引用格式：曾波，桂俊川，黄浩勇，等，2026. 正交各向异性页岩地层地应力精细评价方法[J]. 地质力学学报，32（2）：397−413. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025002

Citation: ZENG B，GUI J C，HUANG H Y，et al.，2026. A refined evaluation method for in-situ stresses in orthotropic shale formations[J]. Journal of Geomechanics，32（2）：397−413. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025002

正交各向异性页岩地层地应力精细评价方法

曾　波[1,2]，桂俊川[1,2]，黄浩勇[1,2]，马天寿[3]，崔　帅[1,2]，钟光海[1,2]，徐尔斯[1,2]

ZENG Bo[1,2]，GUI Junchuan[1,2]，HUANG Haoyong[1,2]，MA Tianshou[3]，CUI Shuai[1,2]，ZHONG Guanghai[1,2]，XU Ersi[1,2]

1. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院，四川 成都 610051；
2. 页岩气地质评价与高效开发四川省重点实验室，四川 成都 610051；
3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室，四川 成都 610500

1. *Shale Gas Research Institute*, *Southwest Oil and Gas Field Company*, *PetroChina*, *Chengdu* 610051, *Sichuan*, *China*;
2. *Sichuan Key Laboratory of Shale Gas Geological Evaluation and Efficient Development*, *Chengdu* 610051, *Sichuan*, *China*;
3. *National Key Laboratory for Oil and Gas Reservoir Geology and Development Engineering*, *Southwest Petroleum University*, *Chengdu* 610500, *Sichuan*, *China*

A refined evaluation method for in-situ stresses in orthotropic shale formations

Abstract: ［**Objective**］To address the scarcity of methods for evaluating in-situ stress in orthotropic media, this study aims to develop a comprehensive in-situ stress evaluation method for shale formations by incorporating the orthotropic (ORT) characteristics of rocks.［**Methods**］The method first establishes the conversion relationship between dynamic and static mechanical parameters of anisotropic rocks. Based on the relationship between effective stress and strain, a general analytical expression for the Biot coefficient is derived, and specific solutions for different conditions are presented. An orthorhombic shale rock physics model is constructed using well-log data to obtain the stiffness matrix required for calculating orthorhombic elastic parameters and Biot coefficients. Starting from the generalized Hooke's law for anisotropic media, a complete analytical expression for in-situ stress in orthorhombic formations is ultimately derived.［**Results**］The application of this method to well x1 demonstrates that: (1) the significant differences in elastic parameters between the horizontal and vertical directions of the ORT shale formation are addressed by establishing direction-specific dynamic–static parameter conversion models, enhancing the accuracy of static rock elastic parameter conversion; (2) the Biot coefficient α_{11} (perpendicular to the bedding plane) is significantly smaller than α_{33}, with an average relative difference of 13.4%, while the differences between α_{11} and α_{22} (parallel to the bedding plane) are relatively small, indicating remarkable anisotropic characteristics of the Biot coefficients; (3) the ORT model not only provides a detailed stress profile that clearly reflects the V-shaped stress fluctuations caused by changes in clay content but also reduces the prediction errors of the minimum and maximum horizontal principal stresses to 1.9% and 4.0%, respectively. These values are lower than those of the traditional vertical–transverse–isotropy (VTI) model (5.8%, 5.2%) and the isotropy (ISO) model

基金项目：国家自然科学基金项目（52374045）；中国石油西南油气田分公司科研项目（20220304-20）；中国石油天然气集团有限公司科技专项（2023ZZ14）

This research was financially supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 52374045), the Research Project of the Southwest Oil & Gas Field Branch of PetroChina (Grant No. 20220304-20), and the Science and Technology Special Project of China National Petroleum Corporation (Grant No. 2023ZZ14).

第一作者：曾波（1982—），男，高级工程师，主要从事储层改造工艺技术研究、管理及现场应用工作。Email：zeng_bo@petrochina.com.cn

通信作者：桂俊川（1989—），男，博士，高级工程师，主要从事页岩岩石物理、岩石力学及地质力学方面的研究。Email:guijunchuan@petrochina.com.cn

收稿日期：2025−01−13；**修回日期**：2025−10−29；**录用日期**：2025−11−11；**网络出版日期**：2026−03−31；**责任编辑**：范二平

Received：2025−01−13；Revised：2025−10−29；Accepted：2025−11−11；Available Online：2026−03−31；Handling Editor：FAN Erping

(8.2%, 10.9%). [**Conclusions**] The ORT in-situ stress evaluation method offers a more accurate and detailed assessment of in-situ stress in shale formations, which is significant for refining the design of drilling fluid density windows, developing fracturing parameters and processes, and determining well shutdown time after fracturing. [**Significance**] This study enriches the anisotropic geomechanics theory and provides a generalized analytical solution for in-situ stress calculation in ORT shale formations, and filling the methodological gap in anisotropic in-situ stress evaluation.

Keywords: shale formation; orthotropic; biot coefficients; in-situ stress evaluation

摘　要：针对正交各向异性地应力评价方法缺乏的问题，研究通过考虑岩石的正交各向异性（ORT）特征，开发了一种完备的页岩地层原位应力评估方法。该方法首先建立了各向异性岩石的动−静态力学参数转换关系；在此基础上，基于有效应力与应变的关系，推导出Biot系数的通解表达式，给出不同情况下的具体解；同时构建基于测井资料的ORT页岩岩石物理模型，获得用于计算ORT弹性参数和Biot系数的刚度矩阵，实现从各向异性的广义胡克定律出发推导出正交各向异性地层地应力的完整解析表达式。该方法在x1井的应用表明，ORT页岩地层水平向和垂向岩石弹性参数的显著差异，通过按方向建立的动−静态转换模型提高了静态岩石弹性参数的转换精度；垂直于层理面内的有效应力系数（Biot系数）α_{11}明显小于α_{33}，平均相对差异达13.4%；而在平行于层理面内，α_{11}和α_{22}的差异相对较小，Biot系数的各向异性特征显著。ORT模型不仅提供了详细的应力剖面，清晰反映了因黏土含量变化引起的应力“V”形波动，而且预测的最小和最大水平主应力误差分别低至1.9%和4.0%，优于传统横观各向同性（VTI）模型的5.8%、5.2%和各向同性（ISO）模型的8.2%、10.9%。ORT地应力评估方法提供了更准确、详细的页岩地层原位应力评价方法，这对钻井液密度窗口精细设计、压裂参数工艺制定以及压裂后的闷井时间的确定具有重要意义。

关键词：页岩地层；正交各向异性；Biot系数；地应力评价

中图分类号：P315.72+7; P55　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2026)02−0397−17

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025002

0　引言

地应力是赋存于地下岩体中的天然应力场，以垂向自重应力为基础，并在构造运动、孔隙压力、温度及岩性差异等因素共同作用下，形成复杂的垂向与水平主应力体系（Zoback, 2007; 赵海峰等, 2025）。地应力是页岩气开发全生命周期中各种工程决策的重要依据（鲜成钢等, 2017），其研究支撑了定好井（Ma and Zoback, 2020; 徐珂等, 2022; 高全芳等, 2024）、钻好井（佘朝毅, 2024）、压好井（王光付等, 2022; Zoback et al., 2022）和管好井（何永宏等, 2023; 詹国卫等, 2023）的顺利实施。建立准确的地质力学模型，对实现页岩气储量的充分动用和效益开发具有重要的现实意义。

在油气勘探开发中，地应力研究可分为地应力测试和地应力预测两方面。其中地应力测试又可分为地应力矿场测试和地应力室内测试。地应力矿场测试包括利用测井资料获取地应力方位，以及通过水力压裂测试、诊断裂缝注入测试等获取地应力大小（Cornet and Valette, 1984; Barree et al., 2015）。地应力室内测试则主要包括各向异性波速测试、古地磁岩芯定向、声发射测试以及差应变分析等（佟恺林等, 2023）。地应力测试能直接获取地应力的大小及方向，但测试数据点有限，测试成本较高，常被用于地应力预测结果的校核。按照模型维度，地应力预测可以分为一维、三维和四维预测。一维地应力预测通常指利用声波和密度测井资料构建沿井筒的地应力剖面（舒红林等, 2021; Alawadh et al., 2023），其能够反映纵向不同深度地应力分布特征，具有连续性好、分辨率高的特点；三维地应力预测是通过数值模拟或地震反演对三维地应力场进行预测（刘明等, 2023; 王立歆等, 2024），其能够获取三维地应力的分布特征；四维地应力预测进一步加入时间维度，研究在压裂、生产过程中的地应力变化（朱海燕等, 2021）。一维地应力预测结果常被用于校正和标定三维及四维地应力，是后两者研究的前提和基础。一维地应力预测流程一般包括：垂向应力计算、孔隙压力预测、动态弹性参数求取、动−静态转换与静态弹性参数计算、最大和最小水平主应力计算。垂向地应力是由地层所在深度点上部岩

石的自重而产生的，其预测主要是将密度测井数据沿井眼轨迹积分计算，上部地层密度缺失部分可通过插值方式补全。地层孔隙压力预测是计算最大、最小水平主应力的必要前提。所谓孔隙压力是指地层孔隙中所包含流体的压力，反映了储层能量的大小（张冰等，2025；朱海燕等，2025）。地层孔隙压力的预测方法较多，主要原理是利用密度、纵波等测井或地震资料，并采用等效深度法（Hubbert and Rubey, 1959）、伊顿法（Eaton, 1975）、Bowers 方法（Bowers, 1995）等进行预测。岩石弹性参数的预测及其动−静态转换是地应力预测中的一项关键技术。岩石静态弹性参数是在静态（恒定）载荷下，通过应力−应变关系确定的，其反映了岩石在长期恒定应力下的响应特性，可通过压缩实验得到；岩石动态弹性参数是动态载荷下，利用弹性波的传播关系来确定的，其反映了岩石在动态、瞬态应力下的响应特性，可通过声波和密度资料计算得到。岩石的动−静态弹性参数存在明显差异（陈飞宇等，2023），主要归因于岩石内部微裂隙的存在和孔隙流体在高频动态载荷下的频散效应。地下岩石的变形及破坏过程与静态压缩测试过程相似，因此在地应力评价前需将动态弹性参数转换为静态。最大、最小水平主应力预测是在上述研究基础上，选择适当的预测模型对水平应力进行计算。同砂岩、碳酸盐岩不同，页岩由于层理发育而表现出典型的横观各向同性（VTI）特征。鉴于 VTI 页岩力学参数获取难度大，常规的地应力预测模型如 Newberry et al.（1985）模型、黄氏模型（黄荣樽，1984）、葛氏模型（葛洪魁等，1998）、组合弹簧模型（李志明和张金珠，1997）等依然被广泛应用于页岩地应力预测。例如 Ma et al.（2022）基于黄氏模型利用 CNN-BiLSTM-Attention 混合神经网络预测了最大、最小水平主应力。Ju et al.（2020）和 Hou et al.（2023）利用组合弹簧模型分析了鄂尔多斯盆地长 7 段页岩油储层内的地应力特征。常规的各向同性地应力模型无法考虑页岩在平行和垂直层理面方向上的力学参数差异，因此在 VTI 页岩地层中适应性不高。针对 VTI 页岩地层，Thiercelin and Plumb（1994）首先建立了考虑 VTI 力学性质的地应力计算模型。Higgins et al.（2008）基于在 Baxter 页岩开展的平行和垂直于层理面方向的动−静态岩石力学参数实验，比较了 VTI 地应力模型和各向同性（ISO）地应力模型的准确性，并确定了 VTI 模型预测的纵向应力剖面能更好地描述各向异性对地应力的影响。Rafieepour et al.（2020）通过开展不同围压下的平行和垂直于层理面方向的动−静态力学参数测试，精确地计算了 VTI 页岩地层的地应力；并通过进一步深入分析各向异性对井壁的影响，得出了 VTI 地应力模型的预测结果在后续的井壁稳定分析中与现场实际工况更为吻合的结论。

