引用格式：熊晨皓，刘晓晶，周江辉，等，2025. 井周地质力学精细建模与地应力模拟[J]. 地质力学学报，31（6）：1268−1281. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025097

Citation: XIONG C H，LIU X J，ZHOU J H，et al.，2025. Fine geomechanics modeling and in-situ stress simulation around the well[J]. Journal of Geomechanics，31（6）：1268−1281. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025097

井周地质力学精细建模与地应力模拟

熊晨皓[1]，刘晓晶[1,2]，周江辉[1]，陈　琪[1]

XIONG Chenhao[1]，LIU Xiaojing[1,2]，ZHOU Jianghui[1]，CHEN Qi[1]

1. 中国石油化工股份有限公司勘探分公司，四川 成都 610041；
2. 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 Exploration Company*, *Chengdu* 610041, *Sichuan*, *China*;
2. *State Key Laboratory of Shale Oil & Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development*, *Beijing* 102206, *China*

Fine geomechanics modeling and in-situ stress simulation around the well

Abstract: ［**Objective**］Continental shale oil reservoirs show rapid lithological variations, abundant laminae and interbeds, and strong heterogeneity, so that conventional regional geomechanical models with coarse grids, originally developed for relatively homogeneous deep marine shale gas reservoirs, cannot finely characterize vertical stress partitioning or capture local stress perturbations around wells. In the Jurassic Lianggaoshan Formation of the Fuxing area in the southeastern Sichuan Basin, the lack of high-resolution near-wellbore stress characterization and of a clear understanding of how faults and natural fractures disturb the in-situ stress field limits the design of horizontal well trajectories and hydraulic fracturing schemes. This study aims to establish a refined near-wellbore geomechanical modeling and in-situ stress simulation workflow for strongly heterogeneous continental shale reservoirs and to clarify the vertical and planar in-situ stress characteristics of the Lianggaoshan Formation, thereby identifying favorable landing intervals and azimuths for horizontal wells. ［**Methods**］Focusing on a near-wellbore area with a radius of about 4 km, a refined geological grid model with a vertical resolution of 0.5–2.0 m was constructed and combined with high-resolution seismic inversion trend volumes to perform trend-constrained co-simulation of well-log-derived mechanical parameters, thus generating a high-precision three-dimensional geomechanical property model. On this basis, a nested finite element modeling strategy was adopted: a regional model provided the six-component background in-situ stress field, which was used as the initial stress condition in the near-wellbore model, where the effects of faults and fractures represented by an extended finite element method-based fracture–stress coupling scheme were simulated to predict near-wellbore stress distributions and local stress disturbances. ［**Results**］(1) The refined near-wellbore geomechanical model significantly improves the vertical resolution and reliability of stress prediction in continental shale reservoirs: compared with directly assigning seismic inversion results to finite element grids, trend-constrained co-simulation yields mechanical property models that better honor lithologic layering and well-log measurements and that reduce noise in the predicted minimum principal stress. (2) For the Lianggaoshan Formation in the Fuxing area, the modeling results show that high-stress sandstone layers are developed at the top and base of the target sub-member ⑥, where the minimum principal stress is about 10–13 MPa higher than in the internal mudstone, forming vertical stress barriers that hinder the upward and downward propagation of hydraulic fractures; in contrast, the stress inside sub-member ⑥ is relatively uniform, with

基金项目：国家科技重大专项（2025ZD1400400）；中国石化股份公司四川盆地及周缘资源评价项目（P23221）

This research is financially supported by the National Science and Technology Major Project of China (Grant No. 2025ZD1400400), and the Sichuan Basin and Surrounding Areas Resource Evaluation Project of Sinopec (Grant No. P23221).

第一作者：熊晨皓（1992—），男，工程师，主要从事页岩气甜点预测方法与地质−工程一体化技术研究工作。Email：xiongchh.ktnf@sinopec.com

收稿日期：2025−07−31；**修回日期**：2025−11−17；**录用日期**：2025−11−18；**网络出版日期**：2025−11−20；**责任编辑**：王婧

vertical stress differences generally less than 5 MPa, providing a continuous interval suitable for horizontal well landing. (3) Parametric simulations of single fractures at a burial depth of about 2800 m indicate that local stress disturbances around a fracture are strongly controlled by fracture orientation: for vertical fractures, the maximum stress disturbance is obtained when the fracture strike forms an angle of approximately 45° with the maximum horizontal principal stress; as the fracture strike tends to be parallel or perpendicular to the maximum horizontal stress, the disturbance decreases, and for a given strike angle, the disturbance increases with fracture dip and reaches its maximum at a dip of 90°, reflecting the stress-shadow effect of fractures. (4) Near-wellbore fracture–stress coupling simulations around representative wells confirm that the development of faults and fracture swarms causes local rotation and reduction of the horizontal principal stresses relative to the regional NE–SW maximum horizontal stress direction, and that hydraulic fractures preferentially propagate along low-stress corridors created by these fracture zones, thereby explaining the observed spatial distribution of stimulation in the Fuxing area. [**Conclusion**] The proposed workflow, which combines trend-constrained co-simulation of mechanical parameters with regional–local nested finite element stress modeling and fracture–stress coupling analysis, can effectively capture multi-scale heterogeneity and near-wellbore stress perturbations in continental shale reservoirs and provides a more realistic prediction of vertical stress partitioning and local stress disturbances than conventional regional models; for the Lianggaoshan Formation, the results demonstrate that high-stress sandstone layers at the top and base of sub-member ⑥ have a non-negligible impact on the vertical extension of hydraulic fractures, whereas the relatively uniform stress within the interior of sub-member ⑥ makes its middle part the optimal interval for horizontal well landing, while in the plane, natural fracture zones cause local rotation of the maximum horizontal stress direction and reduce stress magnitudes, which can either promote or limit the growth and complexity of hydraulic fractures depending on their strike and intensity. [**Significance**] This study develops a practical fine near-wellbore geomechanical modeling and stress simulation technology suitable for strongly heterogeneous continental shale reservoirs, clarifies the vertical and planar in-situ stress characteristics and their controlling mechanisms in the Lianggaoshan continental shale of the Fuxing area, and provides an important scientific basis for optimizing horizontal well landing intervals, wellbore azimuths, and fracturing design in similar continental shale oil and gas plays.

Keywords: in-situ stress around the well; finite element simulation; fracture–stress coupling; continental shale oil and gas

摘　要：陆相页岩油岩性纵横向变化较快，纹层、夹层发育，非均质性强。以往针对五峰−龙马溪组等深层页岩气攻关的地质力学研究多以区域性建模预测为主，建模网格较粗，缺乏对储层纵向的精细刻画，不适用于非均质性较强的陆相地层。此外，水力裂缝、天然裂缝与地应力之间的相互影响关系需要进一步明确，压裂成缝的关键因素需要进一步厘清。为应对陆相页岩储层非均质性较强的问题，该研究旨在建立适用于陆相页岩的井周精细地质力学模型，以预测井周应力场的分布和局部应力扰动特征，进一步分析断裂、裂缝、构造样式对井周应力扰动的影响。将该方法应用于川东南复兴地区陆相页岩储层评价，结果表明：纵向上，凉高山组陆相页岩储层顶底高应力砂岩层发育，对压裂裂缝的纵向扩展存在一定影响，而⑥号小层内部应力较为均一，该小层中部是水平井轨迹最佳穿行层位；平面上，裂缝发育会导致局部应力方向发生偏转且应力值降低，当裂缝走向与最大主应力方向夹角为45°时，应力扰动最为显著。建模预测结果为水平井轨迹方位优选、靶窗确定及工程施工提供重要参考依据。

关键词：井周地应力；有限元模拟；力缝耦合；陆相页岩油气

中图分类号：P31; TE319; P55　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2025)06−1268−14

DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2025097

0　引言

近年来，页岩油气勘探于四川盆地及周缘新区新层系取得多项重大突破，相关理论与技术也获得重要进展。然而，该区域页岩油气勘探领域多、地质条件复杂且埋深更大，尤其在非均质性较强的新层系中，挑战更为突出。因此，迫切需要开展新一轮基础地质研究工作，深化构造及地应力研究，探索地球物理评价预测技术，落实有利勘探区带及目标（郭旭升等，2020；蒋代琴，2024；陈超等，2025；胡东风等，2025）。

