引用格式：张晨曦，唐慧莹，唐裕鑫，等，2026. 考虑有效应力系数影响下地应力变化对页岩裂缝扩展影响研究[J]. 地质力学学报，32（1）：197−212. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025145

Citation: ZHANG C X，TANG H Y，TANG Y X，et al.，2026. Study on the influence of in-situ stress changes on shale fracture propagation considering the effect of effective stress coefficients[J]. Journal of Geomechanics，32（1）：197−212. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025145

考虑有效应力系数影响下地应力变化对页岩裂缝扩展影响研究

张晨曦[1]，唐慧莹[1]，唐裕鑫[1]，陈　月[2]，邓文斌[1]

ZHANG Chenxi[1]，TANG Huiying[1]，TANG Yuxin[1]，CHEN Yue[2]，DENG Wenbin[1]

1. 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；
2. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司页岩气研究院，四川 成都 610051

1. *State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation*, *Southwest Petroleum University*, *Chengdu* 610500, *Sichuan*, *China*;
2. *Shale Gas Research Institute*, *PetroChina Southwest Oil and Gas field Company*, *Chengdu* 610051, *Sichuan*, *China*

Study on the influence of in-situ stress changes on shale fracture propagation considering the effect of effective stress coefficients

Abstract: ［**Objective**］The geometry of multi-stage hydraulic fractures in shale gas horizontal wells is influenced by the three-dimensional in-situ stress distribution. The single-well stress profile serves as a crucial basis for predicting fracture height, and both the effective stress coefficient (Biot's coefficient) and the vertical grid resolution significantly impact the interpreted stress profile, consequently affecting the accuracy of fracture height prediction.［**Methods**］This study employs different Biot's coefficients (constant values and functions varying with logs) and vertical grid resolutions to compute stress profiles. It simulates and analyzes the differences in planar 3D fracture geometries under various stress profiles, systematically investigating the influence of Biot's coefficient on the stress profile and fracture geometry, and subsequently optimizing the vertical grid resolution and the method for interpreting Biot's coefficient.［**Results**］The results indicate that as Biot's coefficient decreases, the variation amplitude of the vertical in-situ stress profile increases, thereby restricting the vertical propagation capability of hydraulic fractures. Increasing the vertical grid resolution in the fracturing model helps to reduce the influence range of stress extremes; a 1 m vertical grid resolution achieves a favorable balance between simulation efficiency and accuracy. The Biot's coefficients calculated using empirical formulas and the poroelastic model yield similar results, with errors relative to laboratory measurements ranging from 3.68% to 3.93%. These methods provide a better match to stress test results from different formations. Furthermore, the simulated fracture heights using these variable coefficients align more closely with actual downhole fracture height monitoring results compared to using a constant Biot's value, showing errors of 8.64% to 9.94% compared to microseismic monitoring results from a vertical-to-horizontal well at the same site.［**Conclusions**］Through the analysis of initial in-situ stress fitting accuracy and the subsequent correspondence between simulated fracture height and monitoring data, it can be concluded that selecting an appropriate Biot's coefficient enables more realistic predictions of in-situ stress distribution and fracture propagation geometry.［**Significance**］This study provides valuable insights for future stress distribution calculations and fracture height predictions in shale gas wells through an in-depth discussion on the effects of Biot's coefficient and vertical grid resolution.

Keywords: shale gas; hydraulic fracturing; *in-situ* stress profile; Biot coefficient; fracture height

基金项目：国家自然科学基金面上项目（52374043）；四川省自然科学基金项目（2026NSFSCZY0097）

This research was financially supported by the General Program of the National Natural Science Foundation of China (Grant No.52374043) and the Sichuan Provincial Natural Science Foundation Program (Grant No. 2026NSFSCZY0097).

第一作者：张晨曦（2001—），男，在读硕士，从事地质工程一体化数值模拟技术研究。Email：2665001357@qq.com

通信作者：唐慧莹（1990—），女，博士，教授，从事非常规储层压裂与一体化模拟、地质力学研究。Email：tanghuiying@swpu.edu.cn

收稿日期：2025−09−30；**修回日期**：2025−11−30；**录用日期**：2026−01−19；**网络出版日期**：2026−01−19；**责任编辑**：王婧

Received：2025−09−30；Revised：2025−11−30；Accepted：2026−01−19；Available Online：2026−01−19；Handling Editor：WANG Jing

摘 要：页岩气水平井多段压裂裂缝形态受地层三向应力分布影响，单井应力剖面是预测压裂缝高的重要依据，有效应力系数（Biot系数）及纵向网格分辨率均会影响应力剖面解释结果，进而影响缝高预测的准确性。文章采用不同Biot系数（常值及随测井变化函数）与不同纵向网格分辨率计算应力剖面，模拟分析不同应力剖面下平面三维裂缝形态差异，系统总结Biot系数对应力剖面及裂缝形态的影响规律，并进行纵向网格分辨率及Biot解释方法优选。结果显示：随着Biot系数降低，地层应力纵剖面变化幅度增大，水力裂缝纵向扩展能力受到抑制；提高压裂模型纵向网格分辨率有助于减小应力极值影响范围，1 m纵向网格分辨率下模拟效率与精度达到较好平衡；采用经验公式及孔弹性模型计算Biot系数所得结果相近，与室内实验结果误差为3.68%～3.93%，能更好匹配不同层位应力试验结果，且模拟缝高相较于Biot常值更接近实际井缝高监测结果，与同井位直改平井微地震监测缝高误差为8.64%～9.94%。由初始地应力拟合效果及后续模拟缝高与监测结果匹配程度可以看出，选取合理的Biot系数能更真实预测地应力分布及裂缝扩展形态。通过深入讨论Biot系数及纵向网格分辨率对应力剖面及裂缝形态影响，可为后续页岩气井应力分布计算及压裂缝高预测提供参考。