相比于 VTI 介质，正交各向异性（ORT）介质在地层中是更为普遍的存在。地层 ORT 特征的形成原因较多，在页岩地层中，水平最大和最小主应力的差异导致 2 个方向上的裂缝和孔隙受到不同程度挤压，甚至产生新的高角度裂缝是页岩地层呈现 ORT 特征的重要因素（程绩伟等，2024）。在测井过程中观测到的快慢横波分裂现象进一步证实了这一点，并说明平行于层理面的平面内岩石弹性参数存在非均质性。因此，采用 VTI 地应力模型预测页岩地层地应力存在一定的局限性。当前页岩地层地应力的预测主要存在 3 个方面的问题：①目前的预测模型没有充分考虑页岩的 ORT 弹性特征；②未将 Biot 系数的各向异性特征纳入考虑范围，而是通常取一个常数代替；③没有建立考虑完备的地应力预测模型。

针对上述存在的问题，文章构建了一种 ORT 页岩地层的地应力精细评价方法。首先，建立了一套动−静态各向异性岩石弹性参数的转换方法，旨在更准确地描述页岩的力学特性。其次，在考虑弹性体受到有效应力的前提下，推导出了 ORT 页岩地层的 Biot 系数计算方法。然后，构建了考虑有机孔和无机孔对弹性参数差异的岩石物理模型，为 ORT 弹性参数的获取奠定了基础；再者，从胡克定律出发，推导出了 ORT 页岩地层的地应力精细预测方法。最后，利用川南 CN 区块的页岩气评价井（x1 井）实验和现场测试数据对所构建的模型进行了对比验证，确保了模型的可靠性和准确性。文中建立的方法将页岩的 ORT 特征、Biot 系数的 ORT 特征充分纳入到预测模型，提高了地应力预测精度。通过该项研究，可为后续的工程应用提供基础数据和指导依据。

1　垂向应力和地层孔隙压力计算

鉴于垂向应力与孔隙压力几乎不受地层各向异性影响，仅简要说明两者的获取方法。文中将重点阐述各向异性动−静态转换关系的建立、ORT 地

层 Biot 系数(α)的确定、岩石物理模型的建立及水平地应力模型的构建。

首先计算垂向应力。垂向地应力主要由上覆岩层重量导致,可通过密度测井资料沿井轨迹积分获取,其具体的计算公式为(赖锦等, 2023)

$$\sigma_v=\int_0^z \rho_b g \mathrm{d}z \tag{1}$$

式中,σ_v—垂向地应力,MPa; ρ_b—岩石密度,g/cm^3; z—埋藏深度,m; g—重力加速度,9.8 m/s^2。

针对地层孔隙压力,优选 Eaton 法(Eaton, 1975)进行计算。Eaton 法是一种利用纵波时差、地层电阻率、钻井修正指数(dc 指数)或层速度等参数预测地层孔隙压力的方法。其中利用纵波时差并结合垂向应力预测孔隙压力应用最为广泛。利用 Eaton 法预测地层孔隙压力前需要构建正常压实趋势线,x1 井所在工区构建的正常压实趋势线方程为

$$\ln(AC_n) = 8.308 - 0.001138 \times TVD \tag{2}$$

式中,TVD—预测地层所在的垂深,m; AC_n—该深度点正常趋势线的纵波时差,μs/ft。

利用 Eaton 法计算地层孔隙压力的表达式为(Eaton, 1975)

$$p_p = \sigma_v - (\sigma_v - p_w)(AC_n/AC)^c \tag{3}$$

式中,p_p—地层孔隙压力,MPa; p_w—流体静液柱压力,MPa; AC_n—正常趋势线上对应的纵波时差,μs/ft; AC—实际纵波时差,μs/ft; c—Eaton 常数,无量纲,经验取值为 0.914; 其余变量符号含义同上。

2 ORT 页岩地层地应力精细评价方法的建立

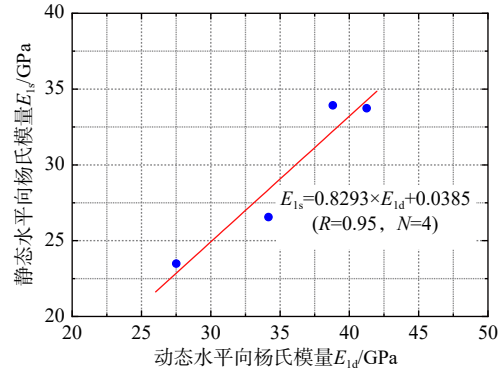
在 ORT 页岩地层的地应力预测流程中,ORT 弹性参数的预测以及动−静态转换、水平主应力预测及校正都是相对复杂的任务。ORT 页岩地层弹性参数预测的难点在于测井或地震资料无法测量计算动态 ORT 杨氏模量和泊松比所需的全部弹性刚度系数; ORT 页岩地层水平地应力的预测难点在于目前尚未建立考虑全面的应力模型。以测井资料为基础,通过构建 ORT 页岩岩石物理模型,预测了动态各向异性杨氏模量和泊松比。在此基础上,重点开展了各向异性动静态转换关系的建立、Biot 系数的计算、以及水平地应力计算模型的构建。

2.1 ORT 页岩弹性参数的动−静态转换

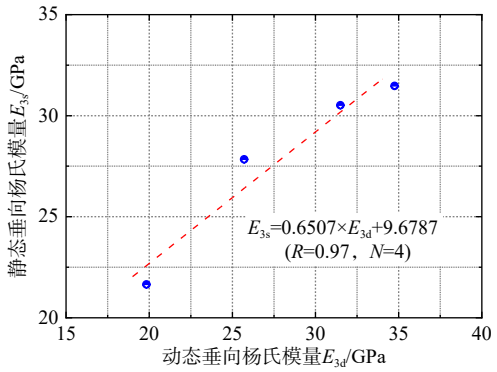
岩石的弹性参数涵盖了杨氏模量、泊松比、体积模量、剪切模量和拉梅系数这 5 个关键参数。5 个参数中仅有 2 个是独立的,如果知道其中任意 2 个参数,其余的参数可以通过特定的转换关系来得出。在上述 5 个参数中,杨氏模量和泊松比与地应力和岩石的脆性等特性紧密相连,在评估岩石的弹性特征时被广泛应用。考虑到页岩弹性参数在水平向的差异相对较小,而垂向的差异相对较大,文中仅测量了垂向和水平向的动−静态杨氏模量和泊松比。

文章采用压缩实验和波速实验联合测试的方法同时获取页岩动−静态岩石弹性参数。用于实验的岩芯来自川南 CN 区块志留系龙马溪组页岩露头。该页岩露头层理面发育,X 射线衍射(XRD)实验结果显示,露头间矿物组分存在一定非均质性,但主要以石英、方解石、黏土及白云石为主,且含有少量黄铁矿。孔隙度测试结果显示,该露头孔隙度为 4%～5%。实验结果表明,露头矿物组分含量及孔隙度大小与 x1 井主力层位具有较好的相似性。实验前在露头上钻取与层理面成 0°、45°、90°角的 4 组共计 12 块(每组 3 个方向各 1 块)25 mm×50 mm 的试样。实验过程中将样品置于岩样夹持器并放入高压腔室测量样品的应力、应变参数和纵、横波速度。根据测量的应力、应变参数获取平行和垂直于层理面的静态杨氏模量和泊松比; 利用测量的 3 个方向波速得到页岩弹性刚度系数并计算岩石的动态杨氏模量和泊松比。根据获取的动−静态岩石弹性参数,建立对应的转换关系。

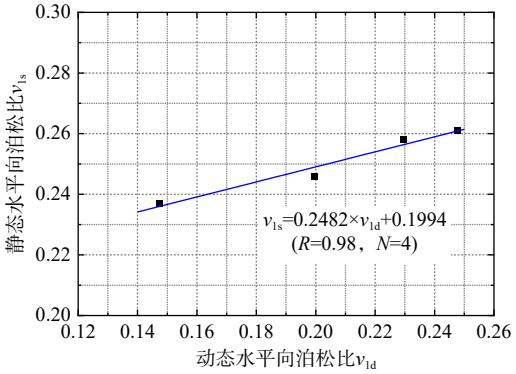
按照平行于层理面和垂直于层理面 2 个取样方向分别建立的动−静态杨氏模量和泊松比转换关系均有较好的相关性,如图 1a—1d 所示。无论是垂直于层理面还是平行于层理面,动态杨氏模量均高于静态杨氏模量,动态泊松比则低于静态泊松比。若不考虑页岩地层的各向异性特征,所建立的动−静态转换关系如图 1e、1f 所示,从图中可以看出动−静态杨氏模量和泊松比的相关性都有所降低,尤其是泊松比,其相关性有较明显的下降。若将页岩简化为各向同性,仅保留杨氏模量、泊松比,则必须将 0°、45°、90°三向实测数据强行拟合为单一曲线; 而页岩层理及微裂缝发育使垂直层理杨氏模量仅为平行方向的 50%～70%,泊松比也差异显著。若仍采用各向同性公式进行动−静态转换,相当于用



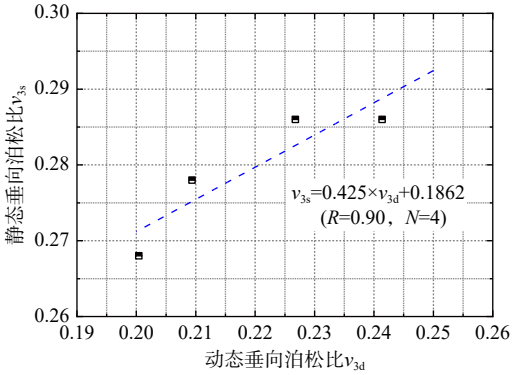
(a) 水平向杨氏模量动−静态转换



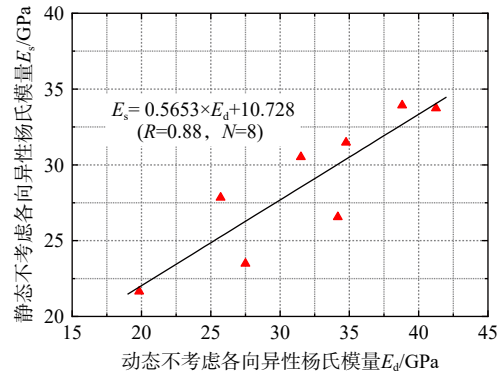
(b) 垂向杨氏模量动−静态转换



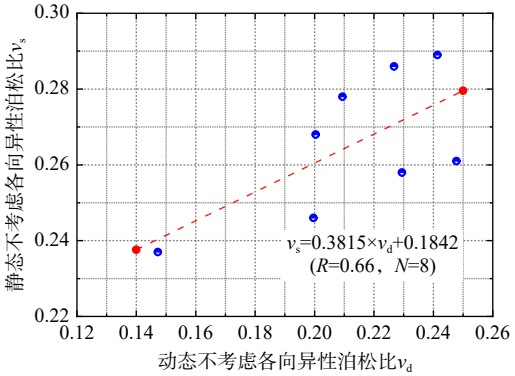
(c) 水平向泊松比动−静态转换



(d) 垂向泊松比动−静态转换



(e) 不考虑各向异性的杨氏模量动−静态转换



(f) 不考虑各向异性的泊松比动−静态转换

E_{1s}—静态水平向杨氏模量；E_{1d}—动态水平向杨氏模量；E_{3s}—静态垂向杨氏模量；E_{3d}—动态垂向杨氏模量；E_s—静态不考虑各向异性杨氏模量；E_d—动态不考虑各向异性杨氏模量；v_{1s}—静态水平向泊松比；v_{1d}—动态水平向泊松比；v_{3s}—静态垂向泊松比；v_{3d}—动态垂向泊松比；v_s—静态不考虑各向异性泊松比；v_d—动态不考虑各向异性泊松比；N—岩芯测试数量；R—相关系数

图 1　岩石弹性参数的动−静态转换关系

Fig. 1　Relationship between dynamic and static conversion of rock elastic parameters

(a) Dynamic and static conversion of the horizontal Young's modulus; (b) Dynamic and static conversion of the vertical Young's modulus; (c) Dynamic and static conversion of the horizontal Poisson's ratio; (d) Dynamic and static conversion of the vertical Poisson's ratio; (e) Dynamic and static conversion of Young's modulus without considering anisotropy; (f) Dynamic and static conversion of Poisson's ratio without considering anisotropy

E_{1s}—static horizontal Young's modulus; E_{1d}—dynamic horizontal Young's modulus; E_{3s}—static vertical Young's modulus; E_{3d}—dynamic vertical Young's modulus; E_s—static Young's modulus without considering anisotropy; E_d—dynamic Young's modulus without considering anisotropy; v_{1s}—static horizontal Poisson's ratio; v_{1d}—dynamic horizontal Poisson's ratio; v_{3s}—static vertical Poisson's ratio; v_{3d}—dynamic vertical Poisson's ratio; v_s—static Poisson's ratio without considering anisotropy; v_d—dynamic Poisson's ratio without considering anisotropy; N—number of core tests; R—correlation coefficient

