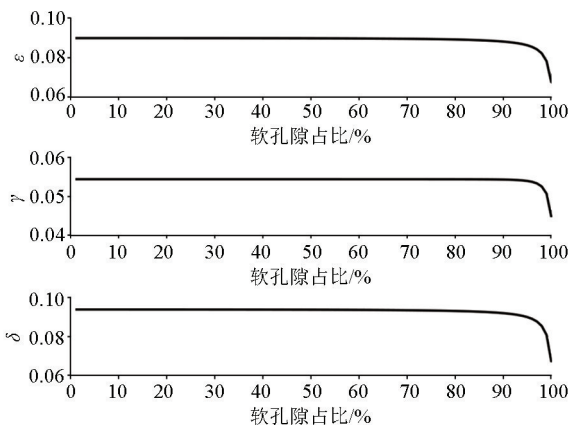


图 6 软孔隙占比对 Thomsen 各向异性参数的影响

Fig. 6 Influence of soft pore ratio on Thomsen anisotropy parameters

设定软孔隙纵横比为 0.5,分析软矿物纵横比对纵横波速度与各向异性参数的影响,如图 7 与图 8 所示。软矿物纵横比与速度呈正相关,随着软矿物的增加,横波速度的变化逐渐缓慢;相比于软孔隙占比,速度对软矿物纵横比更敏感。软矿物纵横比与各向异性参数 ε 、 δ 呈负相关,与各向异性参数 γ 呈正相关,随着软矿物的增加各向异性参数的变化逐渐缓慢;相比于软孔隙占比,各向异性参数也对软矿物纵横比更敏感。

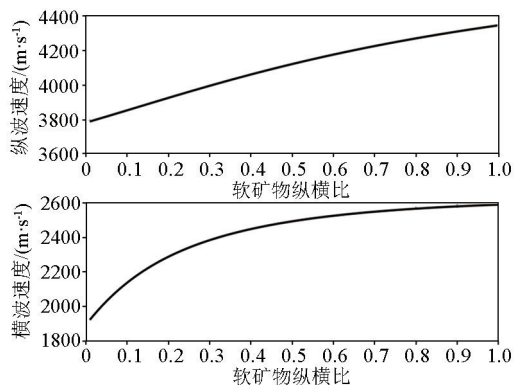


图 7 软矿物纵横比对速度的影响

Fig. 7 Influence of soft mineral aspect ratio on velocity

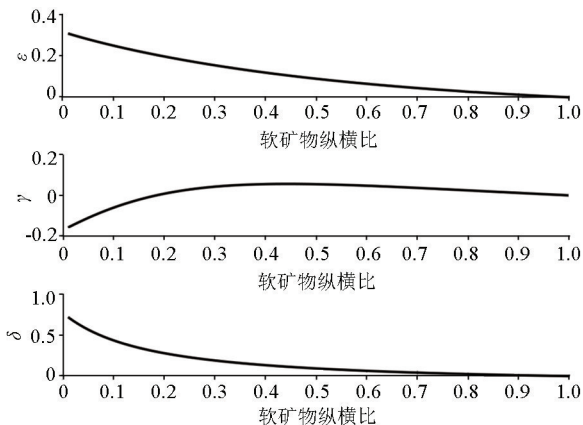


图 8 软矿物纵横比对 Thomsen 各向异性参数的影响

Fig. 8 Influence of soft mineral aspect ratio on Thomsen anisotropy parameters

软孔隙占比与软矿物纵横比均对弹性参数较为敏感,在岩石物理建模中不易选取某一常数模拟。本文利用粒子群法反演软矿物纵横比与软孔隙含量,具体流程如图 9 所示。图 9 中, a 、 V_{soft} 分别为软矿物纵横比与软孔隙占比。首先生成模型输入参数的初始种群,构造的个体最佳适应度与群体最佳适

