引用格式：申宝剑，李丹，何建华，等，2026. 多源数据驱动的页岩储层单井地应力智能预测方法及应用[J]. 地质力学学报，32（1）：227−244. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025126

Citation: SHEN B J，LI D，HE J H，et al.，2026. Intelligent prediction method and application of single-well in-situ stress in shale reservoirs driven by multi-source data[J]. Journal of Geomechanics，32（1）：227−244. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025126

多源数据驱动的页岩储层单井地应力智能预测方法及应用

申宝剑[1]，李　丹[2]，何建华[2]，徐碧兰[2]，吴炎峰[2]，王濡岳[3]，蒋　睿[2]，李瑞雪[2]，霍志周[1]，刘　坤[1]

SHEN Baojian[1]，LI Dan[2]，HE Jianhua[2]，XU Bilan[2]，WU Yanfeng[2]，WANG Ruyue[3]，JIANG Rui[2]，LI Ruixue[2]，HUO Zhizhou[1]，LIU Kun[1]

1. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院，北京 102206；
2. 成都理工大学能源学院（页岩气现代产业学院），四川 成都 610059；
3. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室，北京 102206

1. *Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute*, *Beijing* 102206, *China*;
2. *College of Energy* (*College of Modern Shale Gas Industry*), *Chengdu University of Technology*, *Chengdu* 610059, *Sichuan*, *China*;
3. *State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development*, *Beijing* 102206, *China*

Intelligent prediction method and application of single-well in-situ stress in shale reservoirs driven by multi-source data

Abstract: ［**Objective**］Deep shale reservoirs are characterized by high temperature, high pressure, elevated in situ stress, and strong plasticity. Conventional in-situ stress testing methods and log interpretation models, often calibrated under simplified laboratory conditions, suffer from limited predictive accuracy, high operational cost, and poor generalizability—challenges that constrain their utility in guiding shale gas exploration and development. ［**Methods**］Focusing on a structurally complex shale gas block in southern Sichuan as a representative case, we integrated dynamic and static multi-source data across drilling, logging, testing, and production stages. Along with experimental measurements of the physical and mechanical properties of rock under different conditions, we developed a hybrid stress prediction model by combining machine learning techniques with geomechanical principles. This multi-method, log-based intelligent prediction framework enables the generation of high-resolution in-situ stress profiles for efficient shale gas development. ［**Results**］In the first member of the Longmaxi Formation (Long-1 Member), organic content, confining pressure, and lamination structures significantly influence mechanical anisotropy, particularly in Beds 1–4, which exhibit stronger anisotropy than the upper beds. Based on these findings, we developed a mechanically calibrated anisotropic stress interpretation model for deep shales. Using laboratory- and field-calibrated synthetic stress datasets, we established a standardized stress database for the southern Sichuan shale reservoir. Key sensitive logging parameters, including shear wave slowness, resistivity,

基金项目：国家科技重大专项（2025ZD1404102-04）；国家自然科学基金青年基金项目（42402148）；页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室开发基金项目（33550000-24-ZC0699-0057）；中国石油化工股份有限公司科技部项目（P24181）

This research was financially supported by the National Science and Technology Major Project of China (Grant No. 2025ZD1404102-04), the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 42402148), the Development Fund of the National Key Laboratory of Shale Oil & Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development (Grant No. 33550000-24-ZC0699-0057), and Science and Technology Department Project of China Petroleum & Chemical Corporation (Grant No. P24181).

第一作者：申宝剑（1978—），男，博士，研究员，主要从事非常规页岩油气地质评价研究。Email：shenbj.syky@sinopec.com

通信作者：何建华（1990—），男，博士，副教授，主要从事非常规储层地质力学研究。Email：hejianhuadizhi@163.com

收稿日期：2025−09−02；**修回日期**：2026−01−05；**录用日期**：2026−01−07；**网络出版日期**：2026−01−15；**责任编辑**：范二平

Received：2025−09−02；Revised：2026−01−05；Accepted：2026−01−07；Available Online：2026−01−15；Handling Editor：FAN Erping

acoustic logs, and Young's modulus were identified via Pearson correlation analysis. An optimized XGBoost model achieved interpretation accuracies above 90% for all three principal stress components, with an RMSE of 6.63, an MAE of 3.89, and a coefficient of determination (R^2) of 0.91, indicating strong robustness and generalizability. The results revealed four distinct stress barrier layers from the Wufeng Formation to the Longmaxi Formation, and the top of Bed 1 and Bed 6 acted as dominant stress-sealing interfaces. Localized compressive stresses induced by fold-related deformation further enhanced vertical stress compartmentalization and increased the minimum horizontal principal stress, thereby exerting significant influence on hydraulic fracturing performance. [**Conclusions**] The study revealed the geological factors controlling the mechanical anisotropy of the shale in the Long-1 Member, and established an isotropic in-situ stress interpretation model suitable for deep shale reservoirs accordingly. An integrated intelligent model, L-XGBoost, was adopted to achieve a prediction accuracy exceeding 90% for three-dimensional in-situ stresses. The research also clarified the development characteristics of four sets of stress barrier layers within the Long-1 Member shale and their impact on fracturing effectiveness. [**Significance**] These insights provide a scientific basis for fine-scale stratigraphic subdivision and three-dimensional well pattern design for shale gas development in the tectonically complex southeastern Sichuan Basin.

Keywords: deep shale; southeast Sichuan; Wufeng–Longmaxi Formations; in-situ stress; intelligent logging prediction; stress compartment

摘　要：针对深层页岩具有“高温、高压、高应力及强塑性”的特点，现有地应力测试方法与测井解释模型存在预测精度低、耗时且推广能力弱等缺点，限制了地应力大小解释结果对页岩气勘探开发的有效指导。以川南复杂构造页岩气区块作为典型解剖区，充分利用井点钻、录、测、压裂等各类动、静态多源数据，并结合不同实验条件下的岩石物理参数、岩石力学及地应力大小的测试技术，采用机器学习与地质力学知识双向驱动的方法，构建了多方法融合的地应力大小智能预测方法，并将精细地应力解释剖面应用于页岩气高效开发。龙马溪组一段（龙一段）页岩受有机质含量、矿物组构及围压影响，使得整体下部①—④号小层的各向异性、力学性质及孔隙弹性效应明显强于上部小层。基于这种力学特征的差异，建立了适用于深层页岩的地应力各向同性解释模型。基于实验数据、工程数据及多向标定的地应力解释人工合成数据，形成了川南地区页岩储层地应力标准数据集。采用 Pearson 因子算法筛选了横波时差、电阻率、声波时差及杨氏模量等敏感特征参数，优化后的轻量级与极限梯度提升混合（L-XGBoost）融合智能模型实现三向地应力大小解释精度均在 90% 以上，且均方根误差、平均绝对误差及决定系数分别为 6.63，3.89 及 0.91，具有推广泛化应用能力。纵向上受龙一段页岩岩相变化引起的力学强度波动，使其内部发育了 4 套应力隔挡层，其中①号层顶与⑥号层为 2 套强应力隔层，储隔应力差大于 6 MPa，且褶皱变形挤压应力扰动区局部派生的挤压应力会增强纵向应力的隔挡作用，使得最小水平主应力值变大，造成压裂改造效果变差。研究揭示了龙一段页岩力学各向异性受控地质因素，并据此建立了适用于深层页岩的各向同性地应力解释模型。采用 L-XGBoost 融合智能模型实现三向地应力预测精度超过 90%，明确了龙一段页岩 4 套应力隔挡层发育特征及其对压裂效果的影响。研究成果将为川东南复杂构造区页岩气纵向开发小层划分和水力压裂优化设计提供科学指导。

关键词：深层页岩；川东南；五峰组—龙马溪组；地应力大小；测井智能预测；应力隔层

中图分类号：P313.5; P618.13; TD313　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2026)01−0227−18

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025126

0　引言

2024 年中国原油和天然气对外依存度分别高达 72% 和 45%, 能源安全形势严峻。页岩气勘探开发对于保障中国能源安全、实现“双碳”目标具有重要的战略意义(李品等, 2024)。中国页岩气资源丰富, 主要富集在四川盆地下古生界五峰组—龙马溪组页岩储层中。目前该区中—浅层(埋深<3500 m)页岩气已实现规模化开发, 建成涪陵、长宁−威远和昭通 3 大国家级示范区(张金川等, 2008; 赵文智等, 2012)。为推进增储上产, 埋深大于 3500 m 的深层—超深层页岩气成为接替领域。川南地区埋深介于 3500～4500 m的页岩气资源占埋深 4500 m 以浅资源总量的 80%以上(Wu et al., 2025), 资源潜力巨大(龙胜祥等, 2018; 汪凯明, 2023)。然而深层页

岩具有“高温、高压、高应力及强塑性”的特点，压裂改造难度大（胡东风等，2022；王濡岳等，2021；赵金洲等，2024）。其根本原因在于深层复杂地质构造背景下，高地应力与地应力变化主导了裂缝扩展与压裂效果（何建华等，2015；鞠玮等，2020；张金才和亓原昌，2020；张培先等，2023）。地应力评价作为贯穿页岩油气勘探开发全过程的关键工作，对水平井轨迹设计及储层可压裂性评估具有决定性的影响（张金才和亓原昌，2020）。因此，现今地应力大小的精细评价对页岩气开发至关重要。目前基于中—浅层构建的地应力解释模型在深层应用中的预测精度不足且依赖实验参数进行标定，故在不同深层页岩气区块间的推广性较差。

深层致密储层地应力大小测量方法主要分为实验测量和测井解释。实验方法包括非弹性应变恢复法、声发射法、水压致裂法和差应变法等，能较准确反映岩石应力状态；测井解释法则通过建立连续的地应力剖面，具有纵向分辨率高、成本低的优势，因此被广泛应用（邓金根等，2013；Liu et al.，2019；孙东生等，2020，2021；Singh and Zoback，2022；苏宏刚和罗黎明，2023）。早期地应力解释模型多基于各向同性的单轴应变假设，包括 Matthews-Kelly 模型、Terzaghi 模型、Anderson 模型及 Newberry 模型，未考虑构造残余应力（Matthews and Kelly，1967；Anderson et al.，1973）。随着非常规油气勘探的深入，各向异性模型逐步发展，如黄氏模型、组合弹簧模型、葛式模型、多孔弹性应变模型、各向异性差异应变模型（ADS 模型）及应力诱导非构造各向异性模型（SN 模型）（黄荣樽，1984；葛洪魁和林英松，1998；邓金根等，2013），这些模型虽然可以适用不同地质背景，但普遍存在参数多、依赖实验标定、跨区域泛化能力弱等问题。近年来机器学习方法为地应力预测提供了新途径，包括人工神经网络（ANN）、卷积神经网络（CNN）模型等（Jamshidian et al.，2017；Han and Yin，2018；Ma et al.，2022），能够自主学习和快速响应。但深层页岩储层地应力与多源数据存在较强的非线性关系，使得传统机器学习模型在精度与泛化能力上受限。因此，亟需发展基于多源数据与地质力学物理模型双向驱动的地应力预测方法，优选最优参数设置和模型组合，实现深层页岩储层地应力大小的连续、快速、精准预测。