一条直线去拟合本质上呈椭圆或椭球分布的实验数据，导致相关系数降低。此外，波速实验在垂直层理方向对微裂缝的敏感性远高于静态压缩实验，使得动态模量在垂直方向被低估，而平行方向则相对接近，进一步拉大了各向同性假设下的误差。各向异性转换模型把5个独立弹性常数全部保留，可分别建立不同方向上的动态−静态映射关系，既贴合物理实际，又显著提升相关性。

2.2 ORT页岩Biot系数的计算方法

Biot系数又称为有效应力系数，是除孔隙压力和岩石弹性参数之外另一个对地应力有重要影响的参数。当前地应力研究中往往忽略了Biot系数的各向异性特征，这可能导致地应力的预测存在一定程度的误差。因此，亟需探讨如何在ORT条件下建立Biot系数的具体计算方法。

Cheng(1997)在研究弹性体受有效应力作用下的弹性变形时，提出了有效应力−应变之间呈线性(或递增线性)关系的观点，如下式所示：

$$\begin{cases}\boldsymbol{\sigma}_{ij}=\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\boldsymbol{dry}}_{ijkl}\varepsilon_{kl}-\boldsymbol{\alpha}_{ij}p_{\boldsymbol{p}}\\ p_{\mathrm{p}}=M\left(\zeta-\boldsymbol{\alpha}_{ij}\varepsilon_{ij}\right)\end{cases}\tag{4}$$

式中，$\boldsymbol{\sigma}_{ij}$—岩石所受到的应力张量，MPa；下标i、j、k、l的取值范围为1～3，遵循爱因斯坦求和约定，重复指标代表自动求和；$\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{ijkl}$—干岩石的刚度张量矩阵，GPa；$\boldsymbol{\alpha}_{ij}$—Biot张量矩阵，无量纲；$p_{\mathrm{p}}$—地层孔隙压力，MPa；$\varepsilon_{kl}$—岩石在应力作用下产生的应变，无量纲；$M$—综合了流体和固体的压缩模量，GPa；$\zeta$—流体含量的变化，无量纲。

Tan and Konietzky(2014)在上述关系式的基础上，推导了弹性体变形的参数ε_{ij}和ζ的表达式：

$$\begin{cases}\varepsilon_{ij}=\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{dry}}_{ijkl}\boldsymbol{\sigma}_{kl}+\frac{1}{3}C\boldsymbol{B}_{ij}p_{\mathrm{p}}\\ \zeta=C\left(p_{\mathrm{p}}+\frac{1}{3}\boldsymbol{B}_{ij}\boldsymbol{\sigma}_{ij}\right)\end{cases}\tag{5}$$

式中，$\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{dry}}_{ijkl}$—干岩石的柔度张量矩阵，GPa^{-1}；$C$—储存系数，表示由于孔隙下降引起的流体释放量压力，MPa；$\boldsymbol{B}_{ij}$—Skempton系数张量，无量纲；其余变量符号含义同上。

公式(4)中的M和公式(5)中的C、$\boldsymbol{B}_{ij}$又可表示为

$$\begin{cases}\boldsymbol{B}_{ij}=3\left(\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{dry}}_{ijkk}-\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}_{ijkk}\right)/C\\ C=\left(\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{dry}}_{ijj}-\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}_{ijj}\right)+\phi\left(k_{\mathrm{f}}-s^{\mathrm{m}}_{ii}\right)\\ M=\dfrac{1}{\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{ijmn}\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}_{mnll}\left(\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{dry}}_{ijkk}-\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}_{ijkk}\right)+\phi\left(s_{\mathrm{f}}-s^{\mathrm{m}}_{ii}\right)}\\ s_{ij}=\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}_{ijkk}\end{cases}\tag{6}$$

式中，$\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}$—不含孔隙的岩石固体柔度张量，GPa^{-1}；$\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{dry}}$—干岩石的柔度张量矩阵，GPa^{-1}；$\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}$—干岩石的刚度张量矩阵，GPa；其中下标$m$、$n$的取值范围为1～3，式中重复出现的下标$ii$、$kk$、$jj$、$ll$满足爱因斯坦求和约定(重复下标自动求和)；$\phi$—孔隙度，无量纲；$k_{\mathrm{f}}$—流体体积模量，GPa；$s_{\mathrm{f}}$—流体压缩系数，GPa^{-1}；$s_{ij}$—岩石基质柔度系数，GPa^{-1}；$S^{\mathrm{m}}_{ii}$—不含孔隙的岩石基质柔度系数，GPa^{-1}；其余变量符号含义同上。

由于应力和应变的对称性，可以得出

$$\begin{cases}\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{ijkl}=\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{ijlk}=\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{jikl}=\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{lkij}\\ \boldsymbol{\alpha}_{ij}=\boldsymbol{\alpha}_{ji}\end{cases}\tag{7}$$

通过应力−应变之间的关系，并结合公式(4)—(7)，各向异性情况下Biot系数$\boldsymbol{\alpha}_{ij}$的通解形式可以表示为

$$\boldsymbol{\alpha}_{ij}=\delta_{ij}-\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{ijkl}\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}_{klmm}\tag{8}$$

式中，δ_{ij}—Kronecker符号，并满足$\delta_{ij}=1(i=j)$，$\delta_{ij}=0(i\neq j)$；其余变量符号含义同上。

考虑到$\boldsymbol{\alpha}_{ij}$的对称性，当$i\neq j$时，有$\boldsymbol{\alpha}_{ij}$=0。在ORT情况下，公式(8)的具体解形式可以表示为

$$\begin{cases}\alpha_{11}=1-\dfrac{c^{\mathrm{dry}}_{11}+c^{\mathrm{dry}}_{12}+c^{\mathrm{dry}}_{13}}{c^{\mathrm{m}}_{11}+c^{\mathrm{m}}_{12}+c^{\mathrm{m}}_{13}}\\ \alpha_{22}=1-\dfrac{c^{\mathrm{dry}}_{12}+c^{\mathrm{dry}}_{22}+c^{\mathrm{dry}}_{23}}{c^{\mathrm{m}}_{11}+c^{\mathrm{m}}_{12}+c^{\mathrm{m}}_{13}}\\ \alpha_{33}=1-\dfrac{c^{\mathrm{dry}}_{13}+c^{\mathrm{dry}}_{23}+c^{\mathrm{dry}}_{33}}{c^{\mathrm{m}}_{13}+c^{\mathrm{m}}_{23}+c^{\mathrm{m}}_{33}}\end{cases}\tag{9}$$

式中，c^{dry}_{11}、c^{dry}_{12}、c^{dry}_{13}、c^{dry}_{22}、c^{dry}_{23}、c^{dry}_{33}—$\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{ijkl}$的刚度系数，GPa；$c^{\mathrm{m}}_{11}$、$c^{\mathrm{m}}_{12}$、$c^{\mathrm{m}}_{13}$、$c^{\mathrm{m}}_{22}$、$c^{\mathrm{m}}_{23}$、$c^{\mathrm{m}}_{33}$—$\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{m}}_{ijkl}$的刚度系数，GPa；$\alpha_{11}$、$\alpha_{22}$、$\alpha_{33}$—$x$、$y$、$z$方向的Biot系数，无量纲。

公式(9)为ORT介质的Biot系数的解析表达式，由于该式需要岩石的骨架刚度张量($\widetilde{\boldsymbol{C}}^{\mathrm{dry}}_{ijkl}$)和岩石基质的柔度张量($\widetilde{\boldsymbol{S}}^{\mathrm{m}}_{klmm}$)，测井和地震都无法直接获取这2个张量，岩石物理建模是计算各向异性Biot系数的有效方法。

若只考虑页岩的VTI特征，公式(9)简化为

$$\begin{cases}\alpha_{11}=1-\dfrac{c^{\mathrm{dry}}_{11}+c^{\mathrm{dry}}_{12}+c^{\mathrm{dry}}_{13}}{c^{\mathrm{m}}_{11}+c^{\mathrm{m}}_{12}+c^{\mathrm{m}}_{13}}\\ \alpha_{22}=\alpha_{11}\\ \alpha_{33}=1-\dfrac{2c^{\mathrm{dry}}_{13}+c^{\mathrm{dry}}_{33}}{2c^{\mathrm{m}}_{13}+c^{\mathrm{m}}_{33}}\end{cases}\tag{10}$$

若地层表现为各向同性，则公式(10)进一步简

化为

$$\begin{cases}\alpha_{11}=1-\dfrac{c_{11}^{\mathrm{dry}}+2c_{12}^{\mathrm{dry}}}{c_{11}^{\mathrm{m}}+2c_{12}^{\mathrm{m}}}=1-\dfrac{3\lambda_{\mathrm{dry}}+2\mu_{\mathrm{dry}}}{3\lambda_{\mathrm{m}}+2\mu_{\mathrm{m}}}=1-\dfrac{K_{\mathrm{dry}}}{K_{\mathrm{m}}}\\ \alpha_{11}=\alpha_{22}=\alpha_{33}\end{cases} \tag{11}$$

式中，K_{dry}—干岩石的体积模量，GPa；K_{m}—岩石矿物的等效体积模量，GPa；λ_{dry}—干岩石的拉梅系数，GPa；λ_{m}—岩石矿物的等效拉梅系数，GPa；μ_{dry}—干岩石的剪切模量，GPa；μ_{m}—岩石矿物的等效剪切模量，GPa；其余变量符号含义同上。公式(11)即为经典的 Biot 系数计算公式。

2.3　ORT 页岩地层岩石物理模型的建立

为获得 ORT 页岩所需的 9 个独立刚度系数 c_{ij}，文章采用“先背景、后裂缝、再流体”的三步策略构建页岩岩石物理模型，建模流程如图 2 所示。

(1)构建 VTI 背景介质

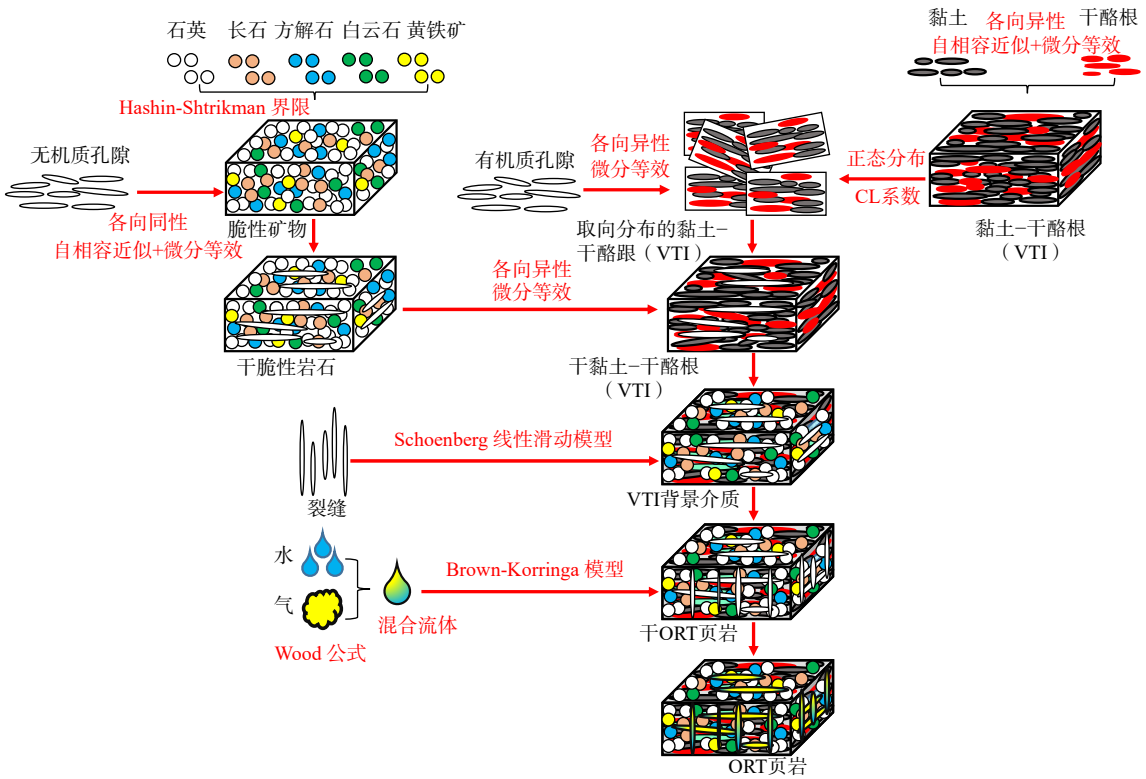
这一步包括两小步，首先利用 Hashin-Shtrikman 界限将石英、长石、碳酸盐等脆性矿物混合，得到各向同性基质弹性张量；然后运用自相容近似+微分等效串行算法先后引入无机孔(脆性矿物内)和有机孔(黏土−干酪根复合体中)，得到干岩石 VTI 刚度矩阵 $\boldsymbol{C}_{\text{dry-vti}}$。关键参数如孔隙纵横比、黏土成层系数(CL 系数)等取自前期岩石物理模拟−测井联合标定结果。