关键词：页岩气；水力压裂；地应力剖面；Biot系数；压裂缝高

中图分类号：TE122; P313.5; TD313 **文献标识码：**A **文章编号：**1006−6616(2026)01−0197−16

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025145

0 引言

当前，中国已在四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩中探明了川南页岩气大气田，实现了规模效益开发，形成了水平井多段压裂为主体的开发技术。水平井压裂裂缝形态是影响产能的重要因素，主要受地层三向应力、天然弱面分布控制，其中地应力是页岩气压裂设计的重要参数（孙东生等，2020；刘建等，2021；孟文等，2022）。利用测井资料并结合室内试验等进行岩石力学参数和地应力剖面计算，是认识地层应力纵向分布的基础，精确刻画地应力剖面是实现裂缝形态（尤其是压裂缝高）准确预测的关键。

目前，常用的地应力解释流程为：首先利用声波测井和密度测井计算动态杨氏模量和动态泊松比；接着通过动态−静态杨氏模量和动态−静态泊松比转换关系获取静态力学模量参数；然后借助密度计算垂向应力，并采用Bowers岩石卸载理论计算孔隙压力；最后结合前述力学参数解释结果，采用水平主应力计算公式获得最大水平主应力和最小水平主应力（Yang et al., 2023）。各力学参数依据室内岩心实验结果进行标定。在进行力学参数解释时，杨氏模量和泊松比作为反映地层受力形变特征的重要参数，是计算过程中的主要关注对象。而在水平初始应力计算过程中，通常默认Biot系数为常数，当前地应力刻画方法鲜有对Biot系数沿井变化的讨论。作为计算岩石有效应力的关键参数，Biot系数的取值对于地应力的刻画有着重要影响，进而影响地质力学模型中压裂裂缝形态及后续产能预测的准确性。

Biot系数是描述多孔介质在受力时固体骨架与流体孔隙共同作用的关键参数，其经典定义为地层孔隙空间变形量与总体积变化的比率（Biot and Willis, 1957），反应了孔隙压力对有效应力的贡献程度；同时，还可以解释为确保等容条件所需的覆岩应力增量与施加的孔压增量的比率（Nermoen et al., 2013）。根据物理定义，Biot系数可通过岩石骨架体积模量和岩石体积模量计算获得。目前常用的模量测试方法为排水法和声波时差法（Kasani and Selvadurai, 2023）。然而，实际获取中，2种方法均存在局限性：对于低孔低渗的砂岩，排水法并不适用，计算所得Biot系数接近于0（夏宏泉等，2019）；而声波时差法测得的垂向、水平向Biot系数差距不大，难以充分反应地层的力学各向异性。为此，研究者发展了针对特定条件的改进方法。例如，对于低渗多孔介质，可采用考虑不排水响应的局部不排水试验确定Biot系数（Kim and Espinoza, 2023）。此外，根据“相同有效应力条件下，岩心渗透率也相同，且岩样渗透率随围压和孔隙压力变化”的原理，Biot系数还可通过交会图法拟合实验中围压和孔隙压力线性关系的斜率值得到。据此开展的页岩实验表明，Biot系数具有显著的岩性与方向依赖性。例如，黑色页岩有效应力系数较小，而层理页岩有效应力系数相对较高，且水平钻井与垂直钻井获得的Biot系数存在显著差异（He et al., 2016；朱维耀和马东旭，

2018)。实验过程本身也会影响测量结果。例如，在静水压缩实验中，注入过程中的 Biot 系数始终高于生产过程中的 Biot 系数(Ma and Zoback, 2017)。

为便于计算沿井深 Biot 系数分布，部分学者尝试建立 Biot 系数与其他可测井解释参数的关联。Hall and Alvarez(2010)基于孔弹性理论，对 Biot 系数进行近似估算，推导了 Biot 系数与孔隙度关系，并通过实验案例验证了有效性。邹贤军和陈亚琳(2018)采用微分等效介质模型建立龙马溪组岩石物理模型，通过计算岩石体积模量和矿物体积模量，求取 Biot 系数，并与有效孔隙度拟合建立了经验关系式。Alameer et al.(2025)采用幂律模型建立 Biot 系数与孔隙度之间的关系，并通过室内实验数据与现场实测数据进行反演和校正。Narasimhan et al.(2016)基于纵波速度和压缩特性的岩石物理性质，构建并验证了内部各向异性可变比奥孔隙弹性模型，并针对 4 种不同岩石类型进行验证。已有研究表明，页岩气由于储层岩石致密，Biot 系数小于 1。若假定该系数为 1，将与真实有效应力有较大偏差。综合不同方法对各类岩石的实测数据(表 1)可以看出，页岩 Biot 系数普遍小于 0.8。