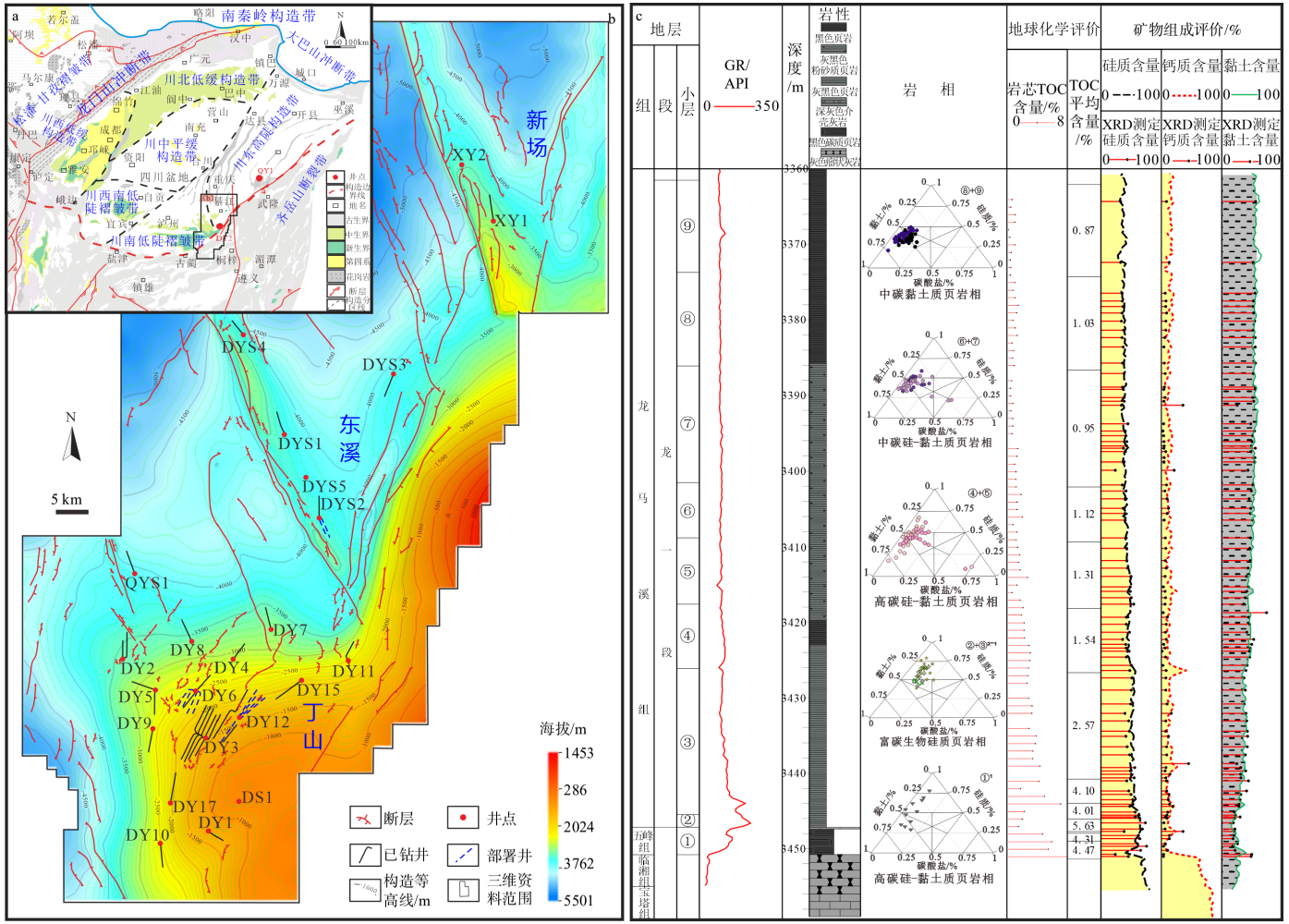
文章以川东南深层五峰组—龙马溪组页岩为研究对象，基于室内岩石物理、岩石力学及地应力大小测试实验，获取声波速度、刚度系数矩阵参数、孔隙弹性参数及力学性质参数等。首先基于传统方法构建了基于实验标定的垂直横向各向同性（VTI）各向异性解释模型并开展连续解释；整合准确计算的地应力数据与实验和工程等多源响应数据组成标准数据库，采用 Pearson 分析、基于粒子群算法优化的人工神经网络（ANN-PSO）、轻量梯度提升机（LightGBM）、极限梯度提升（XGBoost）等监督学习算法对岩石力学和地应力参数进行预测，优选适合于深层页岩储层的智能预测模型，最终将优选模型应用于研究区三向地应力的连续解释，并通过工程应用验证其泛化能力，研究成果可为纵向开发小层的合理划分与开发井网的优化部署提供强有力支撑。

1　地质背景与研究方法

1.1　地质背景

四川盆地东南部及其周缘地区涵盖了川南低缓褶皱带、川东高陡构造带及川东盆缘复杂构造带（图 1a），也是涪陵、长宁、泸州等中国主要页岩气田的分布区。该区经历了加里东晚期至喜马拉雅晚期多期构造运动的叠加改造，其构造演化主要始于燕山早期的北西向挤压，形成了北东向构造；随后在燕山晚期至喜马拉雅期相继受到雪峰山逆冲、龙门山推覆和青藏高原向东推挤的作用，发育了切割早期构造的南北向断层。多期构造作用导致地层强烈变形、抬升剥蚀，使得五峰组—龙马溪组埋深差异较大，主体变化在 1500～4500 m 之间。丁山-新场南位于川东南盆缘北东向构造带，受齐岳山断裂控制，表现为一系列向盆内延伸的北西—南东向鼻状构造或断背斜（图 1b）。受构造应力自断裂向盆内递减的影响，该区构造变形与地层剥蚀强度也呈现由西向东减弱的趋势。

五峰组—龙马溪组沉积早期受构造与气候共同影响，四川盆地形成了“三隆夹一坳”的古地理格局，并演变为滞留缺氧的局限海深水环境，沉积了一套厚度较大的暗色炭质页岩。其中五峰组以中—下部的灰黑色炭质页岩和顶部黑灰色含生屑灰岩或含生屑泥质白云岩为主，厚度一般为 3～6 m，对应于①号开发小层；其上的龙马溪组一段（龙一段）是页岩气开发的主力层系，其下部以灰黑色炭质笔石页岩为主，中—上部逐渐演变为黑灰—灰黑色的



a—四川盆地及其周缘构造单元划分图；b—丁山—新场南五峰组—龙马溪组构造特征图；c—DY6-1 井五峰组—龙一段页岩开发小层划分与储层综合评价图（硅质含量—测井解释获得的石英和长石含量总和；钙质含量—测井解释获得的方解石与白云石含量总和）

图 1　四川盆地构造单元划分及研究区构造特征和地层划分图

Fig. 1　Tectonic framework and stratigraphic division of the Sichuan Basin and the study area

(a) Tectonic subdivision of the Sichuan Basin and adjacent structural units; (b) Structural characteristics of the Wufeng Formation to Longmaxi Formation in the Dingshan–Xinchangnan region; (c) Subdivision and reservoir evaluation of the Wufeng Formation to the first member of the Longmaxi Formation in Well DY6-1(siliceous content—total quartz and feldspar from log interpretation; calcareous content—total calcite and dolomite from log interpretation)

含笔石炭质泥岩及含粉砂泥岩，总厚度为 75～84 m（图 1c）。龙一段自下而上可细分为 3 个亚段：龙一段一亚段以富含有机质的灰黑色炭质笔石页岩为主，对应②—④开发小层；龙一段二亚段岩性主要为黑灰色含碳含粉砂泥岩，与深灰色含笔石粉砂质泥岩频繁互层，对应⑤—⑥开发小层；龙一段三亚段以黑灰色黏土质泥岩为主，对应⑦—⑨开发小层。

1.2　样品采集与资料来源

研究以丁山−新场南地区埋深超过 3500 m 的五峰组—龙马溪组页岩为重点靶区（图 1b），收集了该区内包括 DY2 井、DY4 井、XY1 井等多口取芯井的测井与实验数据。基于这些取芯井，对龙一段各小层开展了系统取样，并同步开展了包含氦气孔隙度、岩石力学参数、地层条件下纵/横波速及声发射地应力测试在内的多项参数岩石物理联测分析。以上实验均在成都理工大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室完成。此外，为了验证模型的推广性，研究还引入了永川、泸州等深层页岩气区块的数据，为研究提供了坚实的数据支撑。

1.3　实验测试方法

1.3.1　*岩石物理参数实验*

岩石物理参数测试主要包括了氦气孔隙度、Biot 系数、刚度系数矩阵参数及地层条件下的纵、横波测试。其中氦气孔隙度采用 PHI-220 自动孔隙度测定仪，严格遵循国家标准 GB-T 29172—2012（全国石油天然气标准化技术委员会，2013）执行。Biot 系数测定采用动、静态 2 种方法：动态法通过测定样品骨架的纵、横波速度及密度，结合 X 射线衍射（XRD）矿物组分数据，计算出岩石骨架颗粒与体积压缩系数，进而利用公式（夏宏泉等，2019）求得；而静态法通过测定纵波速度随孔隙压力与差应力的变化率，依据公式（夏宏泉等，2019）求得。刚度系数矩阵参数通过全角度超声波速各向异性测试系统获取，其中 C_{11}、C_{33}、C_{44} 等关键分量分别由平行或垂直层理方向的纵、横波速度及密度计算得到，其余分量则根据弹性力学对称关系推导。地层条件下的纵、横波速度测试在 MTS（Mechanical Testing Systems，力学测试系统）岩石物理参数自动测试系统中进行。通过模拟地层温压条件，并严格按照行业标准 DZ/T 0276.31—2015（全国国土资源标准化技术委员会，2015）测量纵波（P 波）与横波（S 波）速度。最终将测得的纵、横波速度与岩石密度代入公式（夏宏泉等，2019），即可计算出动态杨氏模量与动态泊松比。

1.3.2　*岩石力学与地应力大小测试实验*

岩石力学实验采用美国 GCTS 公司制造的 RTR-1000 型三轴岩石力学测试系统。实验前将圆柱样两端磨平，然后根据地层实际温压条件设置温度和围压，还原到地层条件下的地质力学环境。测试严格遵循行业标准 DZ/T 0276.20—2015（中华人民共和国国土资源部，2015），通过三轴加载获取岩石的抗压强度、静态杨氏模量与静态泊松比等关键力学参数。地应力测试则联合运用 RTR1000 系统和 SAEU2S 声发射检测系统，在加载地层温压条件下，给岩样施加轴向荷载，同时通过高灵敏度的声发射系统监测岩石受压产生的声发射信号。测试过程严格依据 ASTM D2664 标准实施，通过识别凯塞尔效应点，实现对现今地应力大小的准确测定。

1.4　VTI 各向异性地应力大小测井解释方法

相比常用葛式模型、黄氏模型及弹簧组合模型，VTI 各向异性水平地应力解释模型由于综合考虑了垂向应力、非均质构造应力、层理及岩石强度差异性，因而更适用于具有强各向异性的页岩地层，该模型通过输入最大、最小构造应力系数、上覆岩层压力、孔隙压力、Biot 系数以及水平与垂向的静态杨氏模量和泊松比，即可计算得到最大与最小水平主应力（邓金根等，2013）。模型中所需的动态杨氏模量和泊松比，需通过刚度系数矩阵参数转换求得。而刚度系数主要通过利用岩芯实验数据标定阵列声波测井参数来获取：其中参数 C_{33}、C_{44}、C_{66} 由常规测井数据计算得到，而 C_{13} 和 C_{11} 则需要由岩芯实验或者经验公式求得。因此研究中采用了改进的 MANNE 模型，该模型通过 2 个实验标定系数来关联这些关键参数，从而有效表征不同岩石的各向异性差异。上覆岩层压力采用密度测井积分来计算，对于缺失密度测井的井段，需要取该井段的平均密度或构建的密度曲线进行补充计算，以获取连续、可靠的垂向应力剖面。在孔隙压力评价方面，研究优选了有效应力法，不需要构建正常压实趋势线和地区经验系数，而是基于上覆岩层压力、基岩应力和孔隙流体压力之间的基本物理关系，通过建立有效应力与测井参数之间的定量模型来直接预测地层孔隙压力，具有更好的理论一致性和适用性。