(2)引入垂直裂缝

在 $\boldsymbol{C}_{\text{dry-vti}}$ 基础上，利用 Schoenberg 线性滑动模型加入 1 组平行于井筒但垂直于地层的裂缝，获得干 ORT 骨架刚度 $\boldsymbol{C}_{\text{dry-ort}}$。法向、垂向切向、水平向切向裂缝弱度 Δ_{N}、Δ_{V}、Δ_{H} 通过模拟退火反演与实测匹配确定。

(3)流体替换

采用 Brown-Korringa 模型完成流体替换，最终得到饱和 ORT 页岩刚度 $\boldsymbol{C}_{\text{sat-ort}}$。同其他岩石物理模型相比(郭静怡等，2023；吴凡，2023；武陈月等，2023)，该 ORT 岩石物理模型具有以下优点：①VTI 背景介质考虑了硬孔隙(无机孔)和软孔隙(有机孔隙)与矿物之间的伴生关系，并能够差异化反映硬孔隙和软孔隙纵横比的差异特性及其对建模结果的重要影响；②引入描述垂向裂缝发育的 Schoenberg 线性滑动模型，从而实现了对页岩地层 ORT 弹性特



VTI—横观各向同性；ORT—正交各向异性；CL 系数—黏土成层系数

图 2　ORT 岩石物理建模流程

Fig. 2　ORT rock physics modeling workflow

VTI—vertical transverse isotropy; ORT—orthorhombic anisotropic; CL coefficient—clay lamination coefficient

征的精准描述。该ORT岩石物理模型预测结果与测井实测结果平均误差控制在5%范围内。

至此，基于测井资料，通过岩石物理模型可一次性获取ORT页岩地层的全部刚度系数，进而计算Biot系数及杨氏模量、泊松比等弹性参数。

2.4 ORT页岩地层水平地应力计算模型的构建

在获取垂向地应力、地层孔隙压力、ORT弹性参数及Biot系数后，还需要1个完备的力学模型将其耦合起来，下面从胡克定律出发对ORT地应力模型进行推导。

假设ORT页岩地层为完全弹性体，且其本构坐标系为*o*-123，对应岩石的应力−应变关系可用胡克定律进行描述：

$$\begin{bmatrix}\sigma_{11}\\ \sigma_{22}\\ \sigma_{33}\\ \tau_{23}\\ \tau_{31}\\ \tau_{12}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}c_{1111} & c_{1122} & c_{1133} & 0 & 0 & 0\\ & c_{2222} & c_{2233} & 0 & 0 & 0\\ & & c_{3333} & 0 & 0 & 0\\ & 对 & & c_{2323} & 0 & 0\\ & & 称 & & c_{3131} & 0\\ & & & & & c_{1212}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\varepsilon_{11}\\ \varepsilon_{22}\\ \varepsilon_{33}\\ 2\gamma_{23}\\ 2\gamma_{31}\\ 2\gamma_{12}\end{bmatrix} \tag{12}$$

式中，σ_{11}—沿1轴方向的正应力，MPa；σ_{22}—沿2轴方向的正应力，MPa；σ_{33}—沿3轴方向的正应力，MPa；τ_{12}—1、2轴所形成的平面内的剪应力，MPa；τ_{23}—2、3轴所形成的平面内的剪应力，MPa；τ_{31}—3、1轴所形成的平面内的剪应力，MPa；ε_{11}—沿1轴方向正应变，无量纲；ε_{22}—沿2轴方向正应变，无量纲；ε_{33}—沿3轴方向正应变，无量纲；γ_{12}—1、2轴所形成的平面内的剪应变，无量纲；γ_{23}—2、3轴所形成的平面内的剪应变，无量纲；γ_{31}—3、1轴所形成的平面内的剪应变，无量纲。

进一步假设三向主应力坐标系*o-xyz*，且本构坐标系和应力坐标系相互重合，即*x*轴、*y*轴、*z*轴方向分别与1轴、2轴、3轴相对应。由于3个地应力为3个正应力且与本构坐标系相重合，因此切应力和切应变均为0。设沿*x*轴方向的主应力为最大水平主应力σ_{H}，其产生的正应变为ε_{H}；沿*y*轴方向的主应力为最小水平主应力σ_{h}，其产生的正应变为ε_{h}；沿*z*轴方向的主应力为垂向地应力σ_{v}，其产生的正应变为ε_{v}。基于有效应力理论，只关注正应力的计算，并且将刚度矩阵中的下标*ijkl*用*IJ*的缩写来表示，则公式(12)中地应力关于刚度系数、主应变、地层孔隙压力以及Biot系数的关系可以表示为

$$\begin{Bmatrix}\sigma_{\mathrm{H}}-\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}-\alpha_{22}p_{\mathrm{p}}\\ \sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\end{Bmatrix}=\begin{bmatrix}c_{11} & c_{12} & c_{13}\\ c_{12} & c_{22} & c_{23}\\ c_{13} & c_{23} & c_{33}\end{bmatrix}\begin{Bmatrix}\varepsilon_{\mathrm{H}}\\ \varepsilon_{\mathrm{h}}\\ \varepsilon_{\mathrm{v}}\end{Bmatrix} \tag{13}$$

式中，σ_{H}—最大水平主应力，MPa；σ_{h}—最小水平主应力，MPa；σ_{v}—垂向地应力，MPa；ε_{H}—最大水平主应力方向对应的最大水平主应变，无量纲；ε_{h}—最小水平主应力方向对应的最小水平主应变，无量纲；ε_{v}—垂向主应变，无量纲；α_{11}—沿最大主应力(*x*轴)方向的Biot系数，无量纲；α_{22}—沿最小水平主应力(*y*轴)方向的Biot系数，无量纲；α_{33}—沿垂向应力(*z*轴)方向的Biot系数，无量纲；刚度系数c_{11}、c_{12}、c_{13}、c_{22}、c_{23}和c_{33}可由岩石物理建模得到。

求解公式(13)，得到应力关于刚度系数和应变的表达式：

$$\begin{cases}\sigma_{\mathrm{H}}=\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}+c_{11}\varepsilon_{\mathrm{H}}+c_{12}\varepsilon_{\mathrm{h}}+c_{13}\varepsilon_{\mathrm{v}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}=\alpha_{22}p_{\mathrm{p}}+c_{12}\varepsilon_{\mathrm{H}}+c_{22}\varepsilon_{\mathrm{h}}+c_{23}\varepsilon_{\mathrm{v}}\\ \sigma_{\mathrm{v}}=\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}+c_{13}\varepsilon_{\mathrm{H}}+c_{23}\varepsilon_{\mathrm{h}}+c_{33}\varepsilon_{\mathrm{v}}\end{cases} \tag{14}$$

式中变量符号含义同上。

鉴于垂向地应力的计算较为简单，直接利用密度测井曲线通过积分的方式便可获取。因此，在消去ε_{v}的同时，反解出最大、最小水平主应力关于垂向地应力σ_{v}、地层孔隙压力p_{p}、Biot系数、最大水平主应变ε_{H}、最小水平主应变ε_{h}及刚度系数的表达式：

$$\begin{cases}\sigma_{\mathrm{H}}=\dfrac{c_{13}}{c_{33}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}+\\ \left(c_{11}-\dfrac{c_{13}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{H}}+\left(c_{12}-\dfrac{c_{13}c_{23}}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{h}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}=\dfrac{c_{23}}{c_{33}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{22}p_{\mathrm{p}}+\\ \left(c_{22}-\dfrac{c_{23}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{h}}+\left(c_{12}-\dfrac{c_{13}c_{23}}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{H}}\end{cases} \tag{15}$$

式中变量符号含义同上。公式(15)即为ORT地层的最大、最小水平主应力关于刚度系数的表达式。

当不考虑岩石弹性参数的动−静态转换关系时，可以利用该式计算最大、最小水平主应力。但地下岩石所处的状态更接近于实验室加载条件，因此，如果地应力的计算方式直接采用公式(15)，则会存在误差。

为避免这种误差，通常需要将动态的弹性参数转换成静态，而刚度系数无法同静态的杨氏模量和泊松比对应起来，因此需将公式(15)表示为岩石弹性参数的形式。结合桂俊川等(2019)给出的杨氏模量和泊松比关于刚度系数的表达式，推导出ORT情况下最大、最小水平主应力的计算公式为

$$\begin{cases}\sigma_{\mathrm{H}}=\dfrac{\nu_{13}+\nu_{12}\nu_{23}}{1-\nu_{12}\nu_{21}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}+\\ \qquad\dfrac{E_1}{1-\nu_{12}\nu_{21}}\varepsilon_{\mathrm{H}}+\dfrac{E_1\nu_{21}}{1-\nu_{12}\nu_{21}}\varepsilon_{\mathrm{h}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}=\dfrac{\nu_{23}+\nu_{13}\nu_{21}}{1-\nu_{12}\nu_{21}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{22}p_{\mathrm{p}}+\\ \qquad\dfrac{E_2}{1-\nu_{12}\nu_{21}}\varepsilon_{\mathrm{h}}+\dfrac{E_1\nu_{21}}{1-\nu_{12}\nu_{21}}\varepsilon_{\mathrm{H}}\end{cases}\tag{16}$$

式中，E_1—沿 x 轴方向的杨氏模量，GPa；E_2—沿 y 轴方向的杨氏模量，GPa；ν_{12}—垂直于 x 轴，沿 y 轴的泊松比，无量纲；ν_{13}—垂直于 x 轴，沿 z 轴的泊松比，无量纲；ν_{21}—垂直于 y 轴，沿 x 轴的泊松比，无量纲；ν_{23}—垂直于 y 轴，沿 z 轴的泊松比，无量纲；其余变量符号含义同上。公式(16)中的杨氏模量和泊松比如果采用刚度系数计算，则与公式(15)完全等价；鉴于刚度系数由动态测井资料经岩石物理建模获得，与静态三轴实验测得的杨氏模量、泊松比存在差异，建议直接采用公式(16)并代入静态弹性参数，以减小误差并获得更可靠的地应力结果。

在关于最大、最小水平主应力的计算公式(16)中，Biot 系数可由刚度系数计算，地层孔隙压力 p_{p} 可由 Eaton 法进行计算，刚度系数可由岩石物理建模得到，静态杨氏模量和泊松比可由刚度系数计算并转换获取。因此，剩下的参数中，只有最大水平主应变 ε_{H} 和最小水平主应变 ε_{h} 无法确定。在同一区块内，最大、最小水平主应变通常为两个常数，常规的做法是结合实验或现场测试的地应力数据对其进行反演标定。

当地层为 VTI 介质时，公式(15)中的刚度系数 $c_{23}=c_{13}$、$c_{11}=c_{22}$，公式(16)中 $E_2=E_1$、$\nu_{21}=\nu_{12}$、$\nu_{23}=\nu_{13}$，公式(15)和(16)分别简化为公式(17)和(18)：

$$\begin{cases}\sigma_{\mathrm{H}}=\dfrac{c_{13}}{c_{33}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}+\\ \qquad\left(c_{11}-\dfrac{c_{13}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{H}}+\left(c_{12}-\dfrac{c_{13}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{h}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}=\dfrac{c_{13}}{c_{33}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}+\\ \qquad\left(c_{11}-\dfrac{c_{13}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{h}}+\left(c_{12}-\dfrac{c_{13}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{H}}\end{cases}\tag{17}$$

$$\begin{cases}\sigma_{\mathrm{H}}=\dfrac{\nu_{13}}{1-\nu_{12}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}+\dfrac{E_1}{1-\nu_{12}^2}\varepsilon_{\mathrm{H}}+\dfrac{E_1\nu_{12}}{1-\nu_{12}^2}\varepsilon_{\mathrm{h}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}=\dfrac{\nu_{13}}{1-\nu_{12}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha_{33}p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha_{11}p_{\mathrm{p}}+\dfrac{E_1}{1-\nu_{12}^2}\varepsilon_{\mathrm{h}}+\dfrac{E_1\nu_{12}}{1-\nu_{12}^2}\varepsilon_{\mathrm{H}}\end{cases}\tag{18}$$