表 1　不同岩性岩石 Biot 系数范围

Table 1　Range of Biot coefficients for different lithologies

岩性	方法	取值范围	数据来源
Bakken页岩	交会图法	0.548～0.91	He et al., 2016
Bakken页岩	交会图法	0.3～0.9	Ma and Zoback, 2017
涪陵地区龙马溪组页岩	岩石物理建模	0.5～0.8	邹贤军和陈亚琳, 2018
页岩	交会图法	0.46～0.99	Aldana Gallego et al., 2021
四川盆地南部海相龙马溪组黑色页岩	声波速度法、三轴压缩实验	0.3～0.7	贾利春, 2023
Eau Claire页岩	夹套–无夹套压缩测试	0.8	Kasani and Selvadurai, 2023
碳酸盐岩	基于孔弹性理论近似	0.3～0.9	Hall and Alvarez, 2010
碳酸盐岩	三轴压缩实验、声波动态法结合岩石物理建模	0.2～0.8	Azadpour et al., 2022
致密砂岩	交会图法	0.701(垂直于层理) 0.174(平行于层理)	Qiao et al., 2012
致密粉砂岩	排水实验法	0.7	Kim and Espinoza, 2023
中国南海东方13区块泥质砂岩	交会图法、排水实验法、声波动态法	0.6～0.9	程远方等, 2015
砂岩	单轴抗压强度实验	0.69～0.84	Bodaghabadi and Moosavi, 2008
砂岩	无夹套平面应变压缩、集水排水压缩和、夹套–无夹套的静水压缩	0.64～0.74	Makhnenko and Labuz, 2013
砂岩	声波动态法结合经验公式	0.92～0.98	Salemi et al., 2020
砂岩、石灰岩、花岗岩	排水静水实验、交会图法	0.85～0.9(砂岩) 0.71～0.85(石灰岩) 0.44～0.45(花岗岩)	Zhou et al., 2015
花岗岩	夹套–无夹套压缩测试	0.55～0.85	Berryman, 1992
花岗岩	排水实验法、无夹套压缩测试	0.43～0.53	Asem et al., 2022
白垩岩	等容实验、三轴压缩实验、声波动态法	0.84～1	Nermoen et al., 2013
不同黏土、碳酸盐和干酪根含量的岩石	声波动态法	0.3～1	Gokaraju et al., 2018
巴西盐下油田岩石	排水实验法、声波动态法、测井数据解释模量	0.1～0.82	Vasquez et al., 2025

Biot 系数对裂缝扩展的影响，除改变应力剖面外，还体现在改变岩石自身孔弹性属性上。目前专门针对 Biot 系数影响的研究相对有限。有研究指出，在考虑井筒注水引起的射孔位置附近孔压增加时，临界水压随着 Biot 系数的增大(从 0 到 1)而逐渐减小(Dong et al., 2018)；然而，当 Biot 系数在 0.6～0.9 范围内时，其对水力裂缝的扩展速度影响较小(Zeng et al., 2019)。

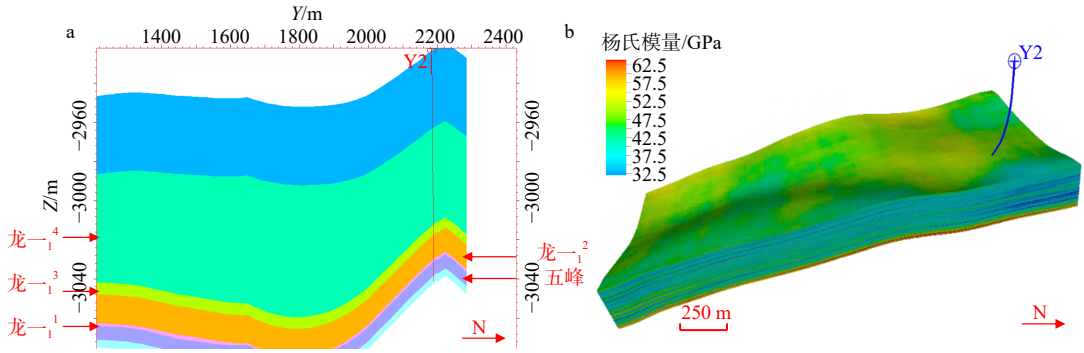
此外，目前已有较多研究关注纵向网格分辨率对渗流过程的影响(Filippov et al., 2020; Costa et al., 2022)，但较少有学者讨论地质力学模型中纵向网格分辨率对地质力学参数及裂缝扩展模拟结果的

影响。适当提高应力数据分辨率有利于捕捉到单元内的小尺度变化，且高分辨率属性变化有可能显著改变裂缝几何形状，甚至导致更明显的裂缝高度控制（Dontsov and Peirce, 2015）。不过，该研究并未对纵向网格分辨率在精度和压裂模拟效率方面的影响进行量化评价。