国内外油气地应力预测技术经历了从简单理论模型到精细数值模拟的技术迭代。早期区域性

地应力研究主要基于薄板理论，通过构造曲率等地质属性推断应力场分布（Hunt et al., 2011; 马妮等，2018b），虽能反映盆地或构造区块的宏观应力格局，但对地层非均质性与各向异性考虑有限，难以满足非常规油气藏精细开发的需求。随着地球物理和地质工程技术的进步，基于地震各向异性参数的正交各向异性水平应力差异比（ODHSR）方法被提出。该方法通过宽方位地震数据提取地层弹性各向异性参数，结合地质力学反演，更为准确地预测最大、最小水平主应力的空间分布，在识别压裂有利区带和压裂设计等方面发挥了重要作用（马妮等，2018a）。在此基础上发展出的DHSR方法，将有限元区域应力场模拟与地震反演局部扰动叠加，实现了水平应力差绝对值的定量预测，对水平井轨迹设计、分段压裂和靶层优选具有重要工程指导意义（Rashid et al., 2017; 熊晨皓等，2024）。近年来，随着地质−工程一体化的兴起，越来越多的交叉学科技术被应用于地质力学建模和地应力预测。地球物理约束反演建模、三维地质力学有限元模拟等多种技术相互融合，不仅实现了从区域到井周、从定性到定量的地应力多尺度、全流程预测，也极大提升了模型的物理真实性和工程适应性（Fries and Belytschko, 2010）。这些新一代的地质力学模拟技术正依托地质−工程一体化平台加速发展，联动高分辨率地质建模、地球物理正反演、力学−流体−裂缝多场耦合分析等全流程，实现了多尺度、多物理场、多源信息协同的高精度井周地应力模拟。

随着页岩气勘探走向新层系，杨氏模量、泊松比、地应力、天然裂缝等可压性评价的关键技术迎来新的挑战。陆相侏罗系、海相二叠系等新层系页岩非均质性强，薄夹层发育，应力隔层发育，岩性组合多样，其页岩储层特征决定了相关研究不可照搬深层页岩气的方法。现有深层页岩油气应力预测攻关以区域性地应力为主，缺乏对井周局部应力扰动的精细刻画。同时陆相页岩油岩性纵横向变化较快，纹层、夹层发育，非均质性强，前期模拟网格较粗，地质力学建模缺乏对储层纵向的精细刻画；力学参数常规反演直接赋值法，对井周力学参数变化精细程度不够。水力裂缝、天然裂缝与地应力的之间的相互影响关系需要进一步明确，压裂成缝的关键因素需要进一步厘清。

文章基于井周地质力学精细建模与井周应力场扰动模拟，通过建立适用于非均质性较强储层的井周精细地质力学模型，预测井周应力场的分布和局部应力扰动，进一步分析断裂、裂缝、构造样式对井周应力扰动的影响。

1 井周高精度地质建模与模拟技术

陆相地层岩性变化较快，纹夹层发育，对水平井压裂的纵向穿层扩体有较大影响。融合相控低频信息、地震中频数据、波形指示反演和地质统计学反演的高频细节，通过多频信息迭代融合高分辨率反演，可实现5 m左右薄层的预测，但依然不能准确刻画陆相页岩地层较薄的纹夹层。为进一步提高陆相页岩地层预测分辨率，可在高分辨率反演的基础上，通过提取高分辨率反演属性的低频背景趋势场（以下简称趋势体），用于提供横向趋势约束，在趋势体和精细地层格架模型的共同约束下进行测井插值，形成接近于测井数据分辨率的地质属性模型。

1.1 地质格架模型建立

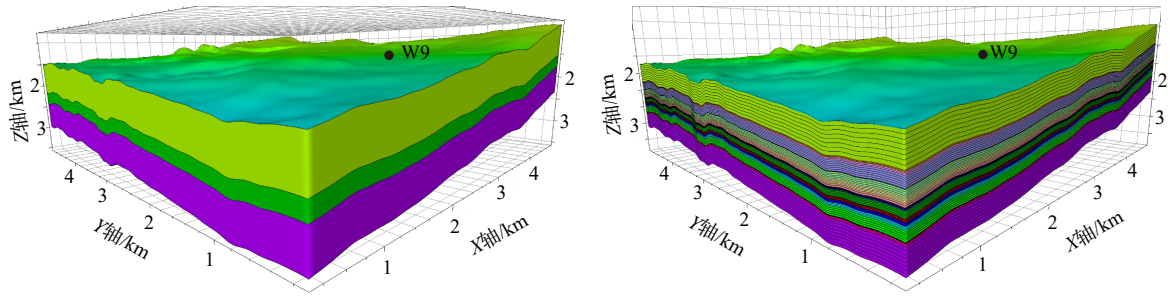
常规的区域性地质力学建模为了兼顾较大的研究范围以及提高运算速度，建模精度往往较粗，对沉积稳定、厚度较大的深层海相页岩具有较好的区域性预测效果。但陆相页岩薄夹层发育，纵向应力特征复杂，区域性建模的精度较低，无法体现陆相页岩纵向变化。针对陆相页岩地质力学参数预测纵向分辨率低的问题，该研究在考虑空间相关性随距离衰减和模型计算量的基础上，缩小研究范围，聚焦井周（井周半径4 km），建立了井周局部精细格架模型，格架模型纵向网格分辨率为0.5～2.0 m（图1），提高了模型预测精度与参数表达能力上限，为后续建立高精度地质模型奠定基础。研究区凉高山组底界构造图以及主要井的井壁崩落最大主应力方向如图2所示，其中W9井为区域典型高产井。

1.2 地震属性趋势体提取

利用本方法建模时，核心步骤是趋势体的提取。在趋势体提取过程中创新采用变差函数与结构导向滤波结合的策略，形成了“全局统计导向+局部自适应平滑”的方法。首先对空间中的点求取变差函数并利用球状模型将得到的离散点拟合成连续的理论模型，得到空间中的最大变程$\boldsymbol{V}_1$、中间变程$\boldsymbol{V}_2$以及最小变程$\boldsymbol{V}_3$，将这3个特征向量组合起来，即可得到全局主趋势方向场：

$$\boldsymbol{D}_{\text{global}}(x,y,z)=\{\boldsymbol{V}_1(x,y,z),\boldsymbol{V}_2(x,y,z),\boldsymbol{V}_3(x,y,z)\} \quad (1)$$

在得到全局主方向场基础上，还需要结合裂缝



黑点为 W9 井所在模型中的位置；*Z* 轴为向下递增

a—大型区域地质力学格架模型；b—井周局部精细格架模型

图 1　区域模型与井周精细格架模型对比图（储层部分）

Fig. 1　Comparison of regional grid model and refined near-wellbore grid model (reservoir section)

(a) Large-scale regional geomechanical grid model; (b) Refined local near-wellbore grid model

The black dot indicates the location of Well W9 in the model; the *Z*-axis increases downward.

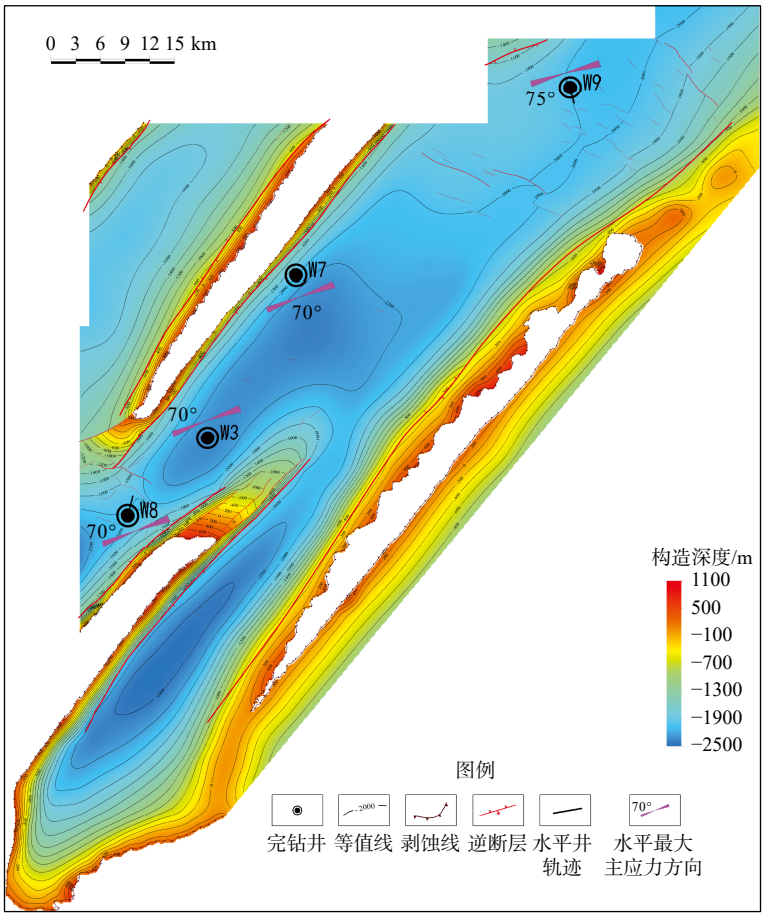


图 2　研究区凉高山组底界构造及主要井最大主应力方向图

Fig. 2　Structural contour map of the bottom boundary of the Lianggaoshan Formation and the maximum principal stress orientations in major wells of the study area

预测结果、岩心分析结果，在属性体中划分出需要重点关注的局部区域和层段，构建局部扩散向量，避免局部复杂地质特征被大趋势平滑掉。局部扩散向量表达式为：

$$\boldsymbol{D}_{\text{local}} = \mathrm{e}^{\left(-\beta\left|\nabla P_{(x,y,z)}^{2}\right|\right)\cdot \boldsymbol{V}\boldsymbol{V}^{\mathrm{T}}} \tag{2}$$