若地层进一步从 VTI 简化为各向同性时，公式(17)中 $c_{13}=c_{12}$、$c_{11}=c_{33}$，公式(18)中 $\nu_{12}=\nu_{13}$，两式分别简化为公式(19)和(20)：

$$\begin{cases}\sigma_{\mathrm{H}}=\dfrac{c_{12}}{c_{33}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha p_{\mathrm{p}}+\\ \qquad\left(c_{33}-\dfrac{c_{12}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{H}}+\left(c_{12}-\dfrac{c_{12}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{h}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}=\dfrac{c_{12}}{c_{33}}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha p_{\mathrm{p}}+\\ \qquad\left(c_{33}-\dfrac{c_{13}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{h}}+\left(c_{12}-\dfrac{c_{12}^2}{c_{33}}\right)\varepsilon_{\mathrm{H}}\end{cases}\tag{19}$$

$$\begin{cases}\sigma_{\mathrm{H}}=\dfrac{v}{1-v}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha p_{\mathrm{p}}+\dfrac{E}{1-v^2}\varepsilon_{\mathrm{H}}+\dfrac{Ev}{1-v^2}\varepsilon_{\mathrm{h}}\\ \sigma_{\mathrm{h}}=\dfrac{v}{1-v}\left(\sigma_{\mathrm{v}}-\alpha p_{\mathrm{p}}\right)+\alpha p_{\mathrm{p}}+\dfrac{E}{1-v^2}\varepsilon_{\mathrm{h}}+\dfrac{Ev}{1-v^2}\varepsilon_{\mathrm{H}}\end{cases}\tag{20}$$

式中，E—ISO 杨氏模量，GPa；v—ISO 泊松比，无量纲；其余变量符号含义同上。公式(20)即为不考虑岩石各向异性特征的组合弹簧模型。

文章利用岩石物理建模获取的刚度矩阵计算动态岩石弹性参数，根据动-静态杨氏模量和泊松比转换关系，将动态岩石弹性参数转换到静态，结合垂向应力和地层孔隙压力预测结果，并利用构建的 ORT 地应力模型评价页岩地层地应力。

3　ORT 页岩地层地应力精细评价应用分析

x1 井为位于川南 CN 区块的页岩气评价井，其目的层为龙马溪组。龙马溪组从上到下可分为龙二段和龙一段，其中龙一段又可分为 2 个亚段，龙一段 1 亚段是主力产气层位。该亚段岩性以灰黑色、黑色页岩为主，水平层理发育，部分层段可见薄层砂质页岩、泥质粉砂岩等呈条带状分布，成像测井资料上可见一些微细层纹、低角度层理。岩性测井资料显示，该井段碳酸盐岩含量较高，局部地层发育黄铁矿，上部为灰色、灰绿色、深灰色页岩，水平层理非常发育；自下而上，泥质含量减少，灰质含量增加。该段伽马值较高(平均为 190 gAPI)，密度值较低(平均 2.57 g/cm^3)，电阻率略高(平均 42 Ω•m)，黏土矿物含量平均为 27%、硅质含量平均为 48.2%、碳酸盐岩含量平均为 13%，孔隙度较大(平均约为 4.8%)，总有机碳含量较高(平均为 3.3%)。

以 x1 井为例，对比分析了各向同性(ISO)、横观各向同性(VTI)和正交各向异性(ORT)3 种地应力计算模型所得应力的差异。基于岩石物理建模的地应力评价流程如图 3 所示，主要涵盖 5 个步骤：

①资料收集、整理与预处理，为岩石物理建模提供基础数据和建模依据，并计算垂向应力和地层孔隙压力；②岩石物理模型的建立，依据收集的基础资料，构建各向异性的页岩岩石物理模型，计算各向异性 Biot 系数；③动态岩石弹性参数计算，基于建模结果，计算动态页岩弹性参数；④静态岩石弹性参数计算，依据岩石弹性参数的动−静态转换关系，计算静态岩石弹性参数；⑤地应力精细评价，利用静态岩石弹性参数，并结合实测地应力反演的最大、最小水平主应变，评价最大、最小水平主应力。

基于岩石物理建模结果并利用动−静态转换关系计算的 x1 井静态岩石弹性参数如图 4 所示。由图 4 可知，沿 x 轴和 y 轴的动态杨氏模量及泊松比具有相似的变化趋势，并与 z 轴的岩石弹性参数差异较大。

进一步分析对比 Biot 系数在各向同性、横观各向同性和正交各向异性情况下的变化特征，结果如图 5 所示。各向同性情况下计算得到的 Biot 系数 α_{iso} 介于 0.256～0.678，均值为 0.500；VTI 情况下计算得到的 Biot 系数中 α_{11vti} 表示水平向 Biot 系数，α_{33vti} 为垂向 Biot 系数，并且 $\alpha_{33vti}>\alpha_{11vti}$。$\alpha_{11vti}$ 介于 0.125～0.674，均值为 0.449；α_{33vti} 介于 0.263～0.693，均值为 0.511。ORT 情况下计算得到的 Biot 系数中 α_{11ort} 表示 x 方向 Biot 系数，α_{22ort} 表示 y 方向 Biot 系数，α_{33ort} 表示 z 方向 Biot 系数，并且 $\alpha_{33ort}>\alpha_{22ort}>\alpha_{11ort}$，$\alpha_{22ort}$ 和 α_{11ort} 比较接近而与 α_{33ort} 差异相对较大。α_{11ort} 介于 0.129～0.678，均值为 0.456；α_{22ort} 介于 0.146～0.695，均值为 0.475；α_{33ort} 介于 0.265～0.693，均值为 0.513。从图 4 中第 6 道和第 7 道可以看出，水平向和垂向的 Biot 系数差异明显。经统计，α_{11} 和 α_{33} 的平均相对差异为 13.4%，某些深度点的相对差异甚至超过 50%。因此，若采用相同的 Biot 系数去计算各向异性地层的水平地应力会导致错误结果。

在计算地应力之前，需要利用实测数据对地应力进行标定。DFIT 测试是目前石油工程领域在套管井射孔段常用的快速压裂−关井测试，是国际岩石力学学会推荐的可用于估算最小水平主应力的矿场测试方法之一（Barree et al., 2015），其技术原理是以恒定的小排量（排量约 0.5 m^3/min，远低于川南页岩气区主体压裂 16～20 m^3/min 的施工排量）向页岩储层注入一定量液体，造出一定尺寸的张性裂缝，然后根据关井停泵后压力下降规律评价裂缝闭

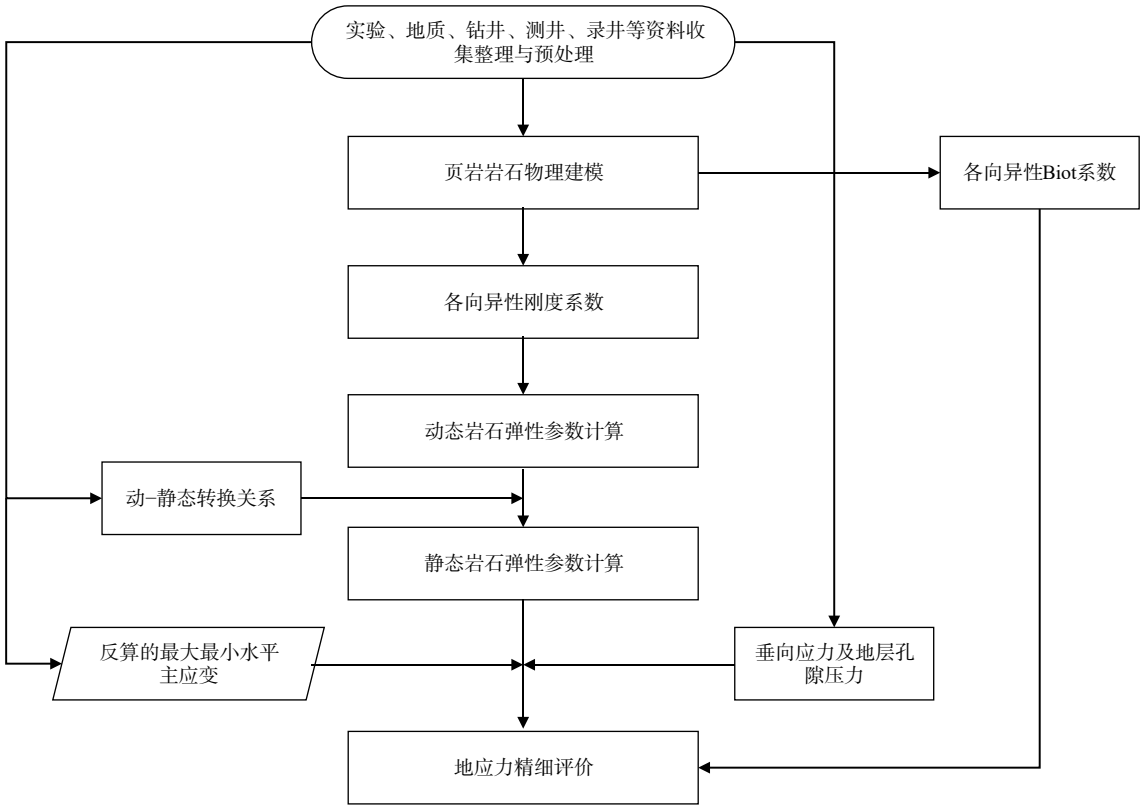
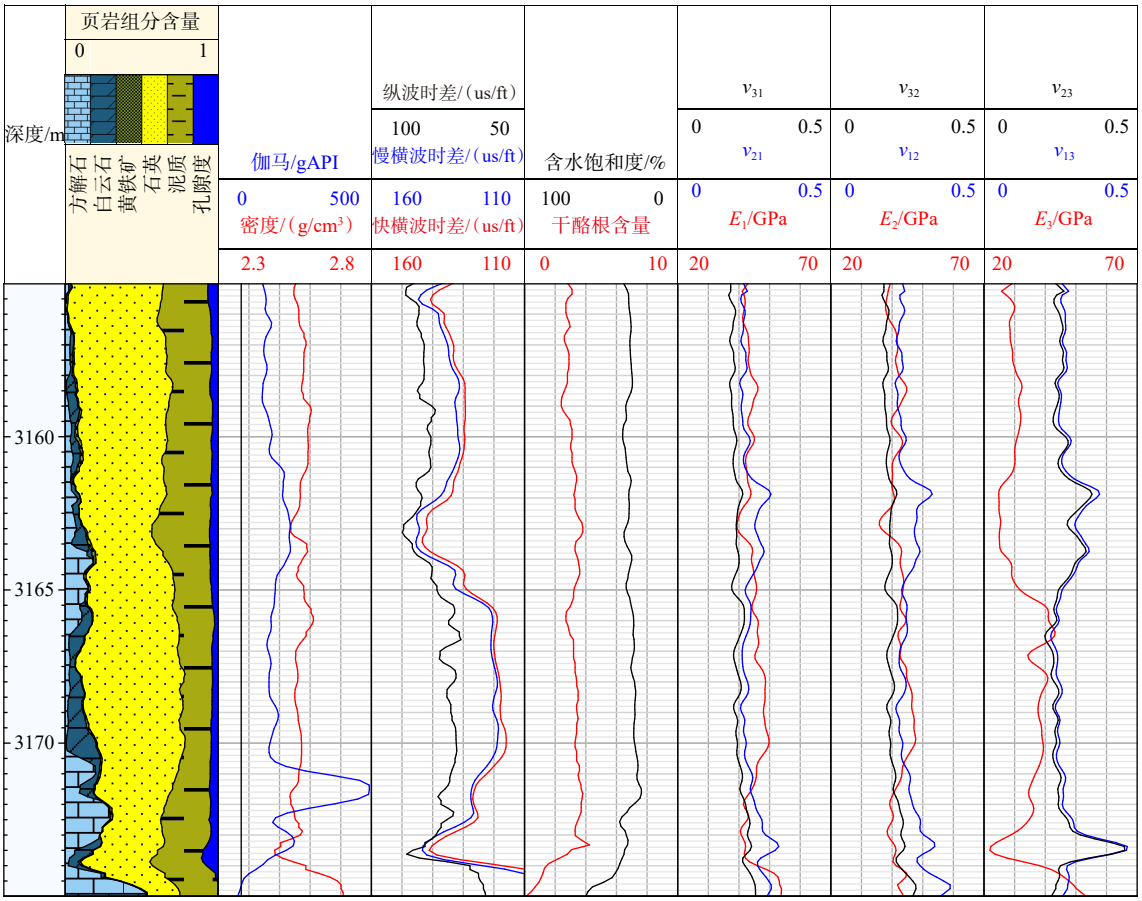