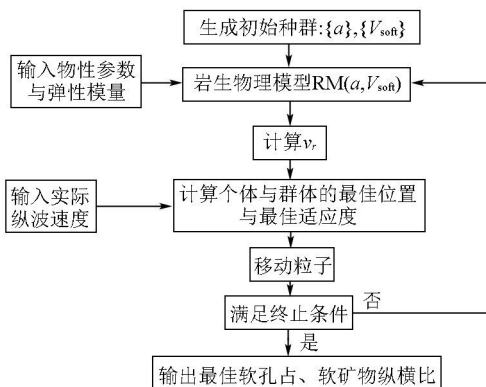


图 9 岩石物理参数反演流程

Fig. 9 Inversion flow of petrophysical parameters

应度更新种群粒子位置,进行粒子群迭代直至满足终止条件,最终输出最佳模型参数软矿物纵横比与软孔隙占比。

2 模型测试与应用

选取工区长 7 的井资料用于验证岩石物理模型的准确性与适用性。基于粒子群法的模型参数反演结果如图 10a、b 所示。参考 Thomsen 给出的横向各向同性介质弹性参数的表达式(式 8)^[23] 计算纵横比速度,其结果如图 10c~e 所示,其中黑色实线与红色点线分别为模型得到的速度曲线和测井得到的速度曲线,图 10e 中黑色实线与黑色点线分别为模型得到的纵波速度与实际纵波速度的比值和模型得到的横波速度与实际横波速度的比值。由于纵波速度参与构造最佳适应度,模型得到的纵波速度与测井得到的纵波速度基本吻合,其相对误差介于 $[-0.03, 0.03]$ 之间,模型得到的横波速度与测井得到的横波速度吻合度低于纵波速度,但仍具有一定的精度,其相对误差介于 $[-0.09, 0.09]$ 之间。基于

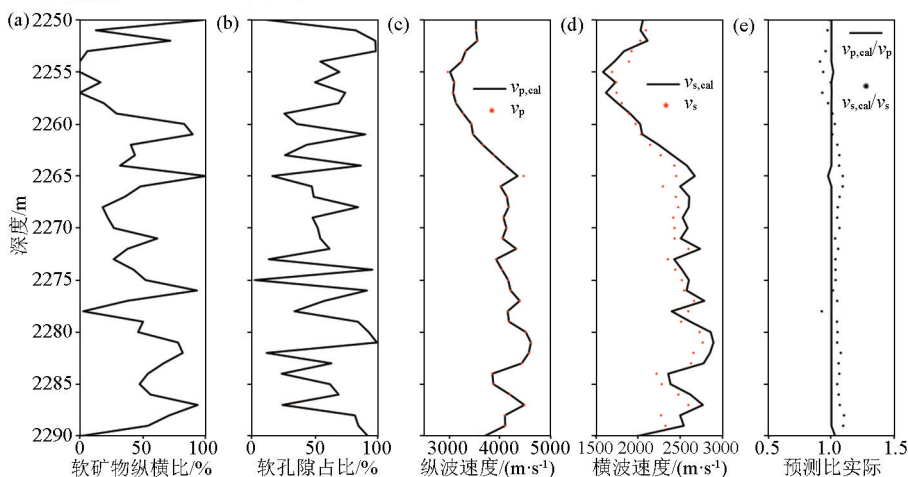


图 10 反演曲线与模型得到的速度曲线

Fig. 10 Inversion curve and velocity curve obtained by the model

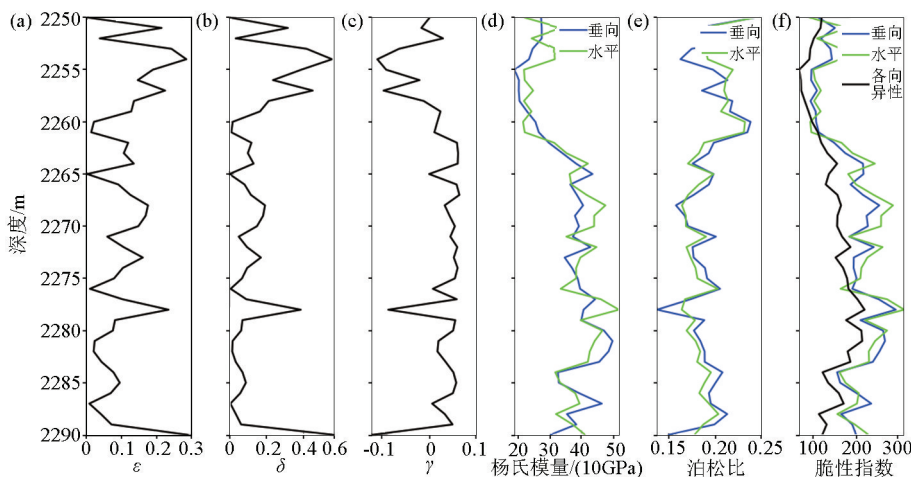


图 11 各向异性参数与岩石力学参数计算结果

Fig. 11 Anisotropy parameter and rock mechanics parameter calculation results

Thomsen 给出的各向异性参数与等效刚度系数的关系式^[20],其结果如图 11a~c 所示;在测井指示的“甜点”各向异性参数 ε 、 δ 明显增加, γ 明显降低。基于桂俊川等^[24]给出的 VTI 介质垂直方向与水平方向杨氏模量和泊松比与等效刚度系数的关系式,计算各向异性杨氏模量、泊松比,其结果如图 11d、e 所示,其中蓝色实线与绿色实线分别为垂直方向与水平方向的岩石力学参数。参考 Guo 等^[25]建立的脆性指数,计算常规基于各向同性假设计算的脆性指数与模型输出的各向异性脆性指数,图 11f 中黑色实线为各向同性理论计算得到的脆性指数。基于本模型计算得到的各向异性脆性指数与各向同性计算得到的结果具有相同变化趋势,各向异性脆性指数分别从水平方向与垂直方向刻画脆性变化,考虑到储层的各向异性特征使得其具有更多细节变化。