式中，$\nabla P_{(x,y,z)}$为属性体局部梯度场；β为控制梯度响应灵敏度，值越大，复杂地质特征区域的扩散抑制越强；$\boldsymbol{V}\boldsymbol{V}^{\mathrm{T}}$为沿梯度方向的投影，控制扩散主要顺着纹夹层层理或小尺度裂缝走向。接着将全局方向场与局部方向场加权融合，表达式为：

$$\boldsymbol{D}(x)=\omega_g(x)\cdot\boldsymbol{D}_{\text{global}}+\omega_l(x)\cdot\boldsymbol{D}_{\text{local}},\ \omega_g(x)+\omega_l(x)=1 \tag{3}$$

式中，$\omega_g(x)$为基于变差函数拟合得到的全局主方向场加权系数；$\omega_l(x)$为基于局部梯度计算得到的局部方向场加权系数。为实现“全局统计导向+局部自适应平滑”的统一，定义其联合作用公式如下：

$$\omega_g(x)=\left\{\begin{array}{l}\omega_{\min}\alpha+\beta c(x)<\omega_{\min}\\ \alpha+\beta c(x)\omega_{\min}\leqslant\alpha+\beta c(x)\leqslant 1\\ 1\alpha+\beta c(x)>1\end{array}\right\},\ \omega_l(x)=1-\omega_g(x) \tag{4}$$

式中，$c(x)\in[0,1]$为各向异性强度，各项异性越弱越接近1；α、β为经验系数，一般默认$\alpha=0.4$、$\beta=0.4$；$\omega_{\min}$为全局权重下限，一般设$\omega_{\min}=0.2$。当$\omega_g(x)\geqslant 0.6$时定义为“全局主导”区间，当$\omega_g(x)\leqslant 0.4$时定义为“局部主导”区间，其余为过渡区间。这样既能在噪声区由“全局主导”抑制误判方向，又能在纹层发育或小裂缝发育区由“局部主导”保留各向异性细节。

各向异性强度$c(x)$与地震数据信噪比（SNR）推荐参数如表1所示。

若$c(x)$未计算，可设$c(x)=0.5$作为保守值，则$\omega_g\approx\alpha+0.5\beta$，并据地震数据质量选择表1所示方案。在后续分析灵敏度时，可在±0.1范围内微调α或β，并观察方位的稳定性及与井控的一致性。

表1 趋势体方向场权重参数分档与默认值

Table 1 Classification and default parameters of directional weighting factors for trend volume

SNR	α	β	$\omega_{\min}$	建议说明	备注
低（SNR≤3）	0.5	0.4	0.3	提高全局权重，抑制噪声方向	必要时上调α至0.6
中（3<SNR≤6）	0.4	0.4	0.2	全局–局部折中，地震数据缺少SNR评估时使用该方案	可作为通用默认
高（SNR>6）	0.3	0.5	0.2	增强局部权重，保留细节	避免过拟合，设上限$\omega_g\leqslant 0.8$

将得到的变差函数全局与局部融合主方向场作为结构导向滤波的初始方向场，提取最终趋势体。扩散方程如下：

$$\frac{\partial T}{\partial t}=\nabla\cdot(\boldsymbol{D}\nabla T) \tag{5}$$

式中，$T(x,y,z,t)$即是趋势体，随时间扩散平滑，当$t=0$时，初始趋势体为原始属性体$P(x,y,z)$；$\nabla\cdot(\boldsymbol{D}\nabla T)$为各向异性扩散算子。

该方法将变差函数的全局统计转化为结构导向滤波的初始方向场，避免了结构导向滤波因噪声较大而导致局部方向计算错误，同时在全局导向的基础上，加权融合局部自适应优化方向，捕捉小尺度各向异性特征。这样提取的趋势体兼顾大趋势和高分辨反演中的各向异性细节，既确保了全局各向异性方向，又保留了纹夹层及小尺度裂缝等结构特征。

1.3 趋势体约束协模拟插值

以得到的收敛趋势体和井周精细建模格架模型作为约束，进行协模拟井插值。最终得到井控与趋势约束下的高分辨率插值结果$P_a(x,y,z)$，协模拟插值公式如下：

$$P_a(x_0)=\sum_{i=1}^{n}\lambda_i P_{\text{well}}(x_i)+\lambda_{\text{trend}}T_{\text{trend}}(x_0) \tag{6}$$

式中，x_0为待插值点坐标；λ_i、λ_{trend}为由协克里金系统方程计算得到的权重；$P_{\text{well}}(x_i)$为井点的属性值；$T_{\text{trend}}(x_0)$为趋势体在插值点x_0的值。

该方法保证井点硬约束的同时，利用趋势体实现井插值的高分辨率属性预测。整体流程如图3所示。

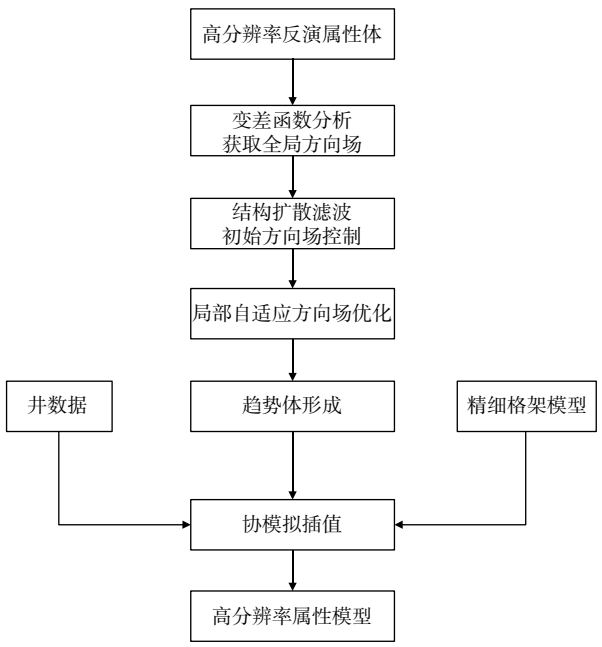
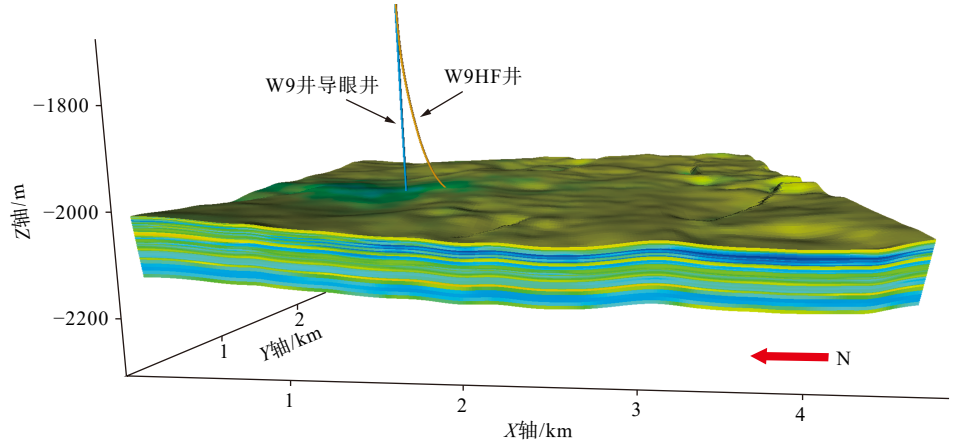


图3 井周高精度地质建模流程图

Fig. 3 Flowchart of High-precision near-wellbore geological modeling

该方法兼顾了井纵向高分辨率与地震横向反演大变化趋势及小尺度局部各向异性的优点，同时，建模过程中的多个权重参数可根据岩芯实际观察到的纹夹层发育情况灵活调整。利用该方法建立的地质属性模型纵向分辨率可达 1 m，细节丰富，分辨率较高（图 4）。与高分辨率反演结果相比，井周高精度地质属性建模结果分辨率有较大提升，在井点处的地质属性变化与测井曲线响应更加一致，更能真实反映井控剖面上的纵向非均质性（图 5）。

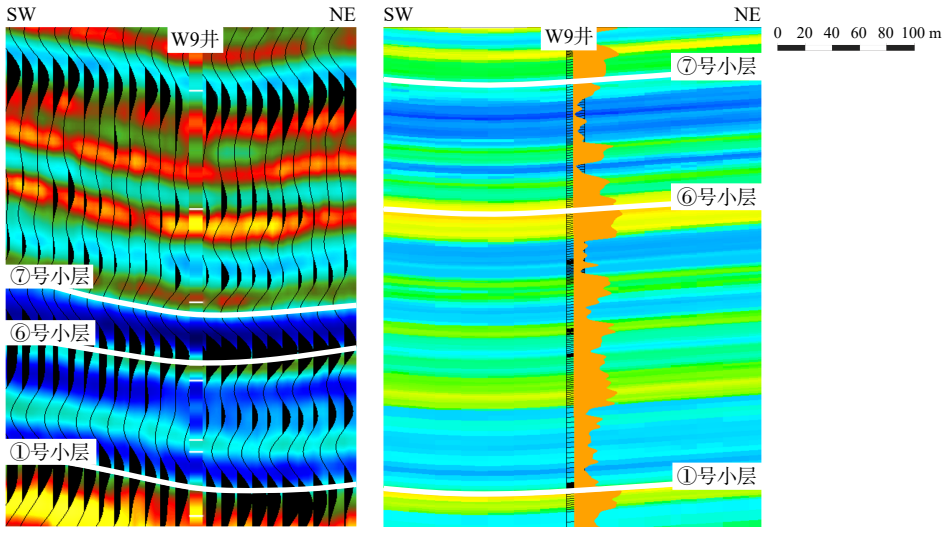


W9HF 井为 W9 井同井场用于水力压裂的水平井

图 4　井周高分辨率地质建模立体图（储层部分）

Fig. 4　High-resolution near-wellbore geological modeling 3D diagram (reservoir section)

Well W9HF is a horizontal well located at the same pad as Well W9, used for hydraulic fracturing.