研究选取四川盆地长宁区块龙马溪组典型页岩气导眼井作为研究对象。首先，分析地质力学模型纵向网格分辨率对裂缝扩展形态及模拟耗时的影响，确定合理纵向网格分辨率；其次，采用不同Biot系数及其解释方法计算沿井深纵剖面应力，分析Biot取值对应力纵向分布的影响规律，并借助不同深度地应力室内实验结果及实际井的缝高监测数据，进行Biot系数计算方法验证及优选。研究成果不仅明确了Biot系数对页岩储层应力剖面预测结果的影响规律，还提供了该参数的建议计算方法，为准确预测压裂缝形态、优化压裂方案设计提供了理论和方法支撑。

1 典型页岩气井应力剖面计算

文章基于典型页岩气导眼井（Y2井）测井资料计算了沿井段的岩石力学参数及三向应力剖面。Y2井的测井深度为3268.39～3816.77 m，钻遇龙马溪组龙一段1亚段4小层—五峰组（图1）。原始测井曲线包括伽马、声波、密度、孔隙度、渗透率及含水饱和度等。



a—Y2导眼井穿过层位示意图；b—Y2直改平井杨氏模量

图1 Y2导眼井实际平台地质模型

Fig. 1 Geological model of the actual platform for Y2 pilot well

(a) Schematic diagram of the pilot well Y2 penetrating formations; (b) Young's modulus profile of the vertical-to-horizontal well Y2

1.1 常规岩石力学参数计算

基于横纵波声波时差及密度测井数据，首先计算动态剪切模量及动态体积模量，其计算公式如下：

$$G_{\mathrm{dyn}}=\left(1.2517\times10^{15}\right)\frac{\rho_{\mathrm{b}}}{\left(\Delta t_{\mathrm{shear}}\right)^2},\quad K_{\mathrm{dyn}}=\left(1.2517\times10^{15}\right)\rho_{\mathrm{b}}\left[\frac{1}{\left(\Delta t_{\mathrm{comp}}\right)^2}\right]-\frac{4}{3}G_{\mathrm{dyn}} \tag{1}$$

式中，G_{dyn}—动态剪切模量，GPa；K_{dyn}—动态体积模量，GPa；ρ_{b}—岩石体密度，g/cm^3；$\Delta t_{\mathrm{shear}}$—横波声波时差，s/m；$\Delta t_{\mathrm{comp}}$—纵波声波时差，s/m。

进而导出动态杨氏模量E_{dyn}与动态泊松比ν_{dyn}，其计算公式如下：

$$E_{\mathrm{dyn}}=\frac{9G_{\mathrm{dyn}}\times K_{\mathrm{dyn}}}{G_{\mathrm{dyn}}+3K_{\mathrm{dyn}}},\quad \nu_{\mathrm{dyn}}=\frac{3K_{\mathrm{dyn}}-2G_{\mathrm{dyn}}}{6K_{\mathrm{dyn}}+2G_{\mathrm{dyn}}} \tag{2}$$

利用室内力学实验数据对动态杨氏模量和泊松比进行标定（图2），舍弃异常泊松比实验测量值，拟合得到动、静态模量转换关系如下：

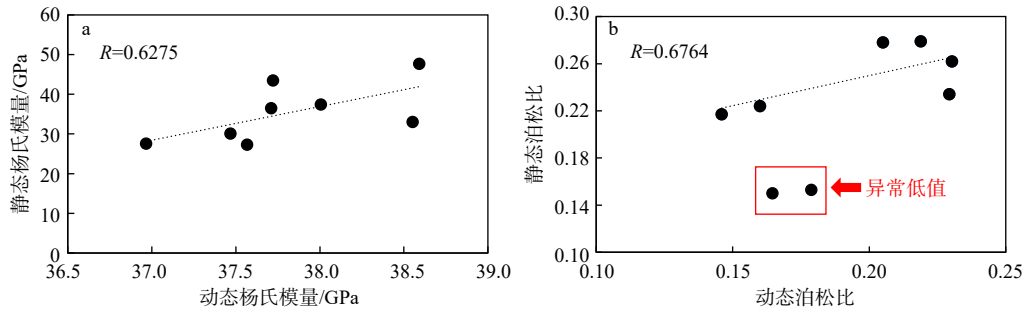
$$\begin{aligned}E_{\mathrm{sta}}&=8.4573E_{\mathrm{dyn}}-284.49,\quad R=0.6275\\ PR_{\mathrm{sta}}&=0.5096PR_{\mathrm{dyn}}+0.1479,\quad R=0.6764\end{aligned} \tag{3}$$

式中，E_{sta}—静态杨氏模量，GPa；PR_{sta}—静态泊松比；PR_{dyn}—动态泊松比。

利用外插法获得全井密度曲线，进而通过室内实验数据标定获得上覆岩层压力曲线（图3），外插计算公式为：

$$\rho_{\mathrm{extrapolated}}=\rho_{\mathrm{mudline}}+A_0\times(TVD-AirGap-WaterDepth)^{\alpha} \tag{4}$$