1.5　由监督学习方法预测地应力大小与校验

由于 VTI 模型解释精度高度依赖实验参数刻

度，因此，难以在不同地区推广。研究旨在构建一个稳健、高精度的地应力预测模型框架。其核心逻辑是：首先利用测井数据预测关键岩石力学参数；随后结合其他地质信息，建立测井参数与地应力大小之间的智能预测模型；通过多模型融合方法，最终实现基于常规和特殊测井曲线的地应力直接预测目标，实现模型的泛化能力。为系统评估不同机器学习算法的性能，此次重点选取3种具有代表性的算法：XGBoost、ANN-PSO和LightGBM。这3种模型分别代表了集成学习、神经网络优化以及高效梯度提升等不同技术方法：XGBoost作为梯度提升框架模型代表，通过迭代构建决策树序列并优化残差，其引入正则化与二阶梯度提升，兼顾精度与泛化能力；ANN-PSO模型将粒子群优化算法与神经网络相结合，利用群体智能全局搜索网络最优参数，有效避免局部最优。LightGBM基于梯度单边采样与互斥特征捆绑技术，显著提升了大样本下的训练效率与预测性能。此外，为了评价各类预测模型的精度和效果，研究采用了一套统计和图形度量指标，具体使用了3个关键评价指标：决定系数（R^2）、均方根误差（RMSE）和平均绝对误差（MAE），这些指标定义如下

$$R^2=\left[\frac{k\sum ab-\left(\sum a\right)\left(\sum b\right)}{\sqrt{\left(k\left(\sum a^2\right)-\left(\sum a\right)^2\right)}\sqrt{k\left(\sum b^2\right)-\left(\sum b\right)^2}}\right]^2 \tag{1}$$

$$\mathrm{RMSE}=\sqrt{\frac{\sum\left(\sigma_{\mathrm{measured}}-\sigma_{\mathrm{predicted}}\right)^2}{N}} \tag{2}$$

$$\mathrm{MAE}=\frac{\sum\left|\sigma_{\mathrm{measured}}-\sigma_{\mathrm{predicted}}\right|}{N} \tag{3}$$

式中，$\sigma_{\mathrm{measured}}$、$\sigma_{\mathrm{predicted}}$—地应力的实验测试值和机器学习的预测值；$k$—样本总数；$a$、$b$—变量；$N$—数据点总数。

2 实验参数标定深层页岩各向异性地应力大小解释模型

2.1 Biot系数与孔隙压力预测

采用岩石物理超声测试系统测定页岩储层的动态Biot系数，其16个测试值主要分布在0.45～0.65。一般水平方向Biot系数值大于垂直方向（图2a），表明该参数具有明显的各向异性特征。Biot系数受多种地质因素控制，其中孔隙度、TOC含量及层理发育程度影响显著。此外垂直方向上孔隙度与动态Biot系数呈负相关，水平方向上呈正相关，表明了孔隙度也具有一定的各向异性（图2b）。此外，TOC含量越高，层理越发育，页岩内部结构定向排列性会越强，导致垂直和水平方向Biot系数测试值差异越大（图2c）。龙一段①—③号小层相比④—⑨号小层TOC含量更高且层理更发育，故垂直和水平方向上的Biot系数测试值差异更大（图2d）。此外，围压对Biot系数也会有较大影响：通过声波随应力变化速率法测定的静态Biot系数值在0.82～0.89，较动态测试结果高出0.25～0.35。实验表明在低围压下（<10 MPa），纵、横波速度随有效应力的增加呈指数型增长，而在高围压下（>50 MPa），波速增长幅度明显减缓（图2e）。随孔隙压力的增加，纵、横波速度呈缓慢降低趋势。因此，基于静态和动态Biot系数测试值，由此构建了Biot系数的动、静校正关系模型（图2f），其具体公式为

$$\alpha_{\mathrm{s}}=0.29\times\alpha_{\mathrm{d}}+0.71 \tag{4}$$

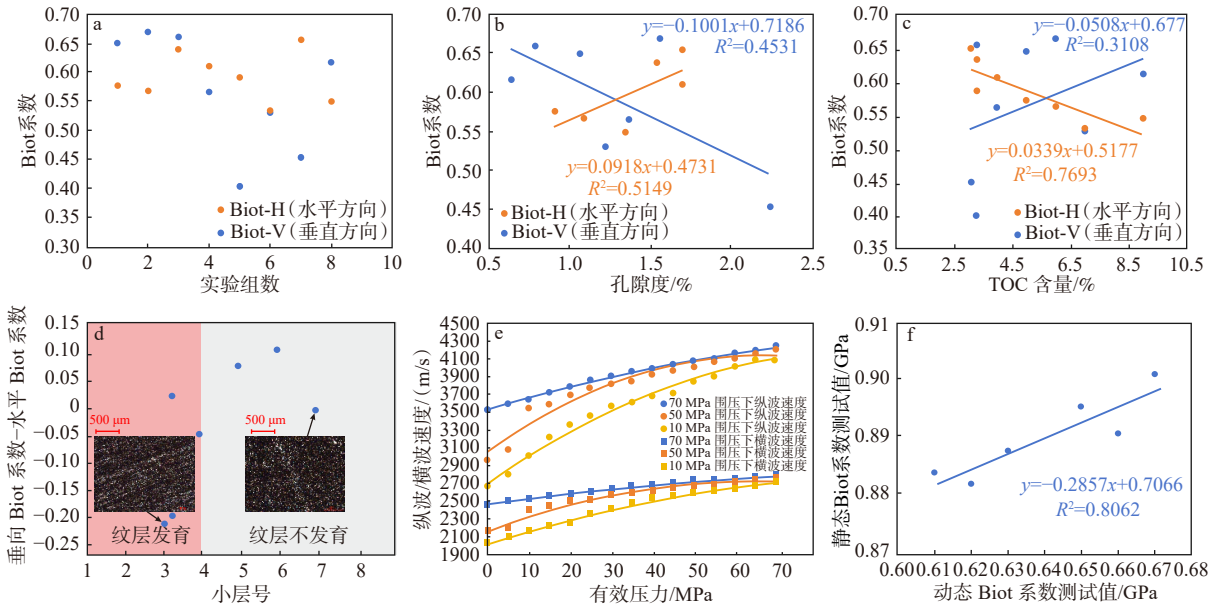
式中，α_{s}—静态Biot系数；α_{d}—动态Biot系数。

准确预测地层孔隙压力是储层钻井、地应力评价及压裂施工的基础，目前基于测井的孔隙压力预测方法包括等效深度法、Eaton法及Bowers法等（Hottman and Johnson, 1965; Eaton, 1975; Bowers, 2001），而这些方法需要构建准确的正常压实趋势方程和经验系数，适用性受到限制。相比之下有效应力法无需建立压实曲线和获取经验系数，可利用多参数构建预测模型，更适用于超压成因复杂、岩性多变的页岩储层。故研究基于实测地层压力及测井资料，采用多元回归方法获取有效应力的计算模型，然后利用公式（5）计算地层压力：

$$P_{\mathrm{e}}=0.31V_{\mathrm{s}}+71.59\ln\rho-0.6V_{\mathrm{p}}-145.3 \tag{5}$$

式中，P_{e}—有效应力，MPa；V_{s}—横波速度，m/s；V_{p}—纵波速度，m/s；ρ—密度，g/cm^3。

计算的地层压力与实测孔隙压力和泥浆密度具有很好的一致性（图3），精度达到85%以上，因此，该方法适用于龙一段各小层不同超压成因的地层压力计算。

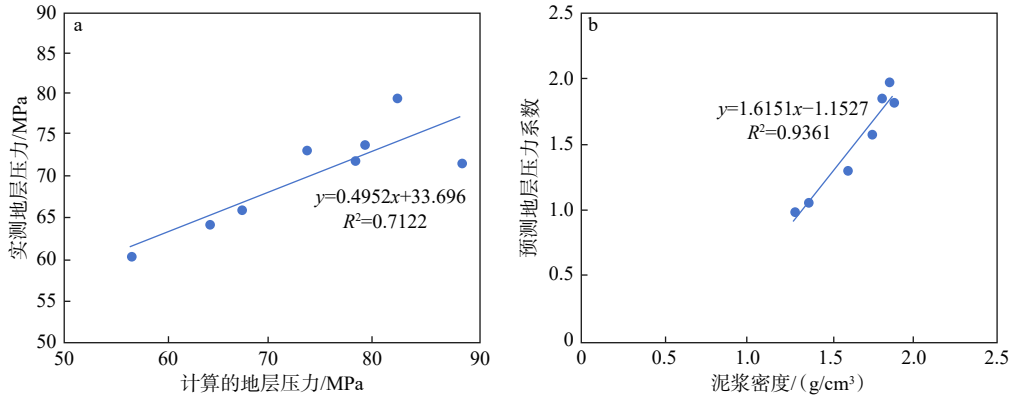


a—8 组动态 Biot 系数实验测试结果图；b—页岩孔隙度与 Biot 系数关系图；c—TOC 含量与 Biot 系数关系图；d—龙一段各小层垂向和水平 Biot 系数测试差异值关系图；e—纵波速度和横波速度值随有效应力的变化关系图；f—动态和静态 Biot 系数校正关系模型图

图 2　不同小层岩芯动态与静态 Biot 系数测试结果及其影响因素分析

Fig. 2　Test results of dynamic and static Biot coefficients for cores from different beds and analysis of their influencing factors

(a) Experimental results from eight groups of dynamic Biot coefficient tests; (b) Relationship between shale porosity and dynamic Biot coefficient; (c) Relationship between total organic carbon (TOC) content and dynamic Biot coefficient; (d) Variations in vertical and horizontal dynamic Biot coefficients across beds of the first member of the Longmaxi Formation; (e) Variation of P-wave and S-wave velocities with effective stress; (f) Correlation between dynamic and static Biot coefficients



a—基于有效应力法计算的孔隙压力计算值与实测值对比；b—预测孔隙压力与泥浆密度关系图

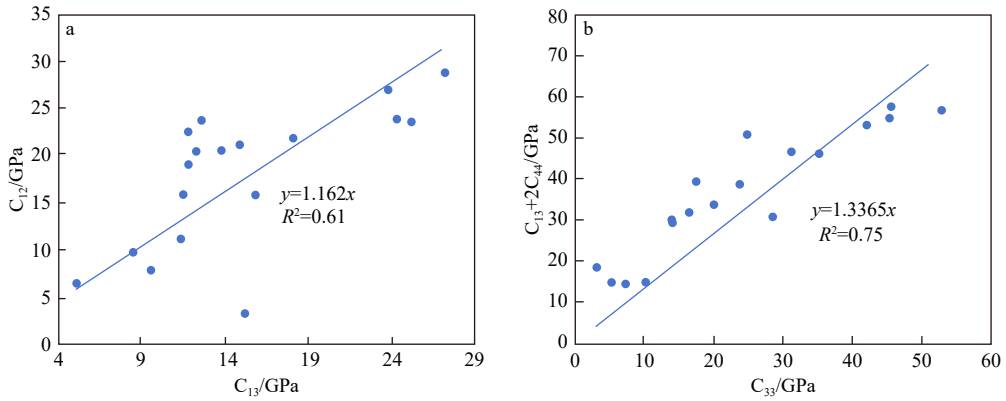
图 3　地层压力预测结果与校验分析图

Fig. 3　Formation pressure prediction and validation analysis

(a) Comparison between calculated pore pressure (based on the effective stress method) and measured values; (b) Relationship between pore pressure and mud density