$$v_{p0} = \sqrt{\frac{c_{33}}{\rho}}, v_{s0} = \sqrt{\frac{c_{44}}{\rho}},$$

$$\varepsilon = \frac{c_{11} - c_{33}}{2c_{33}}, \gamma = \frac{c_{66} - c_{44}}{2c_{44}},$$

$$\delta = \frac{(c_{13} + c_{44})^2 - (c_{33} - c_{44})^2}{2c_{33}(c_{33} - c_{44})}, \quad (8)$$

式中: c_* 为岩石物理模型输出的等效刚度系数; v_{p0} 、 v_{s0} 为沿对称轴方向传播的纵波速度与横波速度; ε 、 γ 、 δ 为各向异性参数, ε 描述了纵波速度在垂直与水平方向的差异, γ 描述了水平方向 SH 波与 SV 波速度的差异。

3 结论

本文同时考虑页岩储层孔隙类型、孔隙形状与软矿物形状,利用粒子群法反演主要参数,建立了一

种更精确描述页岩储层的横向各向同性岩石物理模型,开展了基于该模型的横波速度预测、各向异性参数与岩石力学参数计算的工作。结合研究区实际测井资料和常规各向同性岩石力学参数计算结果对比验证,模型输出的波速度具有较高精度,各向异性参数与岩石力学参数具有一定的参考价值,本文所提出的模型对页岩储层具有一定的应用性。

参考文献 (References):

- [1] Jones L E A, Wang H F. Ultrasonic velocities in Cretaceous shales from the Williston Basin [J]. *Geophysics*, 1981, 46(3): 288-297.
- [2] Hornby B E, Schwartz L M, Hudson J A. Anisotropic effective-medium modeling of the elastic properties of shales [J]. *Geophysics*, 1994, 59(10): 1570-1583.
- [3] 原宏壮. 各向异性介质岩石物理模型及应用研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2007.
- [4] Yuan H Z. Study of anisotropic rock physics model and application [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2007.
- [5] Bandyopadhyay K. Seismic anisotropy-geological causes and its implications to reservoir geophysics [D]. Stanford University, 2009.
- [6] Wu X, Chapman M, Li X Y, et al. Anisotropic elastic modeling for organic shales [C] // 74th Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts, 2012.
- [7] 胡起, 陈小宏, 李景叶. 基于单孔隙纵横比模型的有机页岩横波速度预测方法 [J]. *地球物理学进展*, 2014, 29(5): 2388-2394.
- [8] Hu Q, Chen X H, Li J Y. Shear velocity prediction for organic shales based on the single aspect ratio model [J]. *Progress in Geophysics*, 2014, 29(5): 2388-2394.
- [9] 胡起. 页岩气储层岩石物理模型的构建及其应用 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2014.
- [10] Hu Q. Construction and application of the rock physics model for shale gas reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2014.
- [11] 王璞, 吴国忱. 基于自相容近似的致密储层岩石物理建模 [J]. *地球物理学进展*, 2015, 30(5): 2233-2238.