式中，A_0、α—拟合参数，通过力学实验数据标定（图3）；*AirGap*—井口头与平静海平面之间垂直高度差，m，取值为0；*WaterDepth*—海床到海平面深度，m，取值为0；ρ_{mudline}—起始沉积密度，g/cm^3；$\rho_{\mathrm{extrapolated}}$—外插密度，g/cm^3。



a—动、静态杨氏模量转换关系拟合；b—动、静态泊松比转换关系拟合

图 2　动、静态杨氏模量泊松比转换关系拟合

Fig. 2　Fitting of Conversion Relationships between Dynamic and Static Young's Moduli and Poisson's Ratios

(a) Fitting of dynamic-to-static Young's modulus conversion relationship; (b) Fitting of dynamic-to-static Poisson's ratio conversion relationship

基于页岩气生烃超压机制，采用 Bowers 岩石卸载理论计算孔隙压力（李中等，2019），并结合现场压力测试数据拟合得到孔隙压力计算公式：

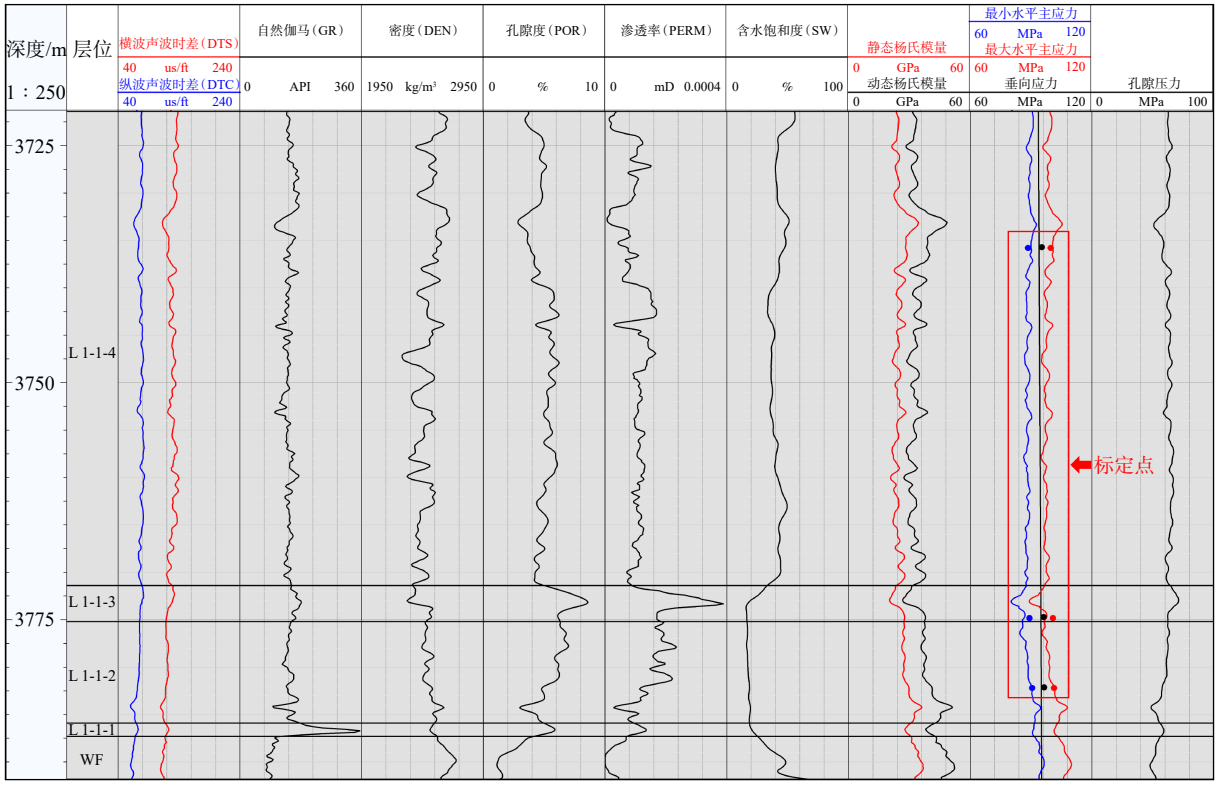
$$P_{\mathrm{p}}=\sigma_{\mathrm{v}}-145.038\left(\frac{0.3048V_{\mathrm{p}}-5000}{5.15}\right)^{\frac{1}{0.87}} \tag{5}$$

式中，P_{p}—孔隙压力，MPa；σ_{v}—上覆岩层压力，MPa；V_{p} 为纵波波速，m/s；

对于水平向应力，采用应变边界条件假设及多孔弹性模型（Zoback, 2010），计算如下：

$$\begin{aligned}\sigma_{\mathrm{h}}&=\frac{v}{1-v}\sigma_{v}-\frac{v}{1-v}\alpha P_{\mathrm{p}}+\alpha P_{\mathrm{p}}+\frac{E}{1-v^{2}}\varepsilon_{\mathrm{h}}+\frac{vE}{1-v^{2}}\varepsilon_{\mathrm{H}}\\ \sigma_{\mathrm{H}}&=\frac{v}{1-v}\sigma_{v}-\frac{v}{1-v}\alpha P_{\mathrm{p}}+\alpha P_{\mathrm{p}}+\frac{E}{1-v^{2}}\varepsilon_{\mathrm{H}}+\frac{vE}{1-v^{2}}\varepsilon_{\mathrm{h}}\end{aligned} \tag{6}$$