2.2　各向异性参数实验标定模型

VTI 地应力模型中所需的 5 个独立刚度系数中，C_{33}、C_{44} 及 C_{66} 可通过阵列声波与密度测井资料计算，而测井资料无法直接计算 C_{11} 和 C_{13} 参数，因此，通过岩芯实验数据计算这 2 个参数值。根据研究区龙一段岩芯测试数据交会结果（图 4），确定了模型中的关键系数 ξ 和 ζ 分别为 1.16 和 1.34。各交会图中拟合关系模型的决定系数 R^2 均达到了 0.6 以上，表明了具有较好的预测准确性。通过此力学参数转换关系模型，即可以获取 VTI 模型中水平和垂直



a—参数 C_{12} 和 C_{13} 的关系图; b—参数 C_{33} 和 C_{13}+2C_{44} 的关系图

图 4 龙马溪组页岩刚度系数矩阵关键参数解释模型构建图

Fig. 4 Diagram illustrating the construction of the interpretation model for key parameters in the stiffness coefficient matrix of Longmaxi Formation shale

(a) Relationship between parameters C_{12} and C_{13}; (b) Relationship between parameters C_{33} and C_{13}+2C_{44}

方向的动、静态力学参数。

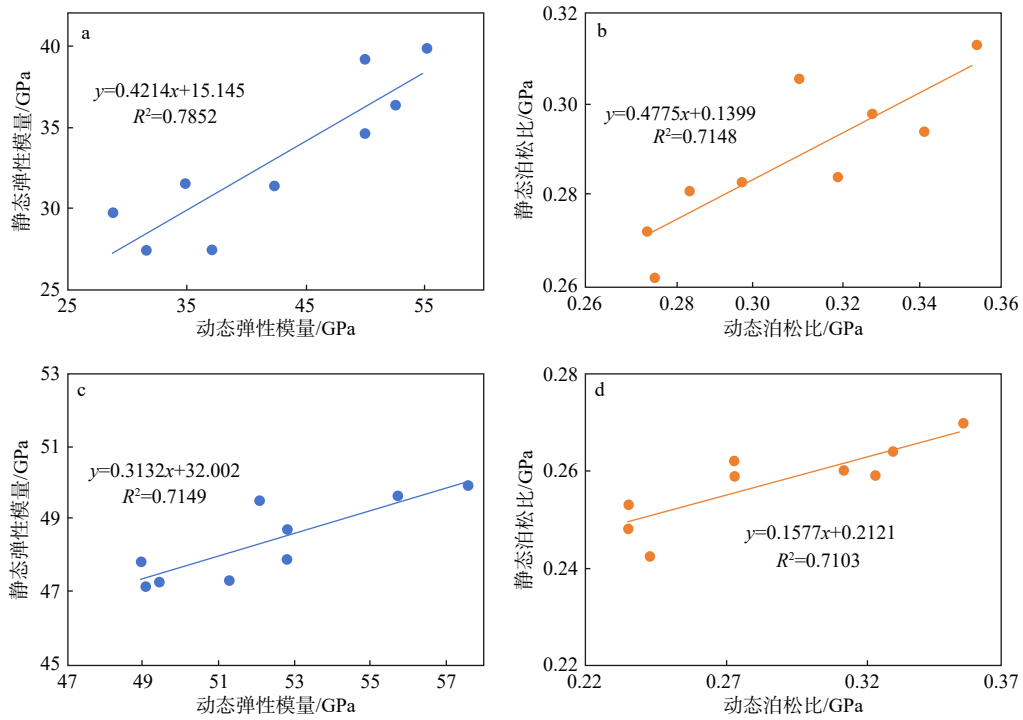
2.3 水平和垂直方向上动、静态力学参数求取与校正

岩石力学参数包括静态和动态 2 类，其中静态岩石力学参数通过岩芯柱样在三轴应力下的应力−应变曲线直接获取，能真实反映地层力学行为；动态岩石力学参数则由声波测井间接计算获得。通常情况下静态岩石力学参数更加符合地层条件下岩石的真实力学性质，故需要建立可靠的动、静态岩石力学参数转换关系模型。然而深层页岩具有强各向异性，因此需要分别构建水平和垂直方向的动、静关系转换模型。通过实验结果可知，水平方向弹性模量要大于垂直方向的，而泊松比则相反。纵向上由深至浅受硅质矿物含量降低而黏土矿物含量增高影响(图 1d)，杨氏模量逐渐降低，而泊松比增大，整体上龙一段①—⑨号小层弹性模量在 25～50 GPa 之间，而泊松比在 0.24～0.36 之间，且龙一段下部①—③号层因富含生物硅而力学性能明显强于上部层段。龙一段①—⑨号小层动态弹性模量值主要位于 35～60 GPa 之间，动态泊松比值主要介于 0.26～0.38 之间，基于同一块样品的水平和垂直方向上动、静态力学参数测试值交会图，即可获得水平和垂直方向上动、静关系模型(图 5)。

2.4 构造应力系数求取垂直横向各向同性地应力大小测井解释模型

为获取最小和最大构造应力系数，研究基于声发射地应力测试数据，结合上文中已求取的上覆岩层压力、孔隙压力、弹性模量、泊松比及 Biot 系数，根据 VTI 地应力计算模型公式反算求得(邓金根等, 2013)。由表 1 可知，丁山−东溪地区深层龙一段页岩储层最大水平地应力测试值主要分布在 107～123 MPa, 平均为 116 MPa; 最小水平主应力主要分布在 90～105 MPa, 平均为 96 MPa; 水平两向应力差主要分布在 14～21 MPa, 平均为 19 MPa。根据相应深度的水力致裂曲线中获取的裂缝闭合压力，也可以获取最小水平主应力。由表 1 可知，最小水平主应力测试值与水力压裂反演的裂缝闭合压力差异在 0.5～4.2 MPa 之间，也表明了声发射地应力大小测试值基本可靠。此外，与中—浅层相比，深层地应力大小明显增大，且各小层间应力也具有一定的差异性。根据实测地应力大小和水力压裂反演地应力大小值，可以反算最小和最大构造应力系数。由此可知，最大构造应力系数主要分布在 1.20～1.45 之间，平均为 1.39, 而最小构造应力系数主要分布在 0.80～1.07 之间，平均为 0.91, 且构造应力系数分布与构造变形具有一定的关系(表 2)：在断凹或褶皱窄向斜变形挤压区的系数明显要高于断背斜核部或多期叠加褶皱背斜核部(如丁山鼻状褶皱变形区)，而平缓构造区的系数介于两者之间。

将实验标定的参数分别代入黄氏模型、弹簧组合模型及 VTI 介质模型中，以 DYS1 井为例，相比黄氏模型与组合弹簧模型等，VTI 介质模型的地应力解释精度要高出 10%～15%(图 6)，尤其在具有强各向异性的龙一段①—④号小层，VTI 模型计算的水平最小、最大的平均误差仅为 7.7% 和 9.6%, 且 VTI 地应力计算模型预测的水平两向地应力值与实测



a—垂直方向弹性模量动、静态转换关系图；b—垂直方向泊松比动、静态转换关系图；c—水平方向弹性模量动、静态转换关系图；d—水平方向泊松比动、静态转换关系图

图 5　垂直和水平方向岩石力学参数动静态转换关系模型图

Fig. 5　Dynamic-to-static conversion of mechanical rock parameters of the first member of Longmaxi Formation

(a) Vertical elastic modulus; (b) Vertical Poisson 's ratio; (c) Horizontal elastic modulus; (d) Horizontal Poisson 's ratio

表 1　丁山—东溪地区龙一段声发射地应力大小测试结果

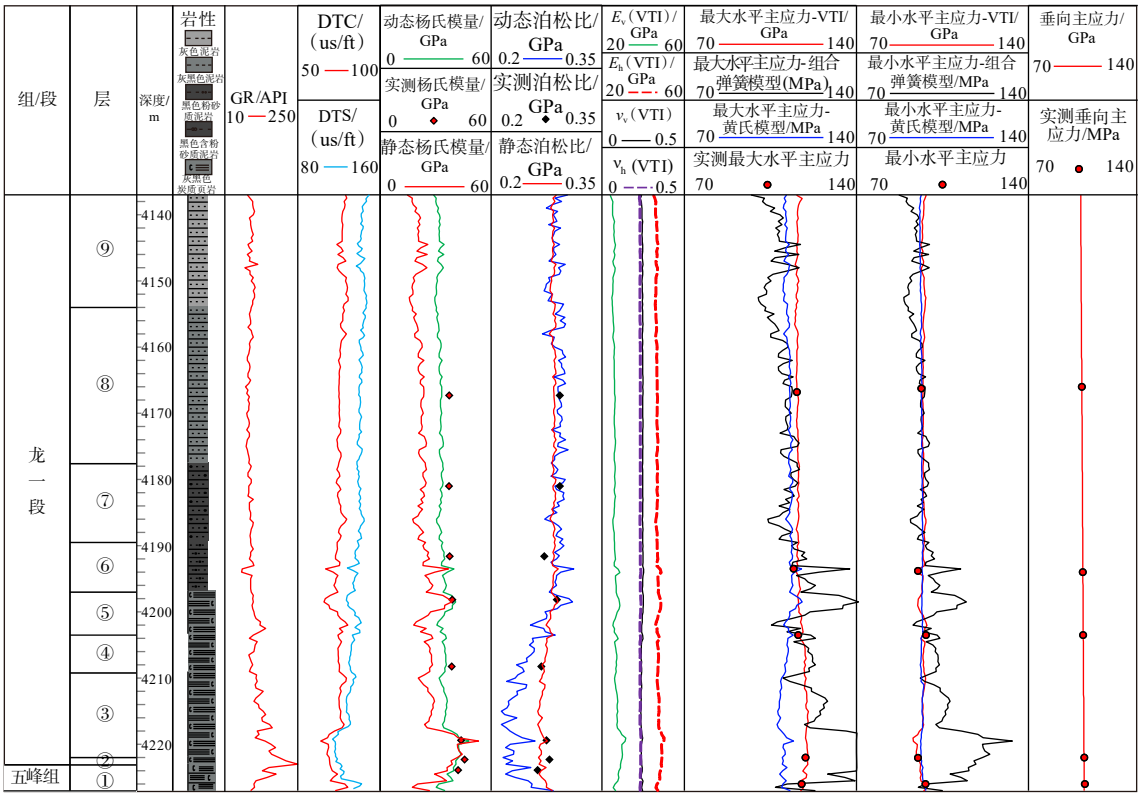
Table 1　Acoustic emission-based in-situ stress measurements for the first member of Longmaxi Formation in the Dingshan–Dongxi region