图 3 基于岩石物理建模的地应力评价流程

Fig. 3 Stress evaluation workflow based on rock physics modeling



E_1—沿 x 轴方向的杨氏模量；E_2—沿 y 轴方向的杨氏模量，GPa；E_3—沿 z 轴方向的杨氏模量，GPa；v_{12}—垂直于 x 轴、沿 y 轴的泊松比；v_{13}—垂直于 x 轴、沿 z 轴的泊松比；v_{21}—垂直于 y 轴、沿 x 轴的泊松比；v_{23}—垂直于 y 轴、沿 z 轴的泊松比；v_{31}—垂直于 z 轴、沿 x 轴的泊松比；v_{32}—垂直于 z 轴、沿 y 轴的泊松比

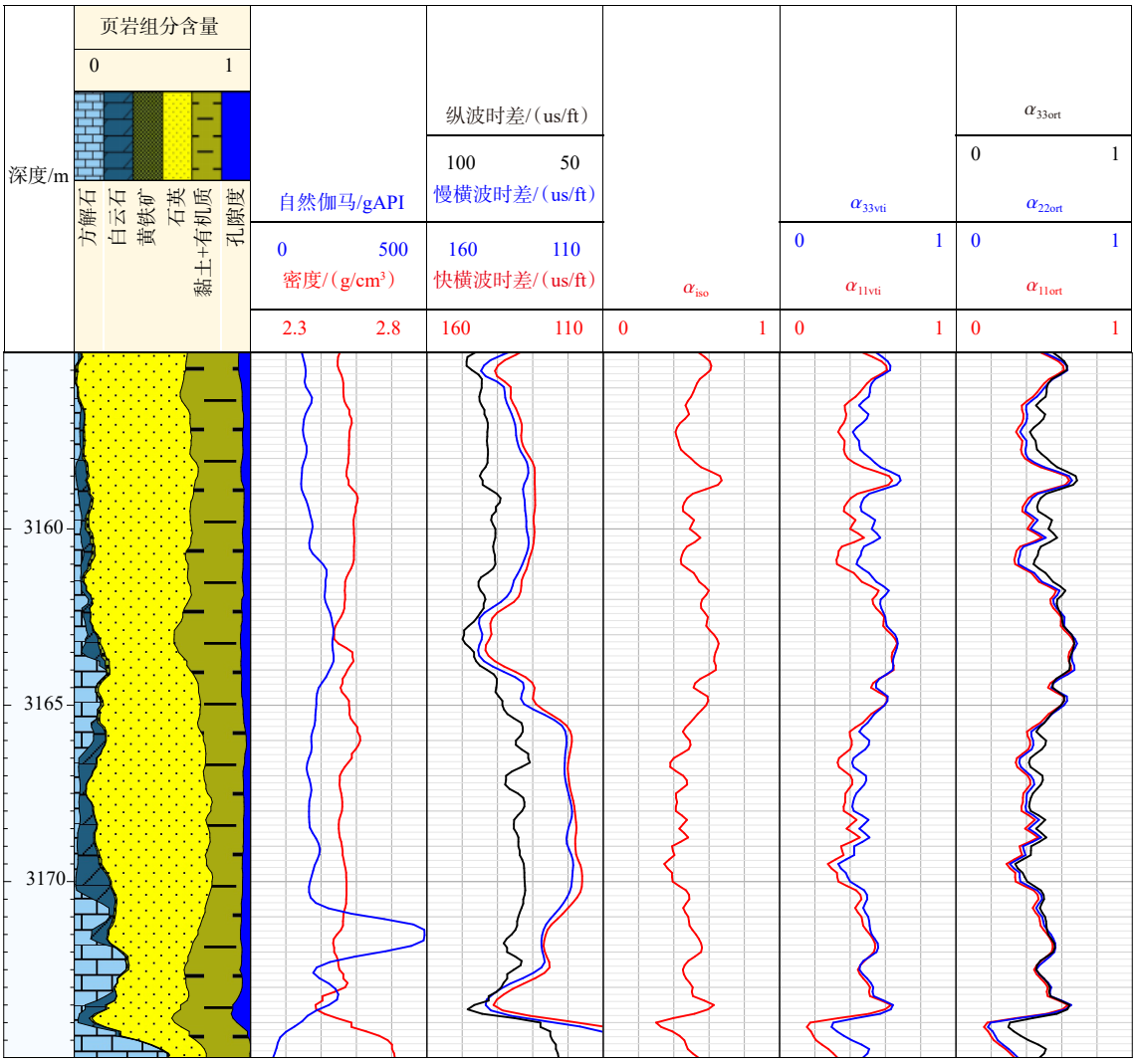
图 4　ORT 静态岩石弹性参数

Fig. 4　ORT static rock elastic parameters

E_1—Young's modulus along the x-axis; E_2—Young's modulus along the y-axis, GPa; E_3—Young's modulus along the z-axis, GPa; v_{12}–Poisson's ratio perpendicular to the x-axis and along the y-axis; v_{13}—Poisson's ratio perpendicular to the x-axis and along the z-axis; v_{21}—Poisson's ratio perpendicular to the y-axis and along the x-axis; v_{23}—Poisson's ratio perpendicular to the y-axis and along the z-axis; v_{31}—Poisson's ratio perpendicular to the z-axis and along the x-axis; v_{32}—Poisson's ratio perpendicular to the z-axis and along the y-axis

合压力。在 CN 区块走滑断层应力场条件下，DFIT 测试诱发垂直裂缝，闭合压力可视为最小水平主应力 σ_h。x1 井龙马溪组地层 3169～3170 m 深度（主力产气层位）处的 DFIT 测试施工曲线如图 6 所示。经解释，该深度范围内地层破裂压力为 67.21 MPa，裂缝重启压力为 63.81 MPa，最小水平主应力为 64.70 MPa。取深度中值 3169.5 m 为基准，Eaton 法计算的地层孔隙压力为 39.37 MPa，利用破裂压力关于最大水平主应力、最小水平主应力、抗拉强度、地层孔隙压力的关系（周金昱等，2023），反算出最大水平主应力为 88.26 MPa。

此外，x1 井在龙马溪组 3161.8 m 深度（上部地层，非主力产气层位）处开展了室内地应力测试，最大、最小水平主应力测试结果分别为 95.21 MPa 和 74.13 MPa。假定所有模型在 3169.5 m 处计算的最大、最小水平主应力均为准确值，反推出：ISO 假设下最大水平主应变 ε_{Hiso} 为 0.00127、最小水平主应变 ε_{hiso} 为 0.000393；VTI 假设下最大水平主应变 ε_{Hvti} 为 0.00125、最小水平主应变 ε_{hvti} 为 0.000445；ORT 假设下最大水平主应变 ε_{Hort} 为 0.00124、最小水平主应变 ε_{hort} 为 0.000451。将反推出的各类最大、最小水平主应变代入到相应的地应力模型中，计算不同模型计算的最大、最小水平主应力结果，如图 7 所示。垂向地应力和地层孔隙压力预测结果显示，在 3155～3175 m 深度范围内地层孔隙压力 p_p 变化范围为 39.92～43.71 MPa，平均值为 42.63 MPa。垂向地应力 σ_v 变化范



α_{iso}—各向同性 Biot 系数；α_{11vti}—水平向 Biot 系数；α_{33vti}—垂向 Biot 系数；α_{11ort}—x 方向 Biot 系数；α_{22ort}—y 方向 Biot 系数；α_{33ort}—z 方向 Biot 系数

图 5 不同模型计算的 Biot 系数

Fig. 5 Biot coefficients calculated by different models

α_{iso}—isotropic Biot coefficient; α_{11vti}—horizontal Biot coefficient; α_{33vti}—vertical Biot coefficient; α_{11ort}—Biot coefficient along the x-axis; α_{22ort}—Biot coefficient along the y-axis; α_{33ort}—Biot coefficient along the z-axis

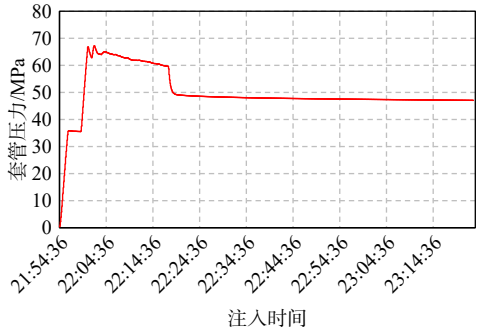
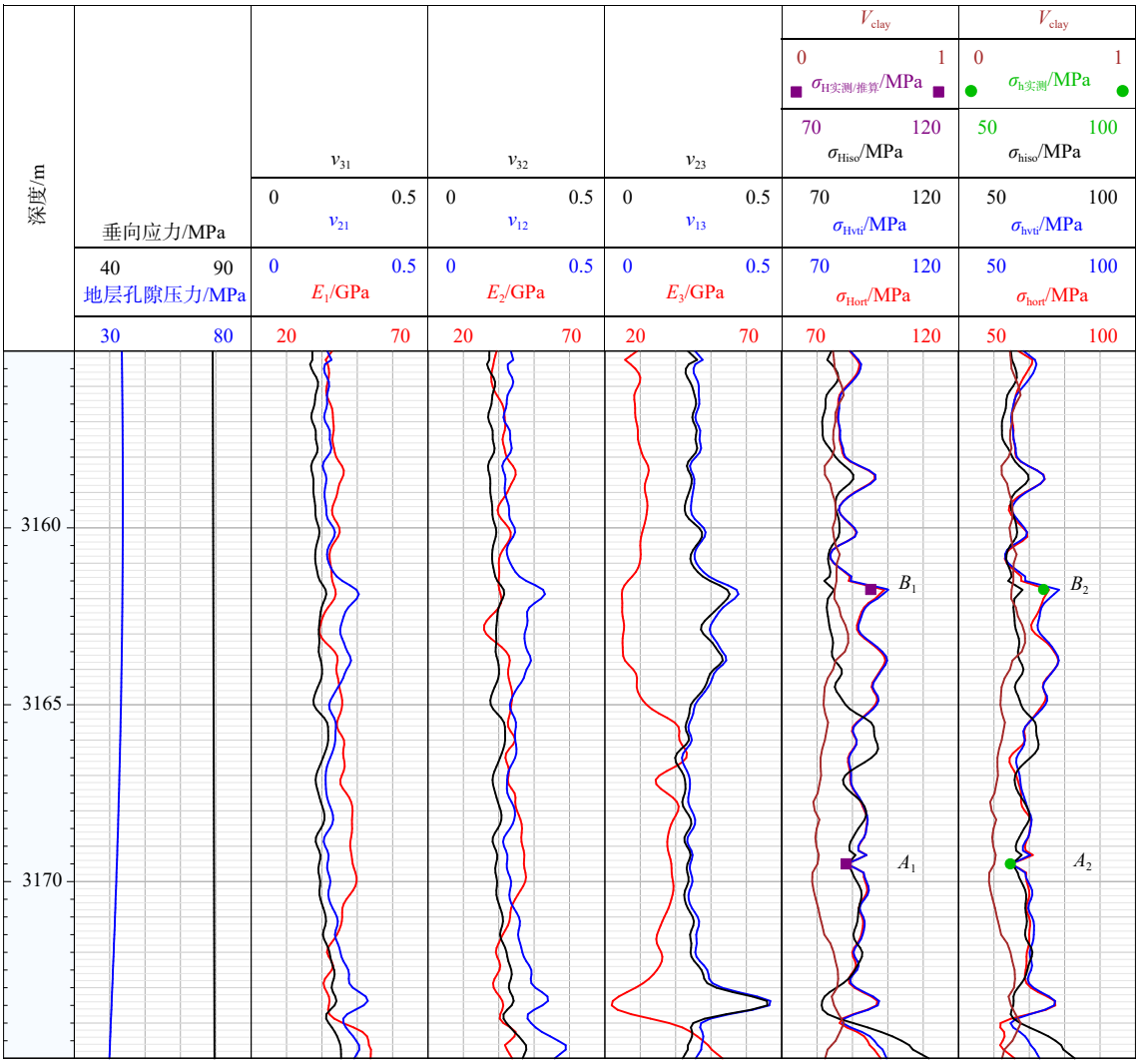