式中，σ_{h}—最小水平主应力，MPa；α—Biot 系数；ε_{h}、ε_{H}—构造应力系数；v—静态泊松比；E—静



L 1-1-4—龙一段 1 亚段 4 小层；L 1-1-3—龙一段 1 亚段 3 小层；L 1-1-2—龙一段 1 亚段 2 小层；L 1-1-1—龙一段 1 亚段 1 小层；WF—五峰组

图 3　Y2 井一维地质力学结果

Fig. 3　1D Geomechanical results of well Y2

L 1-1-4—4th Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-3—3rd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-2—2nd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-1—1st Bed of 1st Submember, Long 1 Member; WF—Wufeng Formation

态杨氏模量，GPa。

此模拟设定 Biot 系数为常值 1，通过调整构造应力系数 ε_h 和 ε_H 拟合室内地应力测试结果（ε_h 拟合值为 0.0007、ε_H 拟合值为 0.00115），最终得到目标层位三向应力分布。其地质力学解释结果（图 3）显示，当前主体应力状态为走滑断层型，压裂缝垂直于最小水平主应力扩展，其缝高生长受最小水平力纵向分布控制。

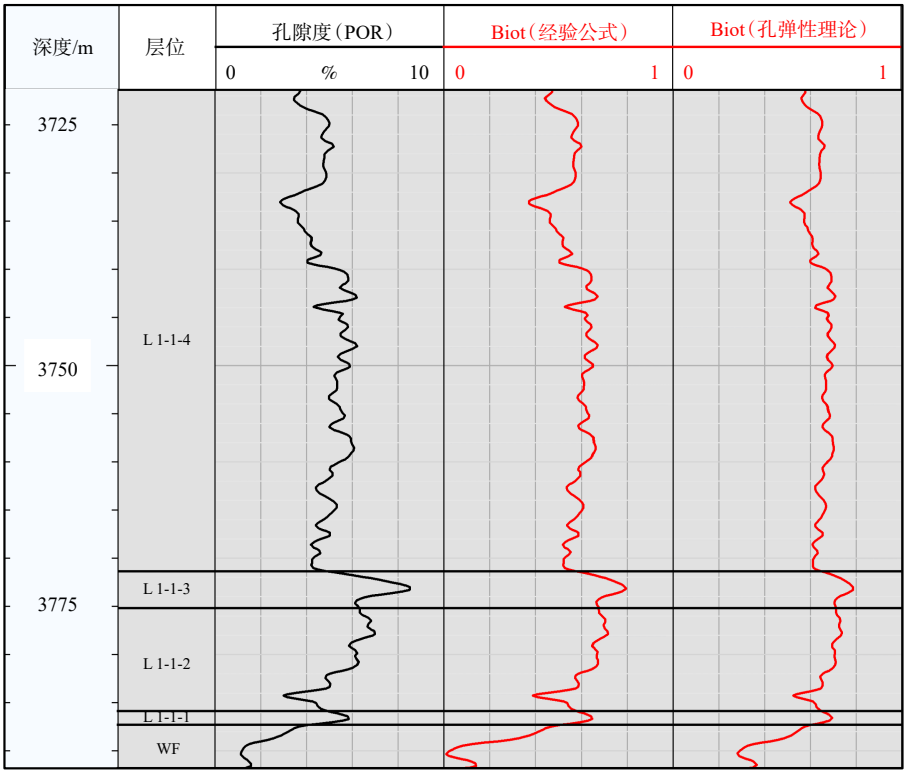
1.2 Biot 系数计算

文中采用 2 类 Biot 系数计算方法刻画不同算法下的地应力剖面。首先，采用邹贤军和陈亚琳（2018）针对涪陵页岩气区龙马溪组页岩建立的 Biot 系数与孔隙度间的经验关系式进行计算：

$$\text{Biot}=0.386\ln(\phi)+1.743 \tag{7}$$

式中，ϕ—孔隙度，%。结合导眼井孔隙度测井数据，根据公式（6）建立变 Biot 系数曲线（图 4）。

由经验关系式计算所得 Biot 范围为 0.010～0.795。在地层深度达到 3773 m 时，由于龙一段 1 亚段 3 小层孔隙度较高，Biot 系数最高达到 0.795；当地层深度较深，如到达五峰组底部时，由于孔隙度较低，Biot 系数值随之迅速降低。



L 1-1-4—龙一段 1 亚段 4 小层；L 1-1-3—龙一段 1 亚段 3 小层；L 1-1-2—龙一段 1 亚段 2 小层；L 1-1-1—龙一段 1 亚段 1 小层；WF—五峰组

图 4 变 Biot 系数曲线

Fig. 4 Variable Biot coefficient curve

L 1-1-4—4th Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-3—3rd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-2—2nd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-1—1st Bed of 1st Submember, Long 1 Member; WF—Wufeng Formation