井号	深度/m	声发射Kaiser效应点值				最大水平地应力/MPa	最小水平地应力/MPa	垂向地应力/MPa	水力压裂裂缝闭合压力/MPa
		0°	45°	90°	垂直				
DY1	2045.00	37.45	31.65	36.35	38.51	54.10	43.54	49.76	46.36
DY1	2050.00	40.52	34.65	39.68	38.75	57.52	46.59	50.03	—
DY2	4301.00	64.29	54.21	61.75	60.21	121.47	103.67	107.43	—
DY2	4320.00	65.15	54.38	61.95	60.12	122.62	104.01	107.55	—
DY2	4360.00	66.31	55.08	62.14	59.86	123.83	105.07	107.73	102.56
DY5	3779.42	62.18	51.28	57.91	49.39	107.62	89.58	92.81	91.25
DY6	3444.60	64.18	54.34	57.35	59.12	94.08	79.53	84.70	78.96
DY7	4106.30	55.13	42.72	50.21	47.27	114.04	93.54	100.04	—
DY7	4109.49	58.83	46.02	53.08	47.86	117.46	96.77	100.67	97.70
DY7	4115.22	59.18	47.56	54.38	48.23	117.54	98.48	101.11	—
DY7	4117.50	60.02	48.05	55.03	48.56	118.58	98.98	101.47	—
DY8	4234.07	69.54	55.94	62.31	62.12	123.08	101.84	105.18	105.35
DYS1	4167.20	67.36	55.68	65.21	65.13	113.66	92.34	101.57	—
DYS1	4186.36	69.62	58.27	67.03	66.38	115.35	95.07	102.99	—
DYS1	4191.45	68.65	56.17	66.80	65.46	116.25	93.06	102.11	—
DYS1	4198.10	66.83	56.27	65.53	65.86	113.10	93.24	102.57	—
DYS1	4219.30	69.88	56.71	65.59	66.37	116.14	93.68	103.27	93.15
DYS1	4223.72	72.34	59.2	67.61	66.70	118.22	96.16	103.64	—
DYS2	4217.31	67.45	54.46	62.18	74.26	119.66	98.29	104.89	101.73
DYS3	4250.00	76.15	67.86	73.59	69.85	117.06	102.81	104.91	103.25

表 2 不同构造单元构造应力系数

Table 2 Statistics of tectonic stress coefficients for different structural units

类型	断凹部位	褶皱窄闭凹部位		斜坡区		断背斜核部				丁山褶皱变形核部		
井号	DY2	DY8	DY10	DY6	DYS3	DYS1	DYS2	DYS4	DY7	DY1	DY3	DY15
最大构造应力系数	1.44	1.55	1.53	1.52	1.42	1.35	1.48	1.42	1.31	1.38	1.14	1.20
最小构造应力系数	1.02	1.07	1.16	1.05	0.96	0.86	0.82	0.80	0.80	0.95	0.80	0.64



DTS—横波时差；DTC—纵波时差；GR—自然伽马；E_v—垂直方向的弹性模量；E_h—水平方向的弹性模量；ν_v—垂直方向的泊松比；ν_h—水平方向的泊松比

图 6 DYS1 井龙一段各模型计算地应力大小结果

Fig. 6 Variable model-derived in situ stress magnitudes for the first member of Longmaxi Formation at well DYS1

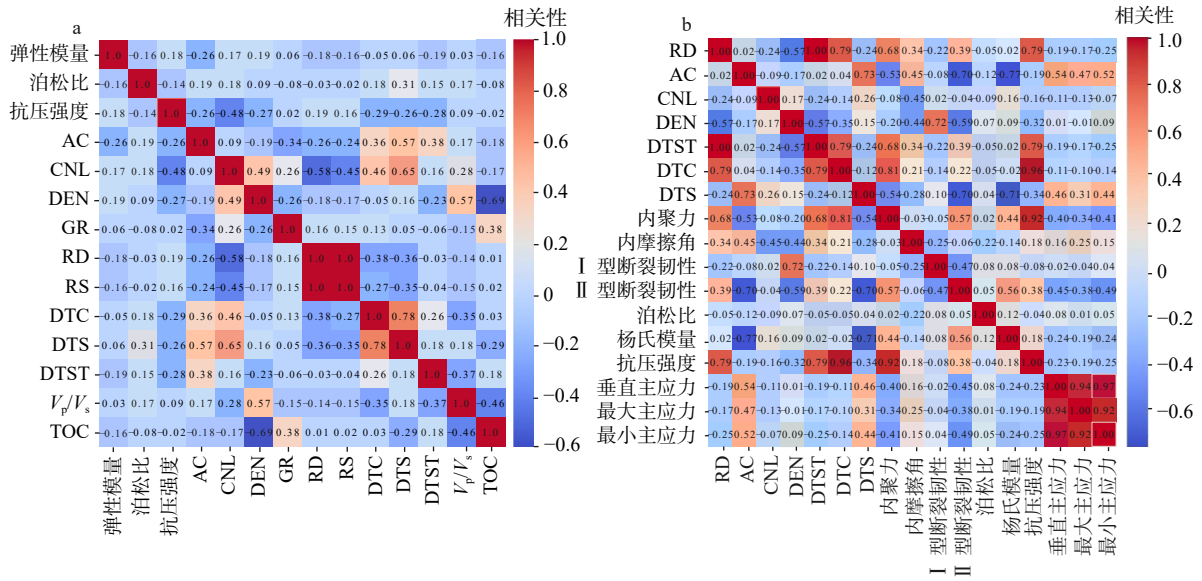
DTS—shear wave slowness; DTC—compressional wave slowness; GR—gamma ray; E_v—vertical Young's modulus; E_h—horizontal Young's modulus; ν_v—vertical Poisson's ratio; ν_h—horizontal Poisson's ratio

值相关系数均在 0.90 以上。

3 多源数据驱动的地应力剖面预测

3.1 力学参数响应分析与敏感参数提取

在构建预测模型之前，需分析各输入特征参数对岩石力学和地应力参数预测的敏感程度，以筛选关键输入变量，从而提高机器学习模型的精度。由此引入 Pearson 相关系数进行定量评价，并收集该区及邻区（林滩场、桂花及新场南等）50 余组配套岩石力学测试、地应力及测井数据。由图 7a 可知，声波与岩性测井系列对岩石力学参数敏感性较高，按 Pearson 系数大于 0.15 筛选，其敏感度排序为：声波时差测井（AC）>横波时差（DTS）>纵波时差（DTC）>斯通利波时差（DTST）>体积密度测井（DEN）>补偿中子测井（CNL）>总有机碳（TOC）含量。由此在岩石力学参数预测中选取上述测井数据作为输入数据集。从图 7b 中可知，三向地应力与岩石力学参数、声波及电阻率测井系列具有相对较好的相关程度，其敏感程度依次为 AC、DTS、Ⅱ型断裂韧度、内聚力、杨氏模量、抗压强度、内摩擦角、DTST 及电阻率，由此，将上述对地应力大小敏感的特征参数



AC—声波时差测井；CNL—补偿中子测井；DEN—体积密度测井；GR—自然伽马测井；RD—深电阻率测井；RS—浅电阻率测井；DTS—横波时差；DTC—纵波时差；DTST—斯通利波时差；Vp—纵波速度；Vs—横波速度；TOC—总有机碳含量

a—各岩石力学参数与各类测井参数之间的相关性热力图；b—三向地应力与各类参数之间的相关性热力图

图 7　岩石力学和地应力与各测井参数之间关系的 Pearson 热力图

Fig. 7　Pearson correlation heatmap between rock mechanical, in-situ stress, and well-logging parameters

(a) Correlation heatmap between rock mechanical parameters and various well-logging parameters; (b) Correlation heatmap between the three principal in situ stresses and various parameters

AC—acoustic (slowness) log; CNL—compensated neutron log; DEN—bulk density log; GR—gamma ray log; RD—deep resistivity log; RS—shallow resistivity log; DTS—shear wave slowness; DTC—compressional wave slowness; DTST—stoneley wave slowness; V_p—compressional wave velocity; V_s—shear wave velocity; TOC—total organic carbon

作为地应力智能预测模型构建的输入参数体系。

3.2　力学性质标准数据集构建与数据标准化

在岩石力学性质和地应力大小响应敏感分析的基础上，需构建训练和测试/验证子集。为提升数据集规模与代表性，除 50 余组实验样本外，还引入表 1 中 5 口经过连续力学实验数据标定井（DY2 井、DY5 井、DY6 井、DY7 井、DYS1 井）的岩石力学和地应力测井计算结果，并通过剖面计算生成人工合成样本数据 7380 余条，最终整合形成包含 7430 条记录的数据集，为模型开发提供了充足的数据支撑。此外，为了减轻仪器误差、环境噪声和井眼不规则引起的特征失真风险和消除量纲对预测模型带来的影响，在此，建立了严格的数据预处理流程，其公式如下：

$$x = \frac{x-\mu}{\delta} \tag{6}$$

式中，x—原始值；μ—该特征的均值；δ—该特征的标准差。

利用 Python 软件将 scikit-learn 库的数据集采用分层随机抽样方法划分为训练集和测试/验证子集数据，比例设置为 80% 和 20%，最终预测结果以 50 个实验数据与对应的预测结果关系变化曲线图形式进行展示。

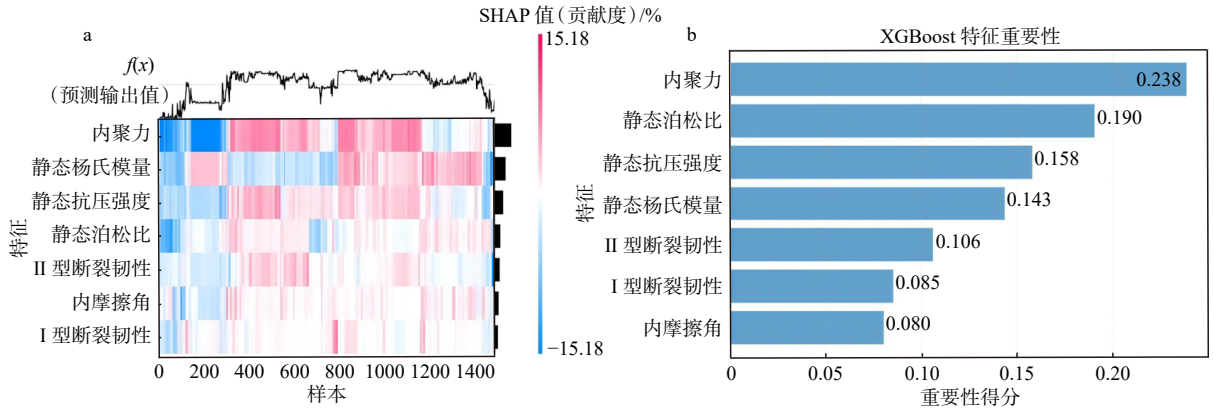
3.3　地应力预测模型优选与评价结果校验

在岩石力学与地应力预测中，为预防过拟合或欠拟合风险，研究采用贝叶斯优化方法进行超参数调优，并通过设置正则化参数与早停机制进一步增强模型稳健性（王俊等，2022）。从表 3 可知，LightGBM 预测指标表现最优，尤其是内聚力、内摩擦角、Ⅱ型断裂韧度及抗压强度预测结果最好，因此被选定为岩石力学参数的基础预测模型。在此基础上，将 LightGBM 模型预测的力学参数和测井参数作为输入模型参数，进行三向地应力大小预测。结果表明（表 3，图 8），XGBoost 模型预测效果最优，且输入岩石力学参数中内聚力、泊松比、抗压强度及杨氏模量对地应力大小的预测精度影响最大，其特征重要性得分均在 0.15 以上，且最小水平主应力预测效果相对最好，其 R^2、RMSE 及 MAE