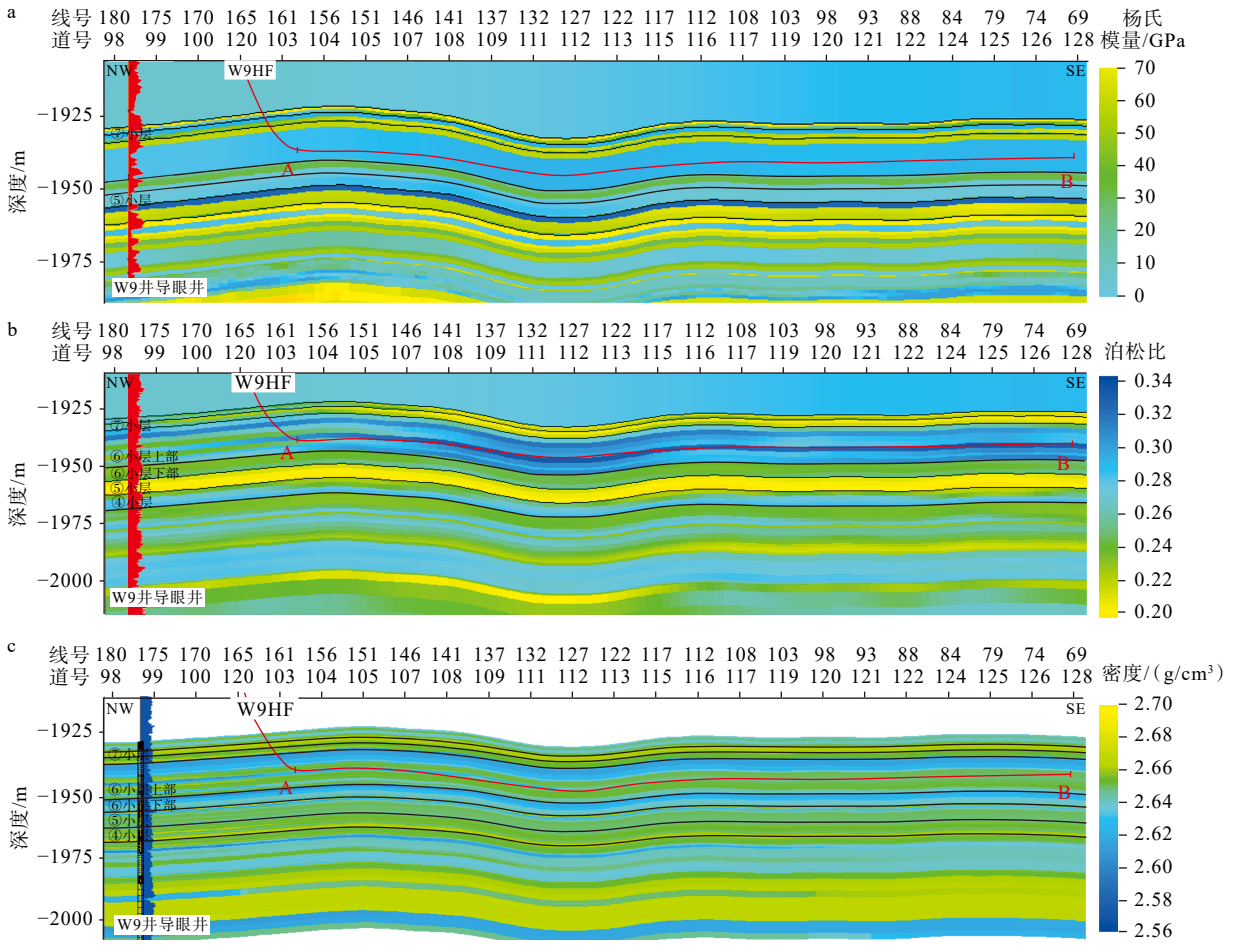
a—高分辨率阻抗反演结果；b—井周高精度阻抗建模结果

图 5　高分辨率阻抗反演结果与井周高精度阻抗建模对比图

Fig. 5　Comparison between high-resolution impedance inversion result and high-precision near-wellbore impedance modeling

(a) High-resolution impedance inversion result; (b) High-precision near-wellbore impedance modeling result

该研究构建的井周地质力学属性模型以岩石力学实验、测井数据及地震反演趋势体为约束，选用纵横波声波时差（DTP、DTS）计算得到的杨氏模量、泊松比及密度（RHOB）等常规曲线，结合区域多井岩心三轴或单轴实验获得的静态杨氏模量与泊松比，进行动静态转换，得到井中静态参数解释曲线。将参数测井解释曲线用上述井间协同插值与趋势约束法在格架模型中进行插值，可以得到井周杨氏模量、泊松比及密度等高精度地质力学属性模型（图 6）。



层间黑线为小层底界线；A、B 为水平井 A、B 靶点；线号、道号间隔为 20 m

a—杨氏模量；b—泊松比；c—密度

图 6 井周高分辨率力学参数模型

Fig. 6 High-resolution near-wellbore mechanical parameter models

(a) Young's modulus; (b) Poisson's ratio; (c) Density

The interlayer black lines represent the bottom boundaries of the sub-layers; A and B represent the toe and heel targets of the horizontal well, respectively; Both the line interval and trace interval are 20 m.

1.4 精细地质力学模型有限元模拟

有限元法在地应力模拟中应用广泛，其主要流程包括地质建模、网格划分、地质力学属性赋值、初始应力场施加和边界条件设置，以及模型求解与结果分析（Feng et al., 2016; Huang et al., 2014）。在进行井周地应力预测时使用有限元法能够有效处理不同构造单元间的联动关系，适用于川东南地区陆相页岩这种构造复杂且非均质性较强的地层。

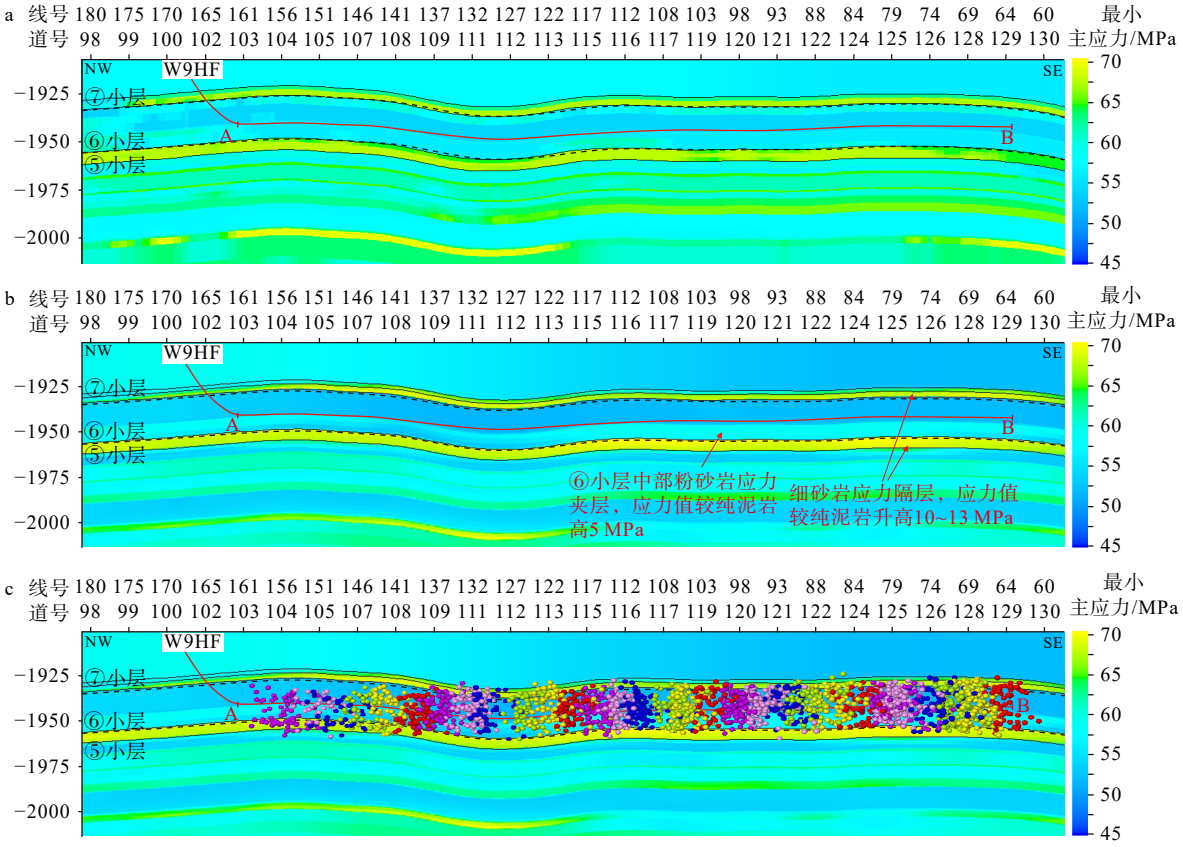
本构与边界设置方面，在小变形线弹性框架下，采用各向同性材料假设。对于区域大模型，施加的载荷包括：①模型自身重力（模型建到地表）；②参考构造平缓区域实钻井地应力数据，在模型西部与北部分别施加来自现今活动构造应力的 2 个分量，使其合力方向保持与构造平缓区域实钻井最大主应力方向一致；③在远场约束方面，设置东部、南部边界约束法向位移以维持应力平衡，底部固定竖向位移。对于井周小模型，其力学参数体由井控与趋势体协同插值获得。为避免直接施加边界应力导致模型发生较大形变，小模型在进行有限元模拟时的边界应力条件需要以大区域背景应力作为局部应力场的初始应力场。施加的载荷包括：①小模型自身重力；②以区域有限元模拟的六分量初始应力场 $\{\sigma_{xx},\sigma_{yy},\sigma_{zz},\tau_{xy},\tau_{xz},\tau_{yz}\}$ 为井周小模型的初始条件；③在远场约束方面，侧界施加法向位移约束以维持应力平衡，底部固定竖向位移。