Hall and Alvarez（2010）基于孔弹性理论推导得到 Biot 系数计算公式如下：

$$\text{Biot}=\frac{1}{a}\ln\left(\frac{\phi}{\phi_c}\right)+1 \tag{8}$$

式中，ϕ_c—临界孔隙度，%，为岩石从颗粒支撑到流体支撑的转折点；a 为常数，表征孔隙度接近临界孔隙度时 Biot 系数的增长速率比值，研究中选取值为 4。基于 Li et al., 2019，将岩石临界孔隙度设置为 20%，由此计算地层纵向变 Biot 系数曲线（图 4）。

由孔弹性理论推导公式计算所得 Biot 系数值范围为 0.280～0.788。相较于经验公式计算结果，孔弹性理论计算所得曲线波动更加平缓，但 2 组曲线变化趋势相近。在龙一段 1 亚段 3 小层（3773 m），Biot 系数达到峰值 0.788，而在五峰组时达到最低值

0.28。

1.3　不同 Biot 系数计算方法下应力剖面对比

为比较 Biot 系数的取值方式对地应力剖面的影响，共建立了 4 种基于不同 Biot 系数的地应力剖面，分别为 Biot 系数取常数 1、常数 0.5、基于经验公式（公式（6））计算的值以及基于孔弹性理论公式（公式（7））计算的值。后 2 种方法其系数随参数变化，统称为变 Biot 系数方法。

在应力剖面计算过程中，通过调整构造应变系数，拟合不同深度室内实验测量结果（表 2），利用标定后的构造应变系数，计算不同深度水平向应力。

从 4 种方法计算得到的应力剖面（图 5）可以看出，随着 Biot 系数的降低，地应力沿纵剖面的变化更为剧烈。当 Biot=1 时，地应力曲线随地层深度变化较平缓，纵向应力差较小，最高仅为 5 MPa，应力值范围 85～95 MPa；当 Biot=0.5 时，地应力曲线变化明显加剧，出现较多应力隔层，纵向应力差异较大，最小水平主应力变化范围为 63～106 MPa。这表明 Biot 系数取值对地应力纵向分布预测结果具有显著影响，随着 Biot 系数降低，地应力曲线变化幅度增大，进而影响水力裂缝垂向扩展能力。

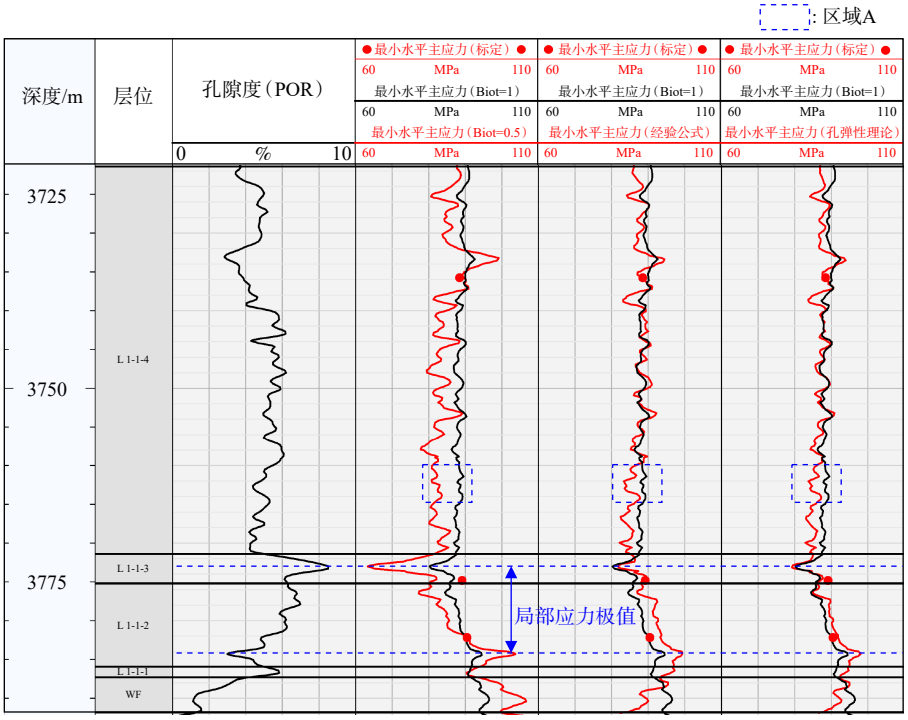
对比不同 Biot 计算方法下应力计算结果与实验结果的差异（表 3）发现，当采用变 Biot 系数计算应力剖面时，与室内实验测量结果相对误差（（模拟应力—测量结果）/测量结果）为 0.0368～0.0393，拟合效果优于选取 Biot 为常值 1 或 0.5 的结果，可见采用变 Biot 系数计算方法可获得更加匹配实验结果的应力剖面，且 Biot 系数取值更接近室内实验结果范围。

不同 Biot 系数方法相对应的不同小层最小水

表 2　三向应力室内实验测量结果

Table 2　Laboratory experimental measurement results of triaxial stress

实验名称	层位	深度/m	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力/MPa	垂向应力/MPa
地应力大小实验	龙一段1亚段4小层	3735.73～3735.88	99.7	88.5	95.3
	龙一段1亚段3小层	3774.74～3774.94	100.8	89.2	96.2
	龙一段1亚段2小层	3782.14～3782.25	101.3	90.5	96.4