图 6 x1 井龙马溪组微注施工曲线

Fig. 6 Micro-injection operation curve of the Longmaxi Formation in Well x1

围很小，介于 79.13～79.63 MPa，平均值为 79.38 MPa。

A_1 点（图 7）为通过压裂施工曲线反算的最大水平主应力，其值为 88.26 MPa。B_1 点为 3161.8 m 处井下岩芯声发射测试获取的最大水平主应力，其值为 95.21 MPa。在 B_1 点对应的深度位置 ORT 地应力模型预测结果为 98.98 MPa，VTI 地应力模型的预测结果为 100.15 MPa，ISO 地应力模型的预测结果为 84.79 MPa，3 种模型预测的地应力与实测结果的误差分别为 3.96%、5.19%、10.94%。其中 ORT 模型的精度最高，ISO 模型的精度最低。进一步分析不同模型计算的地应力变化趋势，由图 7 可见，3161.8～3163.8 m 范围内黏土矿物含量随深度先增加后降低，ORT 地应力模型和 VTI 地应力模型计算出的最大水平主



V_{clay}—黏土含量；$\sigma_{H实测/推算}$—微注测试推算或声发射实测最大水平主应力；σ_{Hiso}—iso 模型预测最大水平主应力；σ_{Hvti}—VTI 模型预测最大水平主应力；σ_{Hort}—ORT 模型预测最大水平主应力；$\sigma_{h实测}$—微注测试或声发射实测最小水平主应力；σ_{hiso}—iso 模型预测最小水平主应力；σ_{hvti}—VTI 模型预测最小水平主应力；σ_{hort}—ORT 模型预测最小水平主应力；A_1—微注测试反算最大水平主应力点位；A_2—微注测试最小水平主应力点位；B_1—声发射测试最大水平主应力点位；B_2—声发射测试最小水平主应力点位

图 7　各类模型地应力计算结果

Fig. 7　In-situ stress calculated by various models

V_{clay}—clay content; $\sigma_{Hmeasured/calculated}$—maximum horizontal principal stress calculated from micro-injection test or measured from the acoustic emission; σ_{Hiso}—maximum horizontal principal stress predicted by the iso model; σ_{Hvti}—maximum horizontal principal stress predicted by the VTI model; σ_{Hort}—maximum horizontal principal stress predicted by the ORT model; $\sigma_{hmeasured}$—minimum horizontal principal stress measured from the micro-injection or the acoustic emission test; σ_{Hiso}—minimum horizontal principal stress predicted by the iso model; σ_{Hvti}—minimum horizontal principal stress predicted by the VTI model; σ_{Hort}—minimum horizontal principal stress predicted by the ORT model; A_1—position of the maximum horizontal principal stress point calculated from the micro-injection test; A_2—position of the minimum horizontal principal stress point calculated from the micro-injection test; B_1—maximum horizontal principal stress point measured from the acoustic emission test; B_2—minimum horizontal principal stress point measured from the acoustic emission test

应力则呈现对应的先降低后增加的趋势，而 ISO 地应力模型计算出的最大水平主应力则呈现出缓慢增加的趋势，这显然不符合变化规律。通常情况下 VTI 地应力模型计算的最大水平主应力 σ_{Hvti} 为三者中的最大值，介于 82.07～101.48 MPa，均值为 91.81 MPa。ORT 地应力模型计算的最大水平主应力 σ_{Hort} 小于 σ_{Hvti}，介于 81.07～100.97 MPa，均值为 91.43 MPa。ISO 地应力模型计算的最大水平主应力

σ_{Hiso}最小，介于79.80～111.63 MPa，均值为88.54 MPa。由地应力的计算公式（16）、公式（18）和公式（20）可知，ISO地应力模型中杨氏模量和泊松比通常对应垂向上的页岩岩石弹性特性，而各向异性的地应力模型则综合考虑其他方向岩石弹性特征的影响。σ_{Hort}小于σ_{Hvti}，是由于考虑ORT特性后y方向的岩石弹性特性略微弱于x方向的岩石弹性特性（如$E_1>E_2$）导致的，但x、y方向的差异不大，因此σ_{Hort}略小于σ_{Hvti}。由此可以推测随着地层中裂缝逐渐发育，σ_{Hort}和σ_{Hvti}的差异将逐渐增大。

A_2点（图7）为通过压裂施工曲线反算的最小水平主应力，其值为64.70 MPa。B_2点为3161.8 m处井下岩芯声发射实验（基于Kaiser效应）获取的最小水平主应力，其值为74.13 MPa。在B_2点对应的深度点，ORT地应力模型预测结果为75.55 MPa，VTI地应力模型的预测结果为78.40 MPa，ISO地应力模型的预测结果为68.09 MPa，3种模型预测的地应力与实测结果的误差分别为1.92%、5.76%、8.15%。其中ORT模型的精度最高，ISO模型的精度最低。与最大水平主应力的变化趋势类似，σ_{hvti}通常情况下最大，介于60.04～81.28 MPa，均值为69.97 MPa。σ_{hort}次之，介于55.66～82.13 MPa，均值为69.05 MPa。σ_{hiso}最小，介于61.41～82.86 MPa，均值为67.61 MPa。

4 讨论

文章构建了考虑页岩地层ORT特征的地应力评价方法，并与传统的VTI模型及ISO模型进行了对比。与以往地应力评价方法相比，该方法给出的地应力表达式更加完备，且考虑了Biot系数的各向异性特征，因此精度更高。若沿用传统ISO模型，x1井龙马溪组最小、最大水平主应力平均仅为67.61 MPa与88.54 MPa，整体偏低且无法追踪黏土含量变化引起的应力波动；升级为VTI模型后，其值分别升至69.97 MPa与91.81 MPa，误差仍约为5%，因其默认xy平面弹性一致而忽视水平向差异。ORT地应力计算方法同时引入ORT弹性参数及3个方向相关Biot系数（$\alpha_{11}\neq\alpha_{22}\neq\alpha_{33}$），使$\sigma_h$、$\sigma_H$误差降至1.9%和4.0%，并能精细复现黏土含量变化导致的应力“V”形起伏。在工程应用上，ORT应力剖面纵向变化更剧烈且与地质实际高度吻合，可由此带来包括但不限于以下的影响：①钻井阶段，ORT预测的窄泥浆窗口可避免ISO/VTI高估窗口而诱发的井壁崩落、垮塌；②压裂阶段，ORT最小水平主应力剖面可精确刻画隔层与靶体间的应力差，指导射孔段优选与分段簇间距设计，确保水力裂缝在纵向上充分扩展并有效动用储层；同时依据ORT高应力段真实应力值优选高强度支撑剂，避免ISO模型低估应力造成的支撑剂破碎及导流能力骤降；③返排阶段，利用ORT模型获得的更真实的最小水平主应力设定闷井时间，可防止ISO高估最小水平主应力而过早返排造成的地层出砂。

在同样考虑各向异性框架下，ORT模型较VTI模型实现了三重进步：①弹性参数建模上，突破传统仅垂直/水平2组实验标定Thomsen参数的局限，在测井尺度耦合了Schoenberg线性滑动模型，给出了连续ORT刚度矩阵，预测误差<5%；②Biot系数方面，推导出ORT介质α_{11}、α_{22}、α_{33}解析解并通过岩石物理模型反演，证实$\alpha_{11}<\alpha_{22}<\alpha_{33}$且差异可达50%；③地应力公式由VTI模型扩展为ORT模型，并耦合了3个方向Biot系数，理论完备性更高。

文中构建的方法依赖于ORT弹性参数的预测，预测结果的正确与否直接决定了后续地应力的预测精度。目前仅通过单井测井资料还无法完整获取VTI地层的弹性参数，ORT地层弹性参数的预测则更加困难，因此该预测方法在推广、应用上会受到数据基础的限制。此外，ORT地应力计算模型也并非地应力问题的完全解析解。实际地下情况远比模型所能描述的更为复杂。如果将地层视为完全各向异性体，那么其可能包含多达21个独立的弹性参数。页岩地层的层理和纹层较为发育，不同的层理和纹层组合对岩石的弹性特性及应力大小具有显著影响。这些层理和纹层通常在厘米甚至毫米的尺度上，而目前的测井仪器测量精度仅达到分米级别，从而限制了对这些细微结构的有效识别。针对上述2个可能影响地应力评价结果的关键问题，在当前地震与测井技术发展的背景下，尚难以在实际数据中直接解决，相关探讨目前主要限于理论层面。可以预见，随着地球物理探测技术的持续进步，地应力预测的精度有望在未来得到进一步提升。

5 结论

（1）文章建立了与层理方向相关的动−静态弹性参数转换模型，通过分方向标定弹性参数，将相关系数由各向同性模型的0.66～0.88提升至0.90～

0.97, 显著提高静态参数预测精度。

（2）基于构建的正交各向异性介质 Biot 系数通解与解析表达式，实现了 α_{11}、α_{22}、α_{33} 的连续计算，从而证实龙马溪组页岩 Biot 系数各向异性不可忽略（平均差异 13.4%, 最大超 50%）；建立了含 ORT 弹性参数与三向 Biot 系数的完备地应力模型，经实测验证最小/最大水平主应力误差仅 1.9%/4.0%, 精度优于 VTI 及各向同性模型，可精细反映应力随岩性波动特征。

（3）3 种模型对比分析中，各向同性模型应力预测显著偏小，VTI 模型因忽略垂向裂缝影响存在系统偏差，而文中所形成的 ORT 地应力精细评价方法对钻井液密度窗口设计、压裂参数优化及返排制度制定具有重要工程指导意义。

作者贡献声明： 曾波、桂俊川负责论文构思、数据分析、研究方法和论文写作；黄浩勇、马天寿、崔帅参与数据分析和技术手段的实践应用和绘图；钟光海、徐尔斯参与数据分析、研究方法和修改。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: ZENG Bo and GUI Junchuan conceived the study, performed data analysis, designed the research methodology, and drafted the manuscript; HUANG Haoyong, MA Tianshou, and CUI Shuai participated in data analysis, practical application of technical approaches, and figure generation; ZHONG Guanghai and XU Ersi were involved in data analysis, refinement of the research methodology, and manuscript revision. All authors have read and approved the submission and publication of the manuscript.

利益冲突声明： 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: All authors declare no conflict of interests.

References

ALAWADH M, EL SGHER M, AMINIAN K, et al. , 2023. Predicting the stress in marcellus shale horizontal wells from the drilling and well log data[C]//SPE eastern regional meeting. Wheeling, West Virginia, USA: SPE: SPE-215912-MS.

BARREE R D, MISKIMINS J L, GILBERT J V, 2015. Diagnostic fracture injection tests: common mistakes, misfires, and misdiagnoses[J]. SPE Production & Operations, 30(2): 84-98.

BOWERS G L, 1995. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 10(2): 89-95.

CHEN F Y, ZHANG G Z, ZHOU Y, et al., 2023. Prediction method for static modulus based on a rock physical model for dense sandstone[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 62(5): 952-961. (in Chinese with English abstract)

CHENG A H D, 1997. Material coefficients of anisotropic poroelasticity[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 34(2): 199-205.

CHENG J W, ZHANG F, LI X Y, 2024. Orthorhombic anisotropic rock physics modeling for fractured marine shale reservoir in Sichuan Basin[J]. Earth Science, 49(1): 299-312. (in Chinese with English abstract)

CORNET F H, VALETTE B, 1984. In situ stress determination from hydraulic injection test data[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 89(B13): 11527-11537.

EATON B A, 1975. The equation for geopressure prediction from well logs[C]//Fall meeting of the society of petroleum engineers of AIME. Dallas, Texas, USA: SPE: SPE-5544-MS.