通过有限元地应力模拟得到的有限元模拟结

果，可在纵向剖面上反映陆相页岩应力隔层的分布情况。在不采用井数据与趋势体协同插值的情形下，直接将高分辨率反演体的力学属性赋值给有限元网格，结果显示（图 7a）：直接赋值法的σ_{hmin}垂向起伏偏大且与岩性层理存在匹配误差；而采用“井周精细建模+协同插值”，能更好贴合测井曲线与岩性层理，对应力隔层与夹层的刻画更细腻（图 7a、7b）。在⑥号小层内部，协同插值法的预测值标准差为 4.07 MPa、变异系数 0.18；直接赋值法标准差为 5.59 MPa、变异系数 0.25。协同插值法的标准差与变异系数更低，表明其对小层内部的地震数据噪声起伏有明显抑制效果。W9 井⑥号小层顶底部高应力砂岩层发育，其最小主应力比⑥号小层泥岩高 10～13 MPa，预测会对压裂裂缝的纵向扩展存在一定影响；而⑥号小层内部应力较为均一，纵向应力差异小于 5 MPa，对压裂影响较小。压后压裂微地震事件主要分布于⑥号小层内部，与预测结果一致（图 7b、7c）。

2　力学−裂缝耦合一体化井周应力场模拟与评价技术

井周裂缝发育会引起地层局部应力降低，对压裂具有积极影响，能在一定程度上增加水力压裂缝



A、B 为水平井 A、B 靶点；彩球为水平井压裂的微地震事件；层间黑线为小层底界线；黑色虚线为靶窗顶、底界；线号、道号间隔为 20 m

a—高分辨率反演直接赋值法有限元模拟最小主应力剖面；b—井周精细地质建模有限元模拟最小主应力剖面；c—井周精细地质建模有限元模拟最小主应力剖面叠加微地震事件

图 7　过 W9HF 井最小水平主应力预测剖面图

Fig. 7　Predicted minimum horizontal principal stress profile along W9HF

(a) Minimum principal stress profile from finite element simulation using high-resolution inversion direct assignment; (b) Minimum principal stress profile from finite element simulation using refined near-wellbore geological modeling; (c) Minimum principal stress profile from finite element simulation using refined near-wellbore geological modeling with superimposed microseismic events

A and B represent the toe and heel targets of the horizontal well, respectively; The colored spheres denote the microseismic events induced by the hydraulic fracturing of the horizontal well; The black lines between layers represent the bottom boundaries of sub-layers; The black dashed lines indicate the top and bottom boundaries of the target window; Both the line interval and trace interval are 20 m.

的扩展范围(谢佳彤等, 2022)。但目前裂缝对应力的扰动规律尚不明确,需要进一步分析井周断裂、裂缝对应力扰动的影响,为水平井方位优选和压裂试气提供支撑。

2.1 井周扩展有限元地应力模拟原理

在力学−裂缝耦合(以下简称力缝耦合)模型中,断裂和裂缝等复杂结构在模型上的精细表达尤为重要。传统的有限元方法通常将裂缝所在区域单独赋予不同力学属性,以区分裂缝和常规地层。但这种方式无法真实反映裂缝面的应力不连续性,甚至可能在裂缝面上产生非物理的应力过渡,影响模拟准确性(Belytschko et al., 2009; Fries and Belytschko, 2010)。

为真实反映井周裂缝−应力场的相互作用,文章基于小变形线弹性假设,采用扩展有限元法(XFEM)开展井周地应力模拟。XFEM 通过在常规模型自由度中引入位移不连续项,可在无需重构网格的情况下描述裂缝的启裂与扩展行为(Kim et al., 2012; 李亚龙等, 2019)。

在初始应力场作用下,单元节点位移场可表示为:

$$\boldsymbol{u}(x)=\sum_{i=1}^{n}N_i(x)u_i+\sum_{j=1}^{m}N_j(x)H(x)a_j \tag{7}$$

式中,第一项为常规连续位移场,第二项反映裂缝面上的位移跳跃。在小变形的假定条件下,位移场可以通过位移−应变方程转化为对应的应变场:

$$\varepsilon_{ij}=\frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j}+\frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right) \tag{8}$$

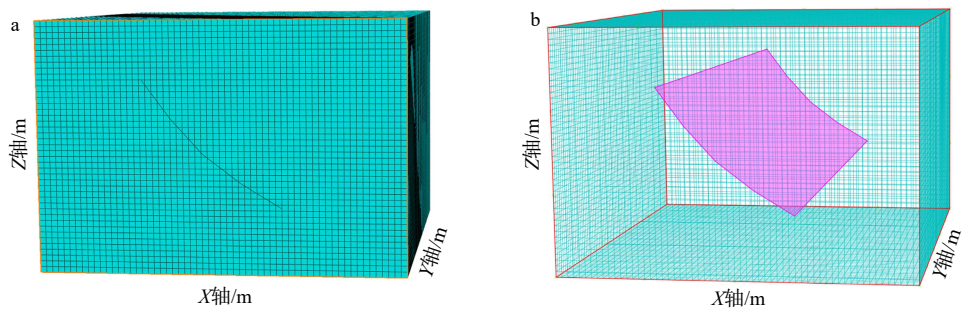
式中,ε_{ij} 为小应变张量在 i—j 方向的分量;u_i 与 u_j 分别为位移向量在 x_i 与 x_j 方向的分量 i,j 为坐标指标。

在扩展有限元法框架下,裂缝面两侧的应变场会因为公式(6)中的第二项而相对独立。文中陆相页岩储层采用线弹性各向同性材料来描述,应力−应变关系满足广义虎克定律:

$$\sigma_{ij}=\frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)}\left[\nu\varepsilon_{kk}\delta_{ij}+(1-2\nu)\varepsilon_{ij}\right] \tag{9}$$

式中,E为杨氏模量,ν为泊松比,σ_{ij}与ε_{ij}分别为应力与其对应应变张量,ε_{kk}为体应变不变量(应变张量的一阶不变量),δ_{ij}为 Kronecker 符号。

设置初始应力场时,以区域应力场结果作为井周模型的背景应力,保证整体平衡与局部应力继承性。边界条件采用远场应力约束和法向位移约束,以避免边界伪变形。与常规有限元法相比,XFEM 能准确反映裂缝面上的应力不连续和应力阴影效应,显著提升了井周裂缝系统模拟的精度与稳定性(图 8)。



模型尺寸为 300 m×215 m×200 m; 网格尺寸为 5 m×5 m ×5 m

a—材料分类显示; b—镂空显示

图 8 扩展有限元法裂缝模型

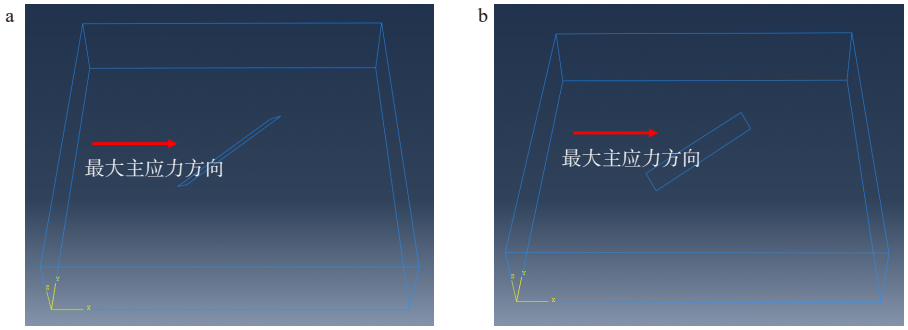
Fig. 8 XFEM (Extended Finite Element Method) fracture model

(a) Material classification view; (b) Cutaway view

The model dimensions are 300 m × 215 m × 200 m, with a grid cell size of 5 m × 5 m × 5 m.