表 3 各机器学习模型对关键岩石力学与地应力预测效果的评价指标分布统计表

Table 3 Performance metrics of machine learning models for predicting key rock mechanical and in-situ stress parameters

有监督学习模型	评价指标	内聚力/MPa	内摩擦角/(°)	Ⅱ型断裂韧性/MPa.m$^{1/2}$	泊松比	杨氏模量/MPa	抗压强度/MPa	垂直主应力/MPa	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力/MPa
ANN-PSO	RMSE	1.330	1.878	0.059	0.043	4.538	4.383	12.08	11.89	9.93
	MAE	1.006	1.338	0.046	0.038	3.514	3.324	8.64	9.29	7.64
	R^2	0.880	0.034	0.737	0.055	0.548	0.780	0.56	0.60	0.66
Light GBM	RMSE	0.163	0.116	0.010	0.023	1.567	0.541	9.83	10.70	8.35
	MAE	0.731	0.222	0.81	6.630	2.503	0.235	5.91	6.68	5.79
	R^2	0.998	0.996	0.992	0.831	0.946	0.998	0.75	0.66	0.84
XG Boost	RMSE	0.397	0.217	0.018	0.036	1.809	0.384	8.45	6.32	5.12
	MAE	1.88	0.44	1.534	13.930	2.100	0.207	3.57	4.48	3.63
	R^2	0.989	0.987	0.975	0.342	0.911	0.998	0.85	0.92	0.96



a—模型输出特征重要性的 SHAP 热图；b—模型输出特征重要程度统计图

图 8 基于 XGBoost 模型输出的特征重要性分析图

Fig. 8 Feature importance analysis diagrams based on XGBoost model output

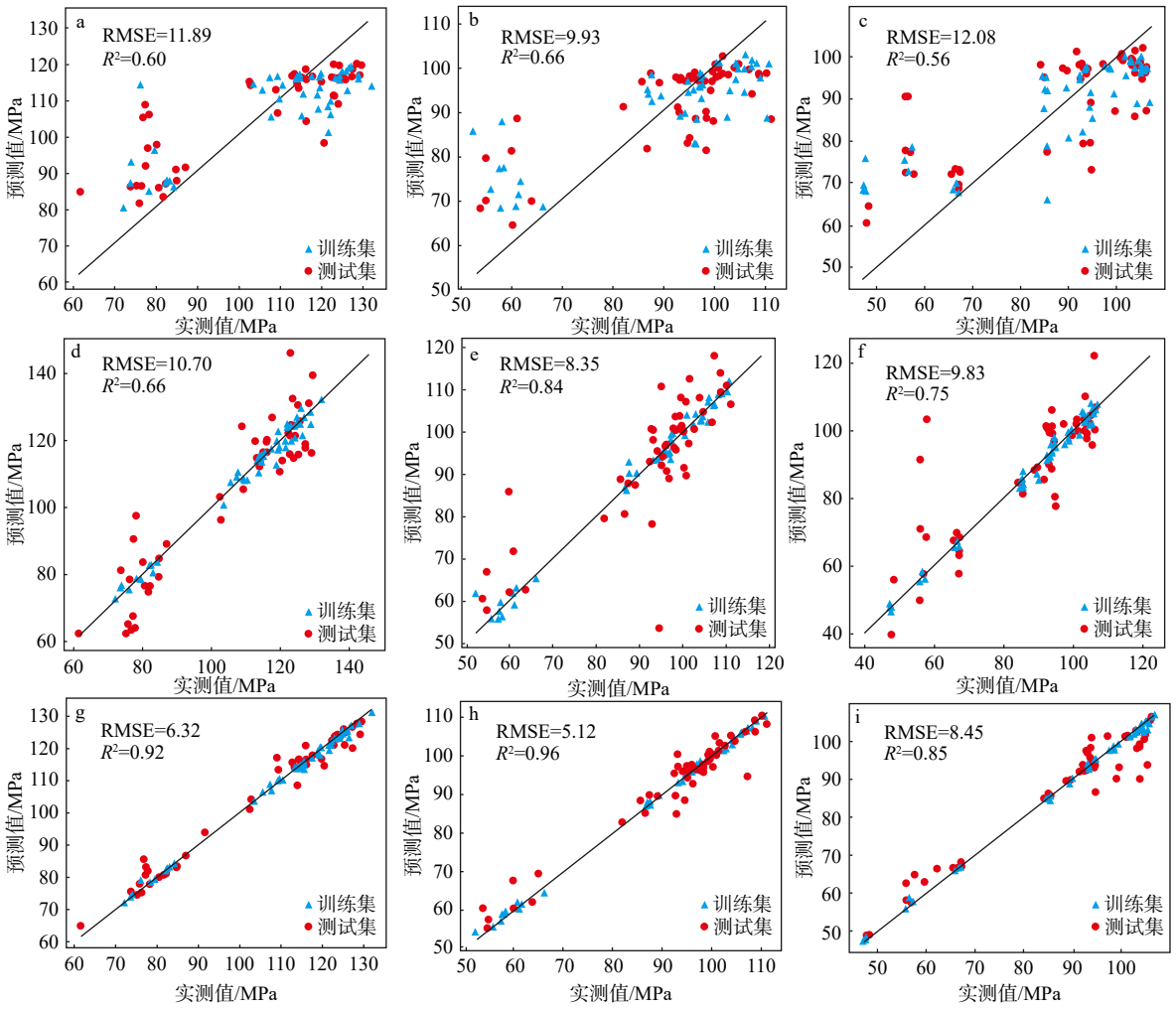
(a) SHAP heatmap of the importance of model output features; (b) Statistical chart of the importance of model output features

分别为 0.91、3.63 及 7.67；最大水平主应力预测效果较好，其 R^2、RMSE 及 MAE 分别为 0.96、4.48 及 8.45；而垂向水平主应力的预测效果相对一般，其 R^2、RMSE 及 MAE 分别为 0.87、3.57 及 7.97；误差分析显示，预测残差集中于 0 MPa 附近，分布对称，且误差普遍低于 5 MPa，说明模型具备高精度与稳健性。与 ANN-PSO 和 LightGBM 等模型相比，XGBoost 内置的特征重要性评估机制（Patience 机制）可以有效捕获复杂地质信息中的关键特征参数，同时采用范数（L2）正则化方法约束模型复杂度，通过集成学习机制与正则化策略的协同作用，显著降低了过拟合风险，确保模型在未知数据上的泛化能力（张冰等，2025），且 XGBoost 提供了更高的透明度、效率和鲁棒性（田仁飞等，2024）。

另外，为了进一步验证 L-XGBoost 智能融合模型的泛化能力，将其应用于 5 口未参与训练的井（DY4 井、DY8 井、DYS3 井、DYS4 井、YY7 井）中（图 9，图 10），结果显示预测值与实测值的吻合率达 90% 以上，证明该模型可推广至川南其他构造区三向地应力大小的预测。

4 地应力大小纵向变化规律及其对工程改造影响

通过上述构建的高精度地应力智能融合模型，实现了五峰组—龙一段页岩储层三向地应力的高精度预测。由图 10 可知，川南地区该层段纵向上地应力非均质性显著，主要受岩相变化控制的岩石力学强度差异影响。在岩性边界处，由于不同岩相间弹性模量与泊松比的突变，会产生附加应力扰动，



a—基于 ANN-PSO 模型的最大水平地应力大小的预测值与实测值对比图；b—基于 ANN-PSO 模型的最小水平地应力大小的预测值与实测值对比图；c—基于 ANN-PSO 模型的垂向地应力大小的预测值与实测值对比图；d—基于 LightGBM 模型的最大水平地应力大小的预测值与实测值对比图；e—基于 LightGBM 模型的最小水平地应力大小的预测值与实测值对比图；f—基于 LightGBM 模型的垂向地应力大小的预测值与实测值对比图；g—基于 XGBoost 模型的最大水平地应力大小的预测值与实测值对比图；h—基于 XGBoost 模型的最小水平地应力大小的预测值与实测值对比图；i—基于 XGBoost 模型的垂向地应力大小的预测值与实测值对比图

图 9　不同机器学习模型预测三向地应力大小与实测值对比图

Fig. 9　Comparison of predicted and measured triaxial in situ stress magnitudes using different machine learning models

(a) Comparison between predicted and measured values of maximum horizontal in situ stress based on the ANN-PSO model; (b) Comparison between predicted and measured values of minimum horizontal in situ stress based on the ANN-PSO model; (c) Comparison between predicted and measured values of vertical in situ stress based on the ANN-PSO model; (d) Comparison between predicted and measured values of maximum horizontal in situ stress based on the LightGBM model; (e) Comparison between predicted and measured values of minimum horizontal in situ stress based on the LightGBM model; (f) Comparison between predicted and measured values of vertical in situ stress based on the LightGBM model; (g) Comparison between predicted and measured values of maximum horizontal in situ stress based on the XGBoost model; (h) Comparison between predicted and measured values of minimum horizontal in situ stress based on the XGBoost model; (i) Comparison between predicted and measured values of vertical in situ stress based on the XGBoost model

导致地应力大小发生明显变化。当层间最小水平主应力差超过 5 MPa 时，该岩层将对水力压裂裂缝的纵向扩展形成有效阻挡（何建华等，2025），此类层段被定义为“应力隔挡层”。川南地区主要存在 2～4 套应力隔挡层（图 10），即①号小层顶部、④号小层下部、⑥号小层之间、⑧号小层之间，其中①号小层顶与⑥号小层为 2 套强应力隔层，储隔应力差均值>8 MPa（表 4），主要是由页岩与介壳灰岩

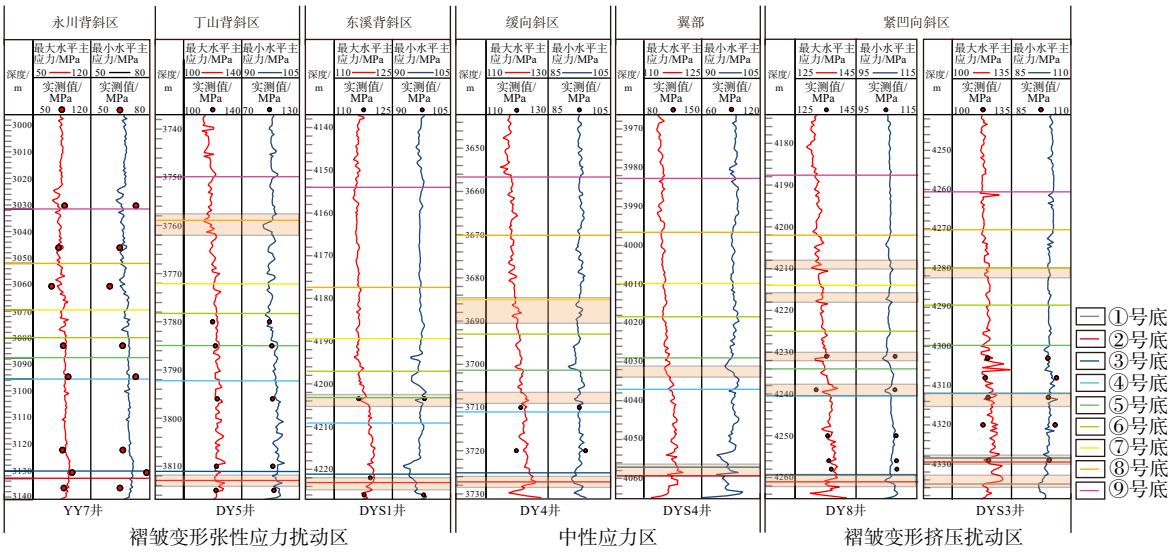


图 10 川南不同构造区地应力智能预测外推结果连井剖面图

Fig. 10 Well cross-section of intelligent in-situ stress predictions across different tectonic units in southern Sichuan Basin