- Wang P, Wu G C. The rock physics modeling for tight reservoir based on the self-consistent approximation [J]. *Progress in Geophysics*, 2015, 30(5): 2233–2238.
- [9] 张琦斌, 郭智奇, 刘财, 等. 针对有机质微观特性的页岩储层岩石物理建模及应用[J]. *地球物理学进展*, 2018, 33(5): 2083–2091.
- Zhang Q B, Guo Z Q, Liu C, et al. Rock physics model and its applications in the Longmaxi shale based on the quantification of microstructural properties of organic matter [J]. *Progress in Geophysics*, 2018, 33(5): 2083–2091.
- [10] Ruiz F, Azizov I. Tight shale elastic properties using the soft-porosity and single aspect ratio models [C]//SEG Technical Program Expanded Abstracts 2011, Society of Exploration Geophysicists, 2011: 2241–2245.
- [11] Ruiz F, Cheng A. A rock physics model for tight gas sand [J]. *The Leading Edge*, 2010, 29(12): 1484–1489.
- [12] 桂俊川, 马天寿, 陈平. 横观各向同性页岩岩石物理模型建立——以龙马溪组页岩为例 [J]. *地球物理学报*, 2020, 63(11): 4188–4204.
- Gui J C, Ma T S, Chen P. Rock physics modeling of transversely isotropic shale: an example of the Longmaxi formation in the Sichuan basin Chinese [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2020, 63(11): 4188–4204.
- [13] 张益明, 秦小英, 郭智奇, 等. 针对致密砂岩气储层复杂孔隙结构的岩石物理模型及其应用 [J]. *吉林大学学报: 地球科学版*, 2021, 51(3): 927–939.
- Zhang Y M, Qin X Y, Guo Z Q, et al. Petrophysical model for complex pore structure and its applications in tight sand gas reservoirs [J]. *Journal of Jilin University: Earth Science Edition*, 2021, 51(3): 927–939.
- [14] 刘致水, 包乾宗, 刘俊州, 等. 一种简化的二维规则多边形孔隙岩石物理模型 [J]. *石油地球物理勘探*, 2022, 57(1): 140–148.
- Liu Z S, Bao Q Z, Liu J Z, et al. A simplified 2D petrophysical model for regular polygon pores [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2022, 57(1): 140–148.
- [15] 梁晓伟, 关梓轩, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段页岩油储层储集性特征 [J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(10): 1489–1500.
- Liang X W, Guan Z X, Niu X B, et al. Reservoir characteristics of shale oil in Chang 7 Member of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(10): 1489–1500.
- [16] 曹尚, 李树同, 党海龙, 等. 鄂尔多斯盆地东南部长 7 段页岩孔隙特征及其控制因素 [J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(1): 11–17.
- Cao S, Li S T, Dang H L, et al. Pore characteristics and controlling factors of Chang 7 shale in Southeastern Ordos Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(1): 11–17.
- [17] Voigt W. *Lehrbuch der Kristallphysik*; Teubner [M]. Leipzig, 1928: 1–20.
- [18] Reuss A. Berechnung der fließgrenze von mischkristallen auf grund der plastizitätsbedingung für einkristalle [J]. *ZAMM-Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 1929, 9(1): 49–58.
- [19] Berryman J G. Single-scattering approximations for coefficients in Biot's equations of poroelasticity [J]. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 1992, 91(2): 551–571.
- [20] Brown R J S, Korringa J. On the dependence of the elastic properties of a porous rock on the compressibility of the pore fluid [J]. *Geophysics*, 1975, 40(4): 608–616.
- [21] Blangy, Jean-Pierre Dominique. Integrated seismic lithologic interpretation: The petrophysical basis. (Volumes I and II) [D]. Stanford University, 1992.
- [22] Carmichael R S. Practical handbook of physical properties of rocks and minerals (1988) [M]. CRC Press, 2017.
- [23] Thomsen L. Weak elastic anisotropy [J]. *Geophysics*, 1986, 51(10): 1954–1966.
- [24] 桂俊川, 陈平, 马天寿. 正交各向异性岩石弹性参数的空间展布 [J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2019, 41(3): 13–28.
- Gui J C, Chen P, Ma T S. The spatial distribution of elastic parameters of Orthotropic Rocks [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2019, 41(3): 13–28.
- [25] Guo Z Q, Chapman M, Li X Y. A shale rock physics model and its application in the prediction of brittleness index, mineralogy, and porosity of the Barnett Shale [C]//SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012, Society of Exploration Geophysicists, 2012: 1–5.

A petrophysical model of shales considering soft-mineral aspect ratios and its application

YANG Qi-Yu^{1,2}, LI Jing-Ye^{1,2}, WU Fan^{1,2}, LI Wen-Jin^{1,2}, CUI Jin-Ming^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, Beijing 102249, China; 2. College of Geophysics, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: Previous petrophysical modeling of shale reservoirs often ignored the influence of pore types and soft-mineral aspect ratios on the elastic modulus. This study built a petrophysical model for transversely isotropic shales considering pore types and shapes, and soft-mineral aspect ratios. In this study, solid minerals were divided into hard and soft minerals, and soft minerals' anisotropic characteristics and shape changes were considered. According to the actual conditions of reservoirs, pores were categorized into intragranular, organic, and intergranular pores, and they were classified into stiff and soft pores based on their shapes. Finally, the input parameters were inverted using the particle swarm optimization algorithm to further calculate compressional and shear wave velocities, anisotropy parameters, and rock mechanical parameters. Combined with the actual data application, the results of this study were compared with the known results of shear wave velocity and isotropic rock mechanical calculation, suggesting that the model in this study is effective.

Key words: soft-mineral aspect ratio; pore aspect ratio; transverse isotropy; petrophysical model; shale; shear-wave velocity prediction (本文编辑: 叶佩)