2.2 单裂缝模型应力扰动

为明确裂缝产状对应力扰动的影响,使用 XFEM 建立了空间单一裂缝有限元模型。每个模型中的裂缝均为长 50 m、高 10 m、开度 30 μm 的长方形预制裂纹,模拟不同产状的单一裂缝在埋深 2800 m左右的陆相页岩地层环境下的应力扰动情况(图 9)。以裂缝与最大主应力夹角 45°的模型为例,其受到自西向东 60 MPa 的最大主应力以及 70 MPa 的上覆地层压力,图 9a 和图 9b 分别展示了走向 45°、倾角 45°与走向 45°、倾角 0°的裂缝模型。

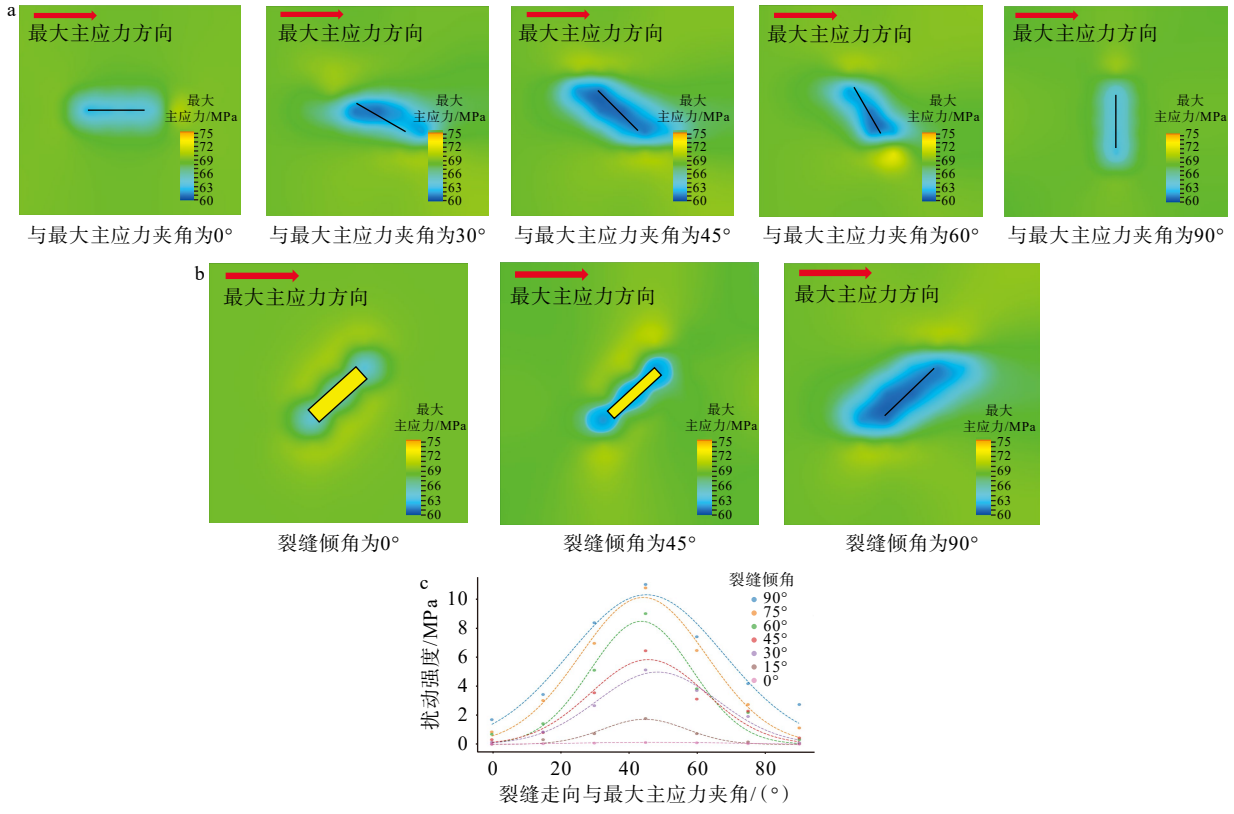


a—走向 45°、倾角 45°的裂缝模型；b—走向 45°、倾角 0°的裂缝模型

图 9　部分单裂缝空间模型图

Fig. 9　Partial 3D models of single fractures

(a) Fracture model with 45º strike and 45º dip; (b) Fracture model with 45º strike and 0º dip



a— 裂缝走向对地应力影响模拟；b— 裂缝倾角对地应力影响模拟；c—不同倾角、不同夹角裂缝对地应力扰动强度的影响

图 10　单裂缝模型裂缝产状对应力扰动的影响图

Fig. 10　Effects of fracture orientation on stress disturbance in single-fracture models

(a) Simulation of the effect of fracture strike on in-situ stress; (b) Simulation of the effect of fracture dip on in-situ stress; (c) Influence of fractures with different dips and intersection angles on the intensity of stress disturbance

将裂缝周围引起应力扰动的最低值与无裂缝情况下模型的背景应力值之差，作为裂缝引起的扰动强度。模型所受最大主应力自西向东，所受上覆地层压力与埋深 2800 m 地层相当，模型力学属性与陆相页岩相同。当预制裂纹均为倾角 90°的垂直缝时，对比不同裂缝走向与地应力方向夹角模型引起的扰动强度，当裂缝走向与最大主应力夹角为 45°左右时裂缝所引起的扰动强度最大，约为 12 MPa。当裂缝走向与地应力方向夹角均为 45°时，对比不同倾角裂缝模型所引起的扰动强度，当裂缝倾角为 90°时扰动强度最大。总的来说，对于埋深约 2800 m 左右的陆相页岩地层，裂缝走向与最大主应力

方向呈45°夹角的垂直缝所能引起的扰动最大(图10)。

2.3 力学–裂缝耦合井周应力场模拟

在明确单一裂缝产状对应力扰动影响的基础上,需进一步明确井周断裂、裂缝的应力扰动分布,为水平井方位优选和压裂试气提供支撑。若基于井周地质力学精细建模直接进行有限元模拟,其结果存在一定的问题。因模型虽然精度高,能够模拟微幅构造在井周引起的应力扰动,但缺少裂缝模型,无法模拟裂缝对井周局部应力的关键扰动作用。

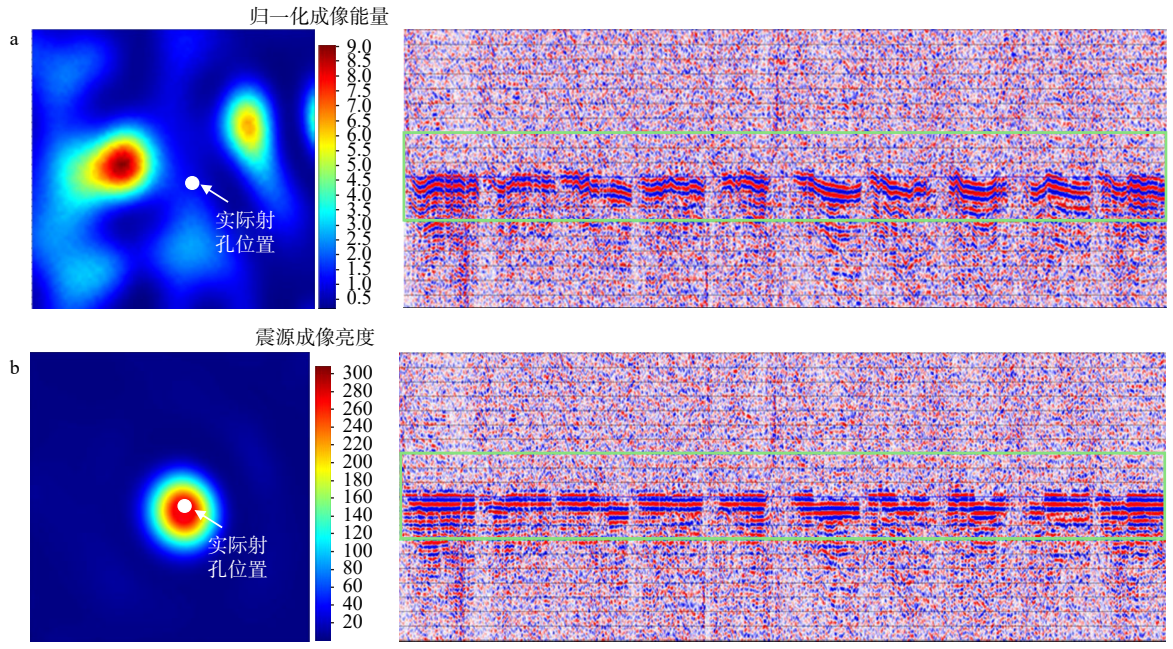
对于缺少裂缝模型的问题,文章通过综合最大似然、相干等地震属性识别出井周大尺度断裂与区域构造恢复得到的小尺度微裂缝,构建井周断层与微裂缝(DFN)模型体。基于井周地质力学建模得到的杨氏模量、泊松比、密度等地质力学属性体,对模型进行六面体网格划分,建立井周有限元网格模型。在力缝耦合井周精细有限元模型中,井周断层与微裂缝采用XFEM以位移不连续表示,结合区域岩芯力学实验数据,设定断层、微裂缝界面法向刚度k_n与切向刚度k_s为10～50 GPa/m,内摩擦角φ为22.5°,黏聚力c为15.4 MPa。模型采用小变形线弹性–摩尔库仑破坏准则,弹性阶段由杨氏模量与泊松比控制,破坏阶段以黏聚力与内摩擦角为主控参数。