或高硅与高黏土较大的岩相差异所引起的。而④号小层下部与⑧号小层为 2 套次级应力隔层，储隔应力差均值在 5～6 MPa 之间，岩相差异相对较小。因此应以⑥号层为界，将五峰组—龙一段页岩储层划分为 2 套独立的立体开发层系。此外，应力隔挡层的发育数量与构造部位密切相关，在丁山和东溪背斜核部偏拉张的应力扰动区（何建华等，2025），由于中和面之上褶皱变形产生的局部拉张应力，使得层间应力差异变小，应力隔层主要为 2 套；而在平缓斜坡部位的中性应力区，未受到明显褶皱变形派生的应力影响，地应力受区域埋深影响，应力隔层仅为 2～3 套；但是在紧凹向斜部位的挤压应力扰动区，受褶皱派生的附加挤压应力影响，会进一步加强层间岩石力学性质差异，从而使得该地区的应力隔挡层数量会进一步上升。

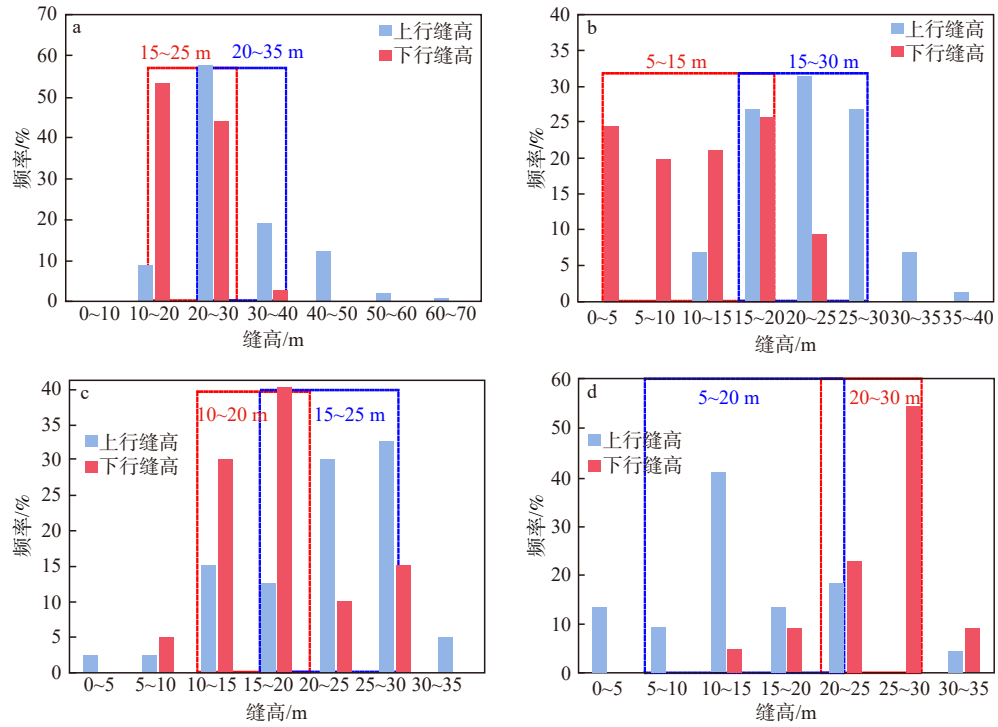
表 4 川南地区五峰组—龙一段页岩储层应力隔层最小水平主应力层间差异值

Table 4 Minimum horizontal principal stress contrast between stress barriers in the Wufeng Formation to Long 1 Member shale reservoir, southern Sichuan Basin

应力隔层位置	应力隔层上/下岩性变化	储隔应力差/MPa（最小值～最大值/平均值）
①号小层与②号小层	观音桥段介壳灰岩强硬层	5.56～9.12/7.86
③号小层与④号小层	富炭硅质页岩与黏土质页岩	3.52～6.45/5.02
⑦号小层与⑧号小层	中炭硅质-黏土质页岩与中炭黏土质页岩	4.35～7.42/6.11
⑤号小层与⑥号小层	高炭硅质-黏土质页岩与中炭硅质-黏土质页岩	6.12～9.36/8.24

微地震监测结果（图 11）证实，应力隔挡层对压裂缝高具有显著控制作用。穿行②号小层压裂时，下行缝高受①号强隔挡层阻挡多限于 5～15 m；穿行⑦号小层时，上行缝高受⑧号小层阻挡普遍在 5～20 m 之间。因此，综合考虑地质甜点和应力隔层影响，下部开发层系的优势穿行层位应为③号小层中—下部，上部开发层系的优势穿行层位应为⑧号小层下部。

平面上不同构造部位的地应力剖面随埋深变化具有明显差异。从最小水平主应力梯度和埋深关系图可知（图 12），背斜核部受局部张性应力扰动影响，最小水平主应力梯度由深至浅具有突然降低趋势，应力规模相对较小（如 DY3 井、DY5 井及 DYS1 井）；而平缓斜坡区或褶皱翼部受褶皱变形派生局部应力影响，最小水平主应力梯度由浅至深逐步平稳线性增加（如 DY4 井）；而在紧闭的断凹地区，受挤压应力影响，地应力值较大，最小水平主应力由深至浅具有陡然增大的趋势（如 DY8 井和 DYS3 井）。这种应力分布特征对压裂改造效果具有直接影响。如位于断凹处的 DY8 井破裂压力高，有效改



a—丁山–东溪地区水平井穿行③号层压裂上、下行缝高占比图；b—丁山–东溪地区水平井穿行②号层压裂上、下行缝高占比图；c—焦石坝地区水平井穿行⑧号层压裂上、下行缝高占比图；d—焦石坝地区水平井穿行⑦号层压裂上、下行缝高占比图

图 11　五峰组—龙一段页岩储层不同穿行小层内水力压裂缝上行和下行缝高统计图

Fig. 11　Statistical distribution of upward- and downward-propagating hydraulic fractures within individual beds of the shale reservoir, Wufeng Formation to the Long 1 Member

(a) Proportion of upward vs. downward fracture height in horizontal wells through Bed 3, Dingshan–Dongxi area; (b) Proportion of upward vs. downward fracture height in horizontal wells through Bed 2, Dingshan–Dongxi area; (c) Proportion of upward vs. downward fracture height in horizontal wells through Bed 8, Jiaoshiba area; (d) Proportion of upward vs. downward fracture height in horizontal wells through Bed 7, Jiaoshiba area

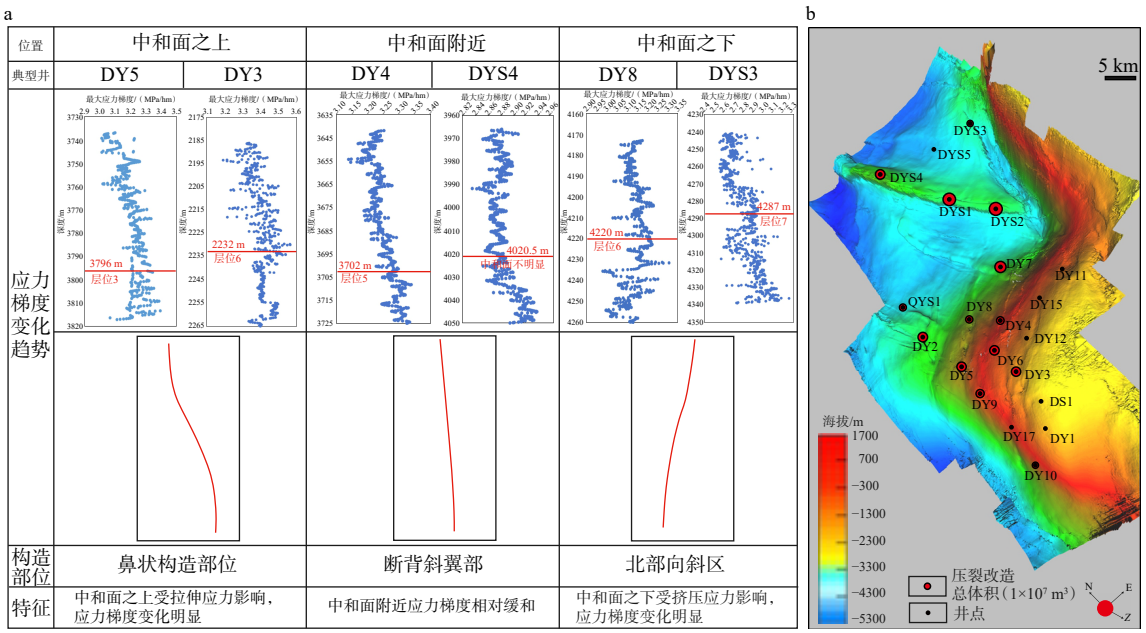
造体积有限，测试产量仅为 10×10^4 m^3/d。而在褶皱核部或断背斜核部等偏张性应力区，应力规模小，隔层少，相对容易改造，且改造体积大，经改造后容易获得高产。

5　结论

（1）五峰组—龙马溪组一段受纵向岩性矿物组成与纹层等结构影响，下部①—④小层力学性质、孔隙弹性效应各向异性强于上部⑤—⑨号小层。基于多项力学性质与岩石物理测试实验连续标定，构建了适合深层龙马溪组页岩储层 VTI 地应力计算模型，通过融合岩芯实验测试、多类型测井及压裂工程数据等多源数据，建立了多源数据与机器学习双向驱动的深层页岩地应力大小智能预测技术。通过优化 L-XGBoost 算法，实现了对三向地应力大小的高精度预测，解释精度均超过 90%。该模型具备良好的跨构造区泛化能力。

（2）深层龙一段页岩储层最大水平地应力分布在 107～123 MPa，平均值为 116 MPa；最小水平主应力分布在 90～105 MPa，平均值为 96 MPa；两向应力差分布在 14～21 MPa，平均值为 19 MPa。纵向上受岩相变化导致的岩石力学强度变化，分别发育了 2 套强应力隔挡层和弱应力阻挡层。褶皱变形挤压应力扰动区局部派生的附加挤压应力会显著增强这些纵向应力隔挡层的作用效果，并导致地应力大小整体增大。

（3）纵向上受 2 套强应力隔挡层影响，以⑥号水平井优势穿行小层为⑧号小层下部。下开发层系的水平井优势穿行小层为③号小层的中下部，且在断凹和紧闭褶皱凹陷部位受褶皱派生挤压应力影响。地应力大小和多套应力隔挡层遮挡作用显著增大，导致水力压裂改造难度大且效果差，断背斜和褶皱核部等正向构造拉张应力扰动区为有利



a—中和面不同构造位置关键钻井地应力的梯度变化规律模式图；b—不同构造位置关键井改造体积变化图

图 12 丁山−东溪地区不同构造变形部位纵向应力梯度变化规律及其对储层改造影响分析图

Fig. 12 Analysis of minimum horizontal principal stress gradient variation patterns across different structural deformation zones in the Dingshan–Dongxi area and their impact on reservoir stimulation

(a) Schematic diagram of gradient variation patterns of in-situ stresses at key drilling locations across different structural positions of the neutral surface; (b) Variation diagram of stimulated reservoir volume for key wells at different structural positions

于深层页岩气高效开发的核心区。

作者贡献声明：申宝剑、何建华、王濡岳负责论文的构思、数据分析、研究方法和论文写作；李丹、徐碧兰、吴炎峰、蒋睿参与数据分析和技术方法的实践应用和图件绘制；李瑞雪、霍志周、刘坤参与数据分析、研究方法讨论和论文修改。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: SHEN Baojian, HE Jianhua and WANG Ruyue conceived the study, performed data analysis, designed the research methodology, and drafted the manuscript; LI Dan, XU Bilan, WU Yanfeng and JIANG Rui participated in data analysis, practical application of technical approaches, and figure generation; LI Ruixue, HUO Zhizhou and LIU Kun 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

ANDERSON R A, INGRAM D S, ZANIER A M, 1973. Determining fracture pressure gradients from well logs[J]. Journal of Petroleum Technology, 25(11): 1259-1268.