GAO Q F, ZHANG P X, GUAN L L, et al., 2024. Influence of lower-level reverse faults on shale gas enrichment and high yield: a case study of Pingqiao Dong-1 Fault in Nanchuan area, southeast margin of Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 14(3): 458-467. (in Chinese with English abstract)

GE H K, LIN Y S, WANG S C, 1998. In-situ stresses determination technique and its applications in petroleum exploration and development[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 22(1): 94-99. (in Chinese with English abstract)

GUI J C, CHEN P, MA T S, 2019. The spatial distribution of elastic parameters of orthotropic rocks[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 41(3): 13-28. (in Chinese with English abstract)

GUO J Y, LI M, ZHUANG M W, et al., 2023. Rock physics model for velocity–pressure relations and its application to shale pore pressure estimation[J]. Petroleum Exploration and Development, 50(2): 360-372. (in Chinese with English abstract)

HE Y H, XUE T, LI Z, et al., 2023. Development technologies for Triassic Chang 7 shale oil in Ordos Basin: a case study of Qingcheng Oilfield, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 50(6): 1245-1258. (in Chinese with English abstract)

HIGGINS S, GOODWIN S, DONALD A, et al. , 2008. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter Shale[C]//SPE annual technical conference and exhibition. Denver, Colorado, USA: SPE: SPE-115736-MS.

HOU B, WANG Y Z, ZHANG Y, et al., 2023. Regional evaluation method of ground stress in shale oil reservoirs-taking the Triassic Yanchang formation in northern Shaanxi area as an example[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 9(1): 140.

HUANG R Z, 1984. A model for predicting formation fracture pressure[J]. Journal of East China Petroleum Institute, 8(4): 335-347. (in Chinese with English abstract)

HUBBERT M K, RUBEY W W, 1959. Role of fluid pressure in mechanics of

overthrust faulting: I. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting[J]. GSA Bulletin, 70(2): 115-166.

JU W, NIU X B, FENG S B, et al., 2020. Predicting the present-day in situ stress distribution within the Yanchang Formation Chang 7 shale oil reservoir of Ordos Basin, central China[J]. Petroleum Science, 17(4): 912-924.

LAI J, BAI T Y, XIAO L, et al., 2023. Well-logging evaluation of in-situ stress fields and its geological and engineering significances[J]. Oil & Gas Geology, 44(4): 1033-1043. (in Chinese with English abstract)

LI Z M, ZHANG J Z, 1997. In-situ stress and petroleum exploration & development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 5-74. (in Chinese)

LIU M, YANG R Q, YANG F L, et al., 2023. Numerical modeling of in-situ stress and prediction of favorable area of shale gas layer in Wufeng to Longmaxi formations, Nanchuan region, southeastern Chongqing[J]. Petroleum Geology & Experiment, 45(6): 1178-1188. (in Chinese with English abstract)

MA T S, XIANG G F, SHI Y F, et al., 2022. Horizontal in situ stresses prediction using a CNN-BiLSTM-attention hybrid neural network[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 8(5): 152.

MA X D, ZOBACK M D, 2020. Predicting lithology-controlled stress variations in the Woodford shale from well log data via viscoplastic relaxation[J]. SPE Journal, 25(5): 2534-2546.

NEWBERRY B M, NELSON R F, AHMED U, 1985. Prediction of vertical hydraulic fracture migration using compressional and shear wave slowness[C]//SPE/DOE low permeability gas reservoirs symposium. Denver, Colorado, USA: SPE: SPE-13895-MS.

RAFIEEPOUR S, ZHENG D Z, MISKA S, et al. , 2020. Combined experimental and well log evaluation of anisotropic mechanical properties of shales: an application to wellbore stability in bakken formation[C]//SPE annual technical conference & exhibition. Colorado, USA: SPE: SPE-201334-MS. SHE C Y, 2024. New progress and development prospect of key technologies for drilling of deep shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 44(3): 1-9. (in Chinese with English abstract)

SHU H L, QIU K B, LI Q F, et al., 2021. A method for evaluating the geomechanical characteristics of shale gas: the geomechanical characteristics of the mountain shale in the intensively reworked marine area of South China[J]. Natural Gas Industry, 41(S1): 1-13. (in Chinese with English abstract)

TAN X, KONIETZKY H, 2014. Numerical study of variation in Biot's coefficient with respect to microstructure of rocks[J]. Tectonophysics, 610: 159-171.

THIERCELIN M J, PLUMB R A, 1994. A core-based prediction of lithologic stress contrasts in east Texas formations[J]. SPE Formation Evaluation, 9(4): 251-258.

TONG K L, CAI H Y, LI J X, et al., 2023. Present stress orientations and controlling factors of shale reservoirs in LZ region, Sichuan Basin: example of the first member of Longmaxi Formation[J]. Science Technology and Engineering, 23(8): 3224-3236. (in Chinese with English abstract)

WANG G F, LI F X, WANG H B, et al., 2022. Application of an integrated geology-reservoir engineering approach to fracturing in unconventional gas reservoirs, Sichuan Basin and some insights[J]. Oil & Gas Geology, 43(5): 1221-1237. (in Chinese with English abstract)

WANG L X, LI H, LIU X M, et al., 2024. Seismic exploration technologies of marine shale gas and their development directions in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 45(1): 261-275. (in Chinese with English abstract)

WU C Y, YIN X Y, YIN L J, 2023. Rock physical modelling for deep shale reservoirs involving the influence of pressure[J]. Oil Geophysical Prospecting, 58(4): 893-901. (in Chinese with English abstract)

WU F, 2023. Study of rockphysics and inversion methods for VTI anistropy shale reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing): 25-26. (in Chinese with English abstract)

XIAN C G, ZHANG J H, CHEN X, et al., 2017. Application of geomechanics in geology-engineering integration[J]. China Petroleum Exploration, 22(1): 75-88. (in Chinese with English abstract)

XU K, ZHANG H, LIU X Y, et al., 2022. Current in-situ stress characteristics of deep fractured reservoirs in Kuqa Depression and its guiding significance to natural gas exploration and development[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 29(2): 34-45. (in Chinese with English abstract)

ZHAN G W, YANG J, ZHAO Y, et al., 2023. Development practice and challenges of deep shale gas in southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 45(6): 1067-1077. (in Chinese with English abstract)

ZHANG B, WANG X T, XU F Y, et al., 2025. Research on pore pressure prediction method based on XGBoost[J]. Progress in Geophysics, 40(2): 541-555 (in Chinese with English abstract)

ZHAO H F, SHI H W, XIE F, et al., 2025. A novel model for calculating in situ stress within deep coal seams considering microstructural characteristics and its application[J]. Coal Geology & Exploration, 53(11): 120-129. (in Chinese with English abstract)

ZHOU J Y, LI G R, CHEN Z, et al., 2023. A new calculation method of drilling formation leakage pressure based on logging data[J]. Well Logging Technology, 47(1): 99-107. (in Chinese with English abstract)

ZHU H Y, SONG Y J, XU Y, et al., 2021. Four-dimensional in-situ stress evolution of shale gas reservoirs and its impact on infill well complex fractures propagation[J]. Acta Petrolei Sinica, 42(9): 1224-1236. (in Chinese with English abstract)

ZHU H Y, WANG Z H, FAN Y, et al., 2025. Research progress and application prospects of prediction methods for pore pressure in carbonate formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 46(8): 1628-1646. (in Chinese with English abstract)

ZOBACK M, RUTHS T, MCCLURE M, et al. , 2022. Lithologically-controlled variations of the least principal stress with depth and resultant *Frac fingerprints* during multi-stage hydraulic fracturing[C]//SPE/AAPG/SEG unconventional resources technology conference. Houston, Texas, USA: URTEC: URTEC-3722883-MS.

ZOBACK M D, 2007. Reservoir geomechanics[M]. Cambridge: Cambridge University Press: 3-6.

附中文参考文献

陈飞宇, 张广智, 周游, 等, 2023. 基于致密砂岩岩石物理模型的静

态模量预测方法[J]. 石油物探, 62(5): 952-961.
程绩伟, 张峰, 李向阳, 2024. 四川盆地含裂缝海相页岩储层正交各向异性岩石物理建模[J]. 地球科学, 49(1): 299-312.
高全芳, 张培先, 关琳琳, 等, 2024. 低级别逆断层对页岩气富集高产影响研究: 以四川盆地东南缘南川地区平桥东 1 断层为例[J]. 油气藏评价与开发, 14(3): 458-467.
葛洪魁, 林英松, 王顺昌, 1998. 地应力测试及其在勘探开发中的应用[J]. 石油大学学报(自然科学版), 22(1): 94-99.
桂俊川, 陈平, 马天寿, 2019. 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), 41(3): 13-28.
郭静怡, 李敏, 庄明伟, 等, 2023. 速度-压力岩石物理模型及其在页岩孔隙压力预测中的应用[J]. 石油勘探与开发, 50(2): 360-372.
何永宏, 薛婷, 李桢, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地长 7 页岩油开发技术实践: 以庆城油田为例[J]. 石油勘探与开发, 50(6): 1245-1258.
黄荣樽, 1984. 地层破裂压力预测模式的探讨[J]. 华东石油学院学报, 8(4): 335-347.
赖锦, 白天宇, 肖露, 等, 2023. 地应力测井评价方法及其地质与工程意义[J]. 石油与天然气地质, 44(4): 1033-1043.
李志明, 张金珠, 1997. 地应力与油气勘探开发[M]. 北京: 石油工业出版社: 5-74.
刘明, 杨瑞青, 杨风丽, 等, 2023. 渝东南南川地区五峰组—龙马溪组页岩气层地应力数值模拟及有利区预测[J]. 石油实验地质, 45(6): 1178-1188.
余朝毅, 2024. 四川盆地深层页岩气钻井关键技术新进展及发展展望[J]. 天然气工业, 44(3): 1-9.
舒红林, 仇凯斌, 李庆飞, 等, 2021. 页岩气地质力学特征评价方法: 中国南方海相强改造区山地页岩地质力学特征[J]. 天然气工业, 41(S1): 1-13.
佟恺林, 蔡鸿燕, 李金玺, 等, 2023. 四川 LZ 页岩储层现今地应力方向及主控因素: 以龙一段为例[J]. 科学技术与工程, 23(8): 3224-3236.
王光付, 李凤霞, 王海波, 等, 2022. 四川盆地非常规气藏地质-工程一体化压裂实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 43(5): 1221-1237.
王立歆, 李弘, 刘小民, 等, 2024. 中国海相页岩气地震勘探技术及其发展方向[J]. 石油学报, 45(1): 261-275.
武陈月, 印兴耀, 印林杰, 等, 2023. 考虑压力的深部页岩储层地震岩石物理建模方法及应用[J]. 石油地球物理勘探, 58(4): 893-901.
吴凡, 2023. VTI 介质页岩储层岩石物理与反演方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京): 25-26.
鲜成钢, 张介辉, 陈欣, 等, 2017. 地质力学在地质工程一体化中的应用[J]. 中国石油勘探, 22(1): 75-88.
徐珂, 张辉, 刘新宇, 等, 2022. 库车坳陷深层裂缝性储层现今地应力特征及其对天然气勘探开发的指导意义[J]. 油气地质与采收率, 29(2): 34-45.
詹国卫, 杨建, 赵勇, 等, 2023. 川南深层页岩气开发实践与面临的挑战[J]. 石油实验地质, 45(6): 1067-1077.
张冰, 王晓婷, 徐福颖, 等, 2025. 基于 XGBoost 的孔隙压力预测方法研究[J]. 地球物理学进展, 40(2): 541-555.
赵海峰, 史宏伟, 谢斐, 等, 2025. 考虑微构造特征的深部煤层地应力模型及其应用[J]. 煤田地质与勘探, 53(11): 120-129.
周金昱, 李高仁, 陈阵, 等, 2023. 基于测井资料的钻井地层漏失压力计算新方法[J]. 测井技术, 47(1): 99-107.
朱海燕, 宋宇家, 胥云, 等, 2021. 页岩气储层四维地应力演化及加密井复杂裂缝扩展规律[J]. 石油学报, 42(9): 1224-1236.
朱海燕, 王智辉, 范宇, 等, 2025. 碳酸盐岩地层孔隙压力预测方法研究进展及展望[J]. 石油学报, 46(8): 1628-1646.