对于初始应力场问题,组合弹簧理论公式便于求解,但如果井本身处于构造应力剧烈变化区域,其适用性有限。由于该研究建立的井周模型相对较小,且部分井处于构造应力剧烈变化区域,为保障井周精细有限元模型初始应力场受力均匀且准确,研究选择提取区域应力场(区域应力的六个分量)作为模型的初始应力场,在井周进行二次迭代,从而明确构造、力学参数、裂缝(强度、方向)等对应力场扰动的影响,分析不同地质条件下最有利于形成复杂缝网的水平井轨迹方位。

2.4 微地震数据与方法

(1)微地震定位与质量控制

研究区微地震监测物理点采用CORS或RTK技术实测与复测以确保检波器布设精度。射孔前5～10 min启动监测并用于速度模型校正与反定位验证;压裂前0.5 h启动检测,结束后持续记录3 h,保证全程时序完整。数据处理实施带通滤波、强能量与频域压制、AGC、道均衡、自适应预测与视速度滤波组合去噪,以窄束滤波震源成像与道集联合监控判别事件。速度模型基于声波测井建立各向异性初模,并通过射孔信号迭代优化。综合采用了高程静校正、剩余静校正及折射静校正,并对补丁内外分别求取静校正量。利用射孔反定位对整体定位误差进行量化控制,确保其不大于10 m(图11)。



a—静校正前射孔信号定位;b—静校正后射孔信号定位

图11 静校正前后射孔信号的定位对比图

Fig. 11 Comparison of shot-point location before and after static correction

(a) Before static correction; (b) After static correction

（2）震源机制与裂缝几何反演

在优化速度与静校正的基础上，文章采用震源机制反演进一步提升事件成像聚焦度，并提取裂缝走向、倾角等几何指标，形成分段玫瑰图与统计表，为裂缝网络取向提供观测约束。

（3）时序特征与有效改造体积评价

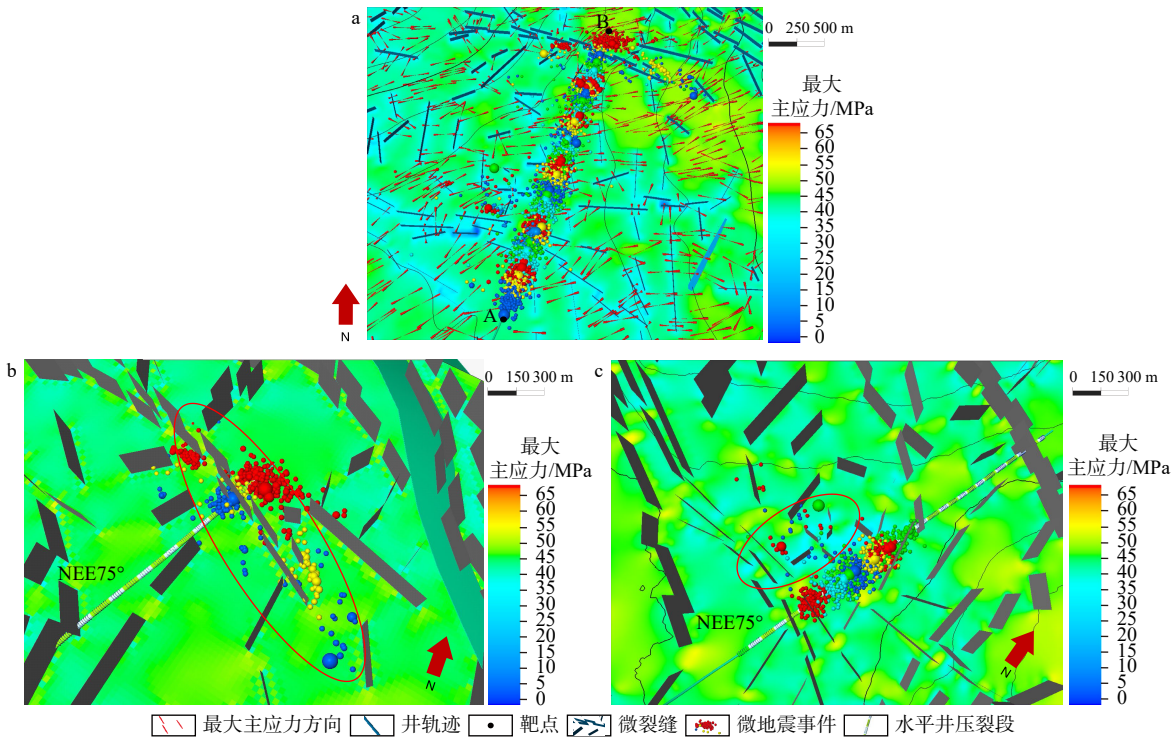
基于现场处理获取的分段时序与裂缝延伸动态，室内综合解释计算有效改造体积（SRV）并分析其随时间增长规律，用于压裂参数评价与方案优化。

2.5　井周应力场模拟结果

上文基于 W9 井阐明了目标层⑥号小层在纵向剖面上的应力差异与应力隔层响应。鉴于 W9 井为该区典型高产井，其目的层岩性具有区域普遍性，因此可代表层内纵向特征。为进一步刻画裂缝对井周应力场的平面扰动效应，并与微地震进行平面验证，研究选取裂缝更为发育的 W8 井作为代表进行力缝耦合的井周应力场模拟，同时引入 W11 井作为应用推广井进行对比，以体现不同区域应力背景下的平面差异。

利用区域应力场在井周精细有限元模型上进行二次迭代，得到耦合了不同尺度裂缝的 W8 井周地应力扰动模型（图 12a）。模拟结果显示，研究区最大水平主应力总体方向为北东东（约 70°）；W8 井位于构造宽缓区，微幅构造不发育，其井周应力方向与区域应力场方向基本一致，为北东东—南西西（75°）向；两侧微裂缝发育区域均存在一定程度的应力偏转，但当应力远离微裂缝发育区后会迅速恢复至与区域应力一致的方向。从应力扰动的大小上看，W8 井井周应力扰动强度较弱，最大扰动 4 MPa，仅在微裂缝发育区，特别是微裂缝走向与最大主应力方向存在一定夹角的区域应力扰动较强；从压裂结果上看，W8 井前三段压裂水力裂缝被天然裂缝捕获，水力裂缝沿天然裂缝方向延伸较长，而 15—19 段微地震主要分布在西侧相对低应力扰动区，东侧微裂缝方向与井轨迹近于平行，对裂缝扩展影响较小（图 12b、12c）。

进一步分析井周微地震分布形态，微地震事件延伸长轴之所以呈北北东—北东走向而与区域最大主应力方向存在约 20°～30°的交角，本质上是水



a—W8 井整体压裂模型；b—W8 井前三段压裂模型；c—W8 井 15—19 段压裂模型

图 12　W8 井井周力缝耦合地应力模拟图

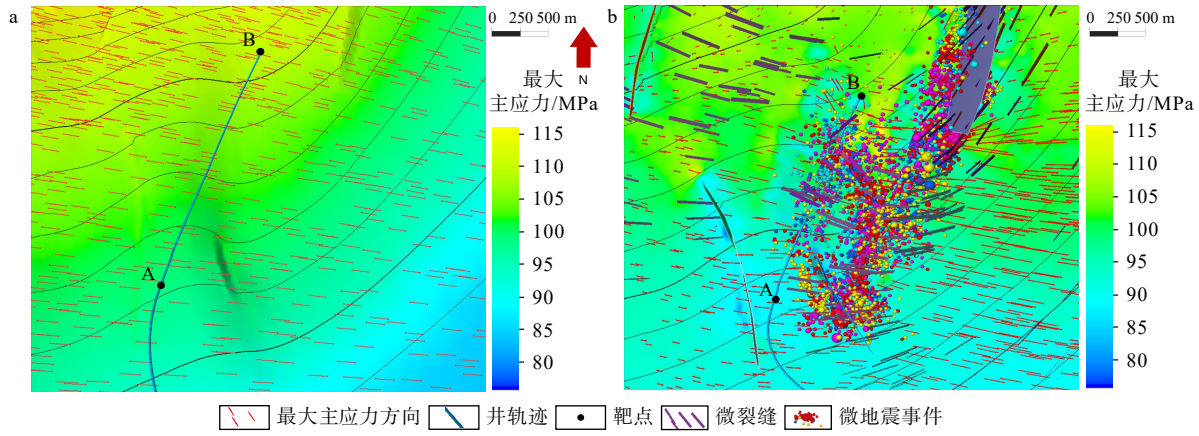
Fig. 12　Near-wellbore stress simulation of fracture-stress coupling for W8