ASTM International. Standard Test Method for Triaxial Compressive Strength of Undrained Rock Core Specimens Without Pore Pressure Measurements: ASTM D2664/D2664M-20 [S]. West Conshohocken, PA: ASTM International, 2020.

BOWERS G L, 2001. Determining an appropriate pore-pressure estimation strategy[C]//Offshore technology conference. Houston, Texas: OnePetro.

DENG J G, CHEN Z R, GENG Y N, et al., 2013. Prediction model for in-situ formation stress in shale reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum, 37(6): 59-64. (in Chinese with English abstract)

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: OnePetro.

GE H K, LIN Y S, 1998. Distribution of in-situ stresses in oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 5(5): 1-5. (in Chinese with English abstract)

HAN H X, YIN S D, 2018. Determination of in-situ stress and geomechanical properties from borehole deformation[J]. Energies, 11(1): 131.

HE J H, DING W L, WANG Z, et al., 2015. Main controlling factors of fracture network formation of volume fracturing in shale reservoirs and its evaluation method[J]. Geological Science and Technology Information,

34(4): 108-118. (in Chinese with English abstract)

HE J H, XIONG L, WANG R Y, et al., 2025. Disturbance factors of current geostress field of Longmaxi Formation shale in southeastern Sichuan Basin and their geological significance for gas exploitation[J]. Acta Petrolei Sinica, 46(4): 743-762. (in Chinese with English abstract)

HOTTMANN C E, JOHNSON R K, 1965. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties[J]. Journal of Petroleum Technology, 17(6): 717-722.

HU D F, WEI Z H, LI Y P, et al., 2022. Deep shale gas exploration in complex structure belt of the southeastern Sichuan Basin: progress and breakthrough[J]. Natural Gas Industry, 42(8): 35-44. (in Chinese with English abstract)

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

JAMSHIDIAN M, ZADEH M M, HADIAN M, et al., 2017. Estimation of minimum horizontal stress, geomechanical modeling and hybrid neural network based on conventional well logging data: a case study[J]. Geosystem Engineering, 20(2): 88-103.

JU W, NIU X B, FENG S B, et al., 2020. The present-day in-situ stress state and fracture effectiveness evaluation in shale oil reservoir: a case study of the Yanchang formation Chang 7 oil-bearing layer in the Ordos Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 49(5): 931-940. (in Chinese with English abstract)

LI P, ZHANG J S, HE Q, et al, 2024. Safety assessment and heterogeneity of China's energy supply under the carbon peaking goal[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 26(3): 51-63. (in Chinese with English abstract)

LIU R, HAO F, ENGELDER T, et al., 2019. Stress memory extracted from shale in the vicinity of a fault zone: implications for shale-gas retention[J]. Marine and Petroleum Geology, 102: 340-349.

LONG S X, FENG D J, LI F X, et al., 2018. Prospect of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 29(4): 443-451. (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.

MATTHEWS W R, KELLY J, 1967. How to predict formation pressure and fracture gradient[J]. Oil and Gas Journal, 65(8): 92-106.

Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China , 2015 Regulation for Testing the Physical and Mechanical Properties of Rock—Part 20: Test for Determining the Density of Rock: DZ/T 0276.20—2015 [S]. Beijing: Standards Press of China. (in Chinese)

National Technical Committee on Petroleum and Natural Gas of Standardization Administration of China, 2013. Practices for Core Analysis: GB/T 29172-2012 [S]. Beijing: Standards Press of China. (in Chinese)

National Land and Resources Standardization Technical Committee, 2015. Regulation for Testing the Physical and Mechanical Properties of Rock - Part 31: Test for Determining the Tensile Strength of Rock (Brazilian Method): DZ/T 0276.31—2015 [S]. Beijing: Geological Publishing House. (in Chinese)

SINGH A, ZOBACK M D, 2022. Predicting variations of the least principal stress with depth: application to unconventional oil and gas reservoirs using a log-based viscoelastic stress relaxation model[J]. Geophysics, 87(3): MR105-MR116.

SU H G, LUO L M, 2023. Research status of ground stress test technology[J]. Shaanxi Coal, 42(1): 59-62. (in Chinese with English abstract)

SUN D S, PANG F, LI A W, et al., 2020. In-situ stress profile prediction based on the rheological model: a case study of Well AY-1 in the Qianbei area of Guizhou Province[J]. Natural Gas Industry, 40(3): 58-64. (in Chinese with English abstract)

SUN D S, ZHOU X Z, DAN YONG, et al., 2021. Measurement and Distribution Patterns of Minimum Horizontal Principal Stress in Shale Reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 45(5): 80-87. (in Chinese with English abstract)

TIAN R F, LI S, LIU T, et al., 2024. v_P/v_S prediction based on XGBoost algorithm and its application in reservoir detection[J]. Oil Geophysical Prospecting, 59(4): 653-663. (in Chinese with English abstract)

WANG J, CAO J X, ZHAO S, et al., 2022. S-wave velocity inversion and prediction using a deep hybrid neural network[J]. Science China Earth Sciences, 65(4): 724-741.

WANG R Y, HU Z Q, ZHOU T, et al., 2021. Characteristics of fractures and their significance for reservoirs in Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 42(6): 1295-1306.

WANG K M, 2023. Enrichment characteristics of deep shale gas in tectonically complex regions of the southeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 34(2): 334-348. (in Chinese with English abstract)

WU M Y, CHANG X, GUO Y T, et al., 2025. Advances, challenges, and opportunities for hydraulic fracturing of deep shale gas reservoirs[J]. Advances in Geo-Energy Research, 15(1): 1-4.

XIA H Q, PENG M, SONG E C, 2019. Calculating method and application of rock anisotropic Biot coefficient[J]. Well Logging Technology, 43(5): 478-483. (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)

ZHANG J C, WANG Z Y, NIE H K, et al., 2008. Shale gas and its significance for exploration[J]. Geoscience, 22(4): 640-646. (in Chinese with English abstract)

ZHANG J C, QI Y C, 2020. Impact of in-situ stresses on shale reservoir development and its countermeasures[J]. Oil & Gas Geology, 41(4): 776-783, 799. (in Chinese with English abstract)

ZHANG P X, GAO Q F, HE X P, et al., 2023. Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 30(4): 55-65. (in Chinese with English abstract)

ZHAO J Z, YONG R, HU D F, et al., 2024. Deep and ultra-deep shale gas fracturing in China: problems, challenges and directions[J]. Acta Petrolei Sinica, 45(1): 295-311. (in Chinese with English abstract)

ZHAO W Z, DONG D Z, LI J Z, et al., 2012. The resource potential and future status in natural gas development of shale gas in China[J]. Strategic Study of CAE, 14(7): 46-52. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

邓金根, 陈峥嵘, 耿亚楠, 等, 2013. 页岩储层地应力预测模型的建立和求解[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 37(6): 59-64.

葛洪魁, 林英松, 1998. 油田地应力的分布规律[J]. 断块油气田, 5(5): 1-5.

何建华, 丁文龙, 王哲, 等, 2015. 页岩储层体积压裂缝网形成的主控因素及评价方法[J]. 地质科技情报, 34(4): 108-118.

何建华, 熊亮, 王濡岳, 等, 2025. 川东南地区龙马溪组页岩现今地应力场扰动因素及其开发地质意义[J]. 石油学报, 46(4): 743-762.

胡东风, 魏志红, 李宇平, 等, 2022. 四川盆地东南部地区复杂构造带深层页岩气勘探进展与突破[J]. 天然气工业, 42(8): 35-44.

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.

鞠玮, 牛小兵, 冯胜斌, 等, 2020. 页岩油储层现今地应力场与裂缝有效性评价: 以鄂尔多斯盆地延长组长7油层组为例[J]. 中国矿业大学学报, 49(5): 931-940.

李品, 张金锁, 贺琦, 等, 2024. 碳达峰目标下中国能源供给的安全评估及异质性[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 26(3): 51-63.

龙胜祥, 冯动军, 李凤霞, 等, 2018. 四川盆地南部深层海相页岩气勘探开发前景[J]. 天然气地球科学, 29(4): 443-451.

全国国土资源标准化技术委员会, 2015. 岩石物理力学性质试验规程第31部分: 岩石抗拉强度试验(劈裂法): DZ/T 0276.31—2015[S]. 北京: 地质出版社.

全国石油天然气标准化技术委员会, 2013. 岩心分析方法: GB/T 29172-2012[S]. 北京: 中国标准出版社.

苏宏刚, 罗黎明, 2023. 地应力测试技术研究现状[J]. 陕西煤炭, 42(1): 59-62.

孙东生, 庞飞, 李阿伟, 等, 2020. 基于流变模型的地应力剖面预测: 以贵州黔北地区安页1井为例[J]. 天然气工业, 40(3): 58-64.

孙东生, 禚喜准, 淡永, 等, 2021. 页岩储层水平最小主应力实测与分布规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(5): 80-87.

田仁飞, 李山, 刘涛, 等, 2024. 基于XGBoost算法的v_P/v_S预测及其在储层检测中的应用[J]. 石油地球物理勘探, 59(4): 653-663.

王俊, 曹俊兴, 赵爽, 等, 2022. 基于深度混合神经网络的横波速度反演预测方法[J]. 中国科学: 地球科学, 52(6): 1151-1169.

王濡岳, 胡宗全, 周彤, 等, 2021. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩裂缝发育特征及其控储意义[J]. 石油与天然气地质, 42(6): 1295-1306.

汪凯明, 2023. 川东南盆缘复杂构造区深层页岩气富集特征[J]. 天然气地球科学, 34(2): 334-348.

夏宏泉, 彭梦, 宋二超, 2019. 岩石各向异性Biot系数的获取方法及应用[J]. 测井技术, 43(5): 478-483.

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.

张金才, 亓原昌, 2020. 地应力对页岩储层开发的影响与对策[J]. 石油与天然气地质, 41(4): 776-783, 799.

张金川, 汪宗余, 聂海宽, 等, 2008. 页岩气及其勘探研究意义[J]. 现代地质, 22(4): 640-646.

张培先, 高全芳, 何希鹏, 等, 2023. 南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析[J]. 油气地质与采收率, 30(4): 55-65.

赵金洲, 雍锐, 胡东风, 等, 2024. 中国深层—超深层页岩气压裂: 问题、挑战与发展方向[J]. 石油学报, 45(1): 295-311.

赵文智, 董大忠, 李建忠, 等, 2012. 中国页岩气资源潜力及其在天然气未来发展中的地位[J]. 中国工程科学, 14(7): 46-52.

中华人民共和国国土资源部, 2015. 岩石物理力学性质试验规程第20部分: 岩石体密度试验: DZ/T 0276.20—2015[S]. 北京: 中国标准出版社.