(a) Overall fracturing model of W8; (b) Fracturing model of the first three stages in W8; (c) Fracturing model of stages 15–19 in W8

力裂缝在推进过程中与北西—西北西向天然裂缝带发生了相互作用与“应力阴影”效应，引起局部应力方向发生小幅旋转与导向转折。这种耦合效应主要由于井周 DFN 规模与取向的非均一分布使局部最大主应力发生微幅降低与方向扰动，导致水力缝趋向沿低应力区延伸。当天然裂缝与最大主应力成一定夹角时，裂缝尖端应力集中最显著，易触发导向转折，从而将改造体几何长轴牵引至北北西—北西方向。上述推断与单裂缝扩展有限元（XFEM）的井周力缝耦合模拟完全一致：在埋深约 2800 m 的陆相页岩储层中，垂直裂缝与最大主应力方向成约 45°夹角时，所产生的应力扰动最强，最易造成局部应力重新分布与导向。

从工程施工角度看，井口压力演化与力缝耦合的协同作用相吻合。W8 井前三段施工压力高且表现出“加砂敏感”，但微地震事件延伸长度显著（段均长约 952.7 m），提示早期段位在天然裂缝发育带被拉长。后续多数段位（第 6 段—第 28 段）微震长度明显变短（段均长约 182～199 m），并伴随“暂堵起压—导流分流”的多次尝试与差异化响应，这与井周微裂缝带空间展布不均及局部应力扰动弱化相一致。此外，第 22 段附近断裂与井筒基本垂直，导致多点进液、缝宽偏大，造成段内施工压力偏低且暂堵措施封堵效果受限，也与微震事件形态收缩互为佐证。因此，压力曲线并非简单与缝长正相关，而是共同受天然裂缝形态、局部应力扰动以及储层非均质三者控制。

力缝耦合井周应力场模拟与评价技术支撑了涪陵、綦江、元坝等地区多口页岩气井的钻后评估与压裂分析。对比 W11 井区域初始应力场结果和耦合裂缝后二次迭代应力场结果可见，井周裂缝发育会引起应力方向发生局部偏转，应力降低。W11 井微地震检测显示，压裂产生的水力缝易沿低地应力方向扩展。该井压裂裂缝正是沿低地应力与规模断裂沟通，扩大了改造规模（图 13）。



a—区域初始应力场（井周部分）；b—力缝耦合井周二次迭代应力场

图 13 W11 井井周力缝耦合地应力模拟结果图

Fig. 13 Simulation results of fracture–stress coupling and in-situ stress around W11

(a) Regional initial stress field (near-wellbore section); (b) Secondary iteration of near-wellbore stress field after fracture–stress coupling

3 结论

（1）研究以测井数据为硬约束、以趋势体（低频背景趋势场）与精细地层格架为软约束，采用协同模拟插值构建高分辨率三维地质力学属性模型，明确了非均质页岩纵向应力特征，为水平井的选层和压裂设计提供了参考。

（2）采用 XFEM 耦合井周有限元网格模型与井周断层、微裂缝体模型，构建了适用于非均质性储层的井周精细有限元模型，并进行了井周力缝耦合地应力模拟。

（3）通过力缝耦合一体化井周应力场模拟与评价技术，在纵向上明确了复兴地区凉二段⑥号小层局部区域顶底高应力砂岩层发育，会对压裂裂缝的纵向扩展存在一定影响，而⑥号小层内部应力较为均一，据此提出水平井轨迹最佳穿行层位为⑥号小层中部；在平面上明确了裂缝发育会引起局部应力方向发生一定的偏转与应力值降低，且当裂缝走向与最大主应力方向夹角为 45°时，裂缝引起的应力

扰动最大。该技术为水平井靶窗的纵向优选与井眼方位的横向优化提供了关键支撑。

References

BELYTSCHKO T, GRACIE R, VENTURA G, 2009. A review of extended/generalized finite element methods for material modeling[J]. Modelling and Simulation in Materials Science and Engineering, 17(4): 043001.

CHEN C, CHEN Z Q, LIU X J, et al., 2025. Key technologies for predicting sweet spots of Jurassic Lianggaoshan Formation continental shale oil and gas in the Fuxing area of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 45(1): 94-104. (in Chinese with English abstract)

FENG Q, XU S, ZHANG F, 2016. Research on FEM modeling of in situ stress field and its application to deep well drilling[J]. Petroleum Exploration and Development, 43(1): 158-163.

FRIES T P, BELYTSCHKO T, 2010. The extended/generalized finite element method: an overview of the method and its applications[J]. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 84(3): 253-304.

GUO X S, HU D F, HUANG R C, et al., 2020. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 40(5): 1-14. (in Chinese with English abstract)

HU D F, WEI Z H, WEI X F, et al., 2025. Breakthrough in the exploration of continental shale oil/gas of Jurassic Lianggaoshan Formation in the Fuxing area of the Sichuan Basin and its inspiration[J]. Natural Gas Industry, 45(1): 1-13. (in Chinese with English abstract)

HUANG X, WANG Y, WANG Z, 2014. 3D finite element modeling of the stress field in faulted reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 122: 570-581.

HUNT L, REYNOLDS S, HADLEY S, et al., 2011. Causal fracture prediction: curvature, stress, and geomechanics[J]. The Leading Edge, 30(11): 1274-1286.

JIANG D Q, LI P P, ZOU H Y, 2024. Characteristics of Natural Fractures and Their Influence on Oil and Gas Enrichment and Preservation of the Jurassic Continental Shale in the Yuanba Area, Northeastern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 38(2): 362-372. DOI: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.065. (in Chinese with English abstract)

KIM J, TCHEN D, TCHEN C, 2012. Coupled geomechanical modeling of fracture and stress in tight shale gas reservoirs[J]. SPE Journal, 17(3): 630-642.

LI Y L, LIU X G, HU Z M, et al., 2019. Research progress on fracture network simulation in shale reservoirs[J]. Oil Geophysical Prospecting, 54(2): 480-492. (in Chinese with English abstract)

MA N, YIN X Y, SUN C Y, et al., 2018a. Inversion for crustal stress based on azimuthal seismic data[J]. Chinese Journal of Geophysics, 61(2): 697-706. (in Chinese with English abstract)

MA N, YIN X Y, ZONG Z Y, et al., 2018b. The application of curvature attributes to in-situ stress seismic prediction[J]. Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration, 40(2): 182-188. (in Chinese with English abstract)

RASHID F, GLOVER P W J, LORINCZI P, et al., 2017. Microstructural controls on reservoir quality in tight oil carbonate reservoir rocks[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 156: 814-826.

XIE J T, FU X P, QIN Q R, et al., 2022. Prediction of fracture distribution in shale reservoirs in the Dingshan Area and evaluation of shale gas preservation conditions[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 29(1): 1-9. (in Chinese with English abstract)

XIONG C H, LIU X J, CHEN C, et al. , 2024. Prediction method of horizontal stress difference based on finite element simulation stress background constraints[C]//Proceedings of the 6th annual conference on oil and gas geophysics. Sanya: Oil and Gas Geophysical Specialty Committee of Chinese Geophysical Society: 288-291, doi: 10.26914/c.cnkihy.2024.041717. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

陈超，陈祖庆，刘晓晶，等，2025. 四川盆地复兴地区侏罗系陆相凉高山组页岩油气甜点预测关键技术[J]. 天然气工业，45(1)：94-104.

郭旭升，胡东风，黄仁春，等，2020. 四川盆地深层-超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业，40(5)：1-14.

胡东风，魏志红，魏祥峰，等，2025. 四川盆地复兴地区侏罗系凉高山组陆相页岩油气勘探突破及启示[J]. 天然气工业，45(1)：1-13.

蒋代琴，李平平，邹华耀，2024. 川东北元坝地区侏罗系陆相页岩天然裂缝发育特征及其对页岩油气富集和保存的影响[J].现代地质，38(02):362-372.DOI:10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.065.

李亚龙，刘先贵，胡志明，等，2019. 页岩储层压裂缝网模拟研究进展[J]. 石油地球物理勘探，54(2)：480-492.

马妮，印兴耀，孙成禹，等，2018a. 基于方位地震数据的地应力反演方法[J]. 地球物理学报，61(2)：697-706.

马妮，印兴耀，宗兆云，等，2018b. 曲率属性在地应力地震预测中的应用[J]. 物探化探计算技术，40(2)：182-188.

谢佳彤，付小平，秦启荣，等，2022. 丁山地区页岩储层裂缝分布预测及页岩气保存条件评价[J]. 特种油气藏，29(1)：1-9.

熊晨皓，刘晓晶，陈超，等，2024. 基于有限元模拟应力背景约束的水平应力差预测方法[C]//第六届油气地球物理学术年会论文集. 三亚：中国地球物理学会油气地球物理专业委员会：288-291，doi：10.26914/c.cnkihy.2024.041717.