L 1-1-4—龙一段 1 亚段 4 小层；L 1-1-3—龙一段 1 亚段 3 小层；L 1-1-2—龙一段 1 亚段 2 小层；L 1-1-1—龙一段 1 亚段 1 小层；WF—五峰组

图 5　不同 Biot 系数计算方法对应最小水平主应力垂向分布

Fig. 5　Vertical distribution of minimum horizontal principal stress corresponding to different biot coefficient calculation methods

L 1-1-4—4th Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-3—3rd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-2—2nd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-1—1st Bed of 1st Submember, Long 1 Member; WF—Wufeng Formation

平主应力平均值如表4所示。结果表明,有效应力系数对地应力纵剖面分布具有显著影响:随着Biot系数的减小,地应力曲线剖面变化幅度增大,纵向应力差增大,有更显著阻碍压裂缝高度生长的可能。以龙一段1亚段3小层—龙一段1亚段1小层为例,在Biot=1、Biot=0.5、经验公式法与孔弹性理论4类方法下,计算得到的层内相邻应力局部最小值与最大值之的间应力差异分别为2.23 MPa、12.89 MPa、5.6 MPa、6.13 MPa。此外,与常值Biot系数结果相比,采用变Biot系数计算所得应力剖面在Biot常值结果应力平缓位置出现更多应力隔层。例如,在区域A(图5)地层深度3759.23～3762.07 m处,Biot=1与Biot=0.5时对应的最大、最小应力差异分别为0.19 MPa、1.59 MPa,而采用经验公式法与孔弹性理论计算所得纵应力剖面差分别为5.2 MPa、3.49 MPa,显著高于Biot为常值时的应力解释结果。

表3 不同Biot计算方法所得应力结果与室内实验结果相对误差

Table 3 Relative error between stress results obtained by different Biot calculation methods and laboratory experimental results

地层深度/m	最小水平主应力/MPa			
	Biot=1	Biot=0.5	经验公式	孔弹性理论
3735.80	89.98	89.60	88.39	88.49
3774.84	86.41	81.37	88.79	87.05
3782.20	90.32	90.80	93.30	91.86
相对误差之和	0.0500	0.1035	0.0368	0.0393

表4 基于不同Biot系数的各小层最小水平主应力平均值

Table 4 Average value of minimum horizontal principal stress for different layers with different biot coefficients

	龙一段1亚段4小层	龙一段1亚段3小层	龙一段1亚段2小层	龙一段1亚段1小层	五峰组
Biot=1	90.38	87.70	89.93	91.67	93.71
Biot=0.5	84.50	74.93	87.82	91.66	101.56
经验公式	85.14	84.84	90.54	93.03	87.01
孔弹性理论	85.77	83.54	89.67	92.21	90.30

单位: MPa

2 平面三维裂缝扩展模拟地层纵向分辨率影响分析

文中裂缝扩展模拟采用基于位移不连续方法的平面三维模型(Planar 3D, PL3D; Tang et al., 2016)。该模型假设储层岩石为线弹性介质,且裂缝面为平面(垂直于原始最小主应力),不随裂缝扩展过程发生偏转。

平面三维位移不连续方法应力平衡方程如下:

$$\begin{aligned}\tau_x^i &= \sum_j^N \boldsymbol{A}_{xx}^{ij} D_x^j + \sum_j^N \boldsymbol{A}_{xy}^{ij} D_y^j + \sum_j^N \boldsymbol{A}_{xz}^{ij} D_z^j + \tau_{x,0}^i \\ \tau_y^i &= \sum_j^N \boldsymbol{A}_{yx}^{ij} D_x^j + \sum_j^N \boldsymbol{A}_{yy}^{ij} D_y^j + \sum_j^N \boldsymbol{A}_{yz}^{ij} D_z^j + \tau_{y,0}^i \\ \sigma_z^i &= \sum_j^N \boldsymbol{A}_{zx}^{ij} D_x^j + \sum_j^N \boldsymbol{A}_{zy}^{ij} D_y^j + \sum_j^N \boldsymbol{A}_{zz}^{ij} D_z^j + \sigma_{z,0}^i\end{aligned} \tag{9}$$

式中,τ_x^i—走向剪切应力,Pa;τ_y^i—倾向剪切应力,Pa;σ_z^i—法向应力,Pa;D_x、D_y—与裂缝面平行且相互正交的切向位移不连续量,m;D_z—垂直于裂缝平面的法向位移不连续量,m;$\boldsymbol{A}$—Okada(1985)提出的影响系数矩阵。

对于张开裂缝,在无滑移裂缝面上,总法向应力等于流体压力,且走向剪切应力与倾向剪切应力均为0,裂缝内流体流动采用立方定律描述:

$$\vec{v}_{\mathrm{sl}} = -\frac{k}{\mu_{\mathrm{sl}}}\nabla(p+gz), k = \frac{w^2}{12} \tag{10}$$

式中,g—重力加速度,m/s^2;$\vec{v}_{\mathrm{sl}}$—压裂液流速,m/s;μ_{sl}—压裂液黏度,Pa·s;k—裂缝单元等效渗透率,m^2;w—裂缝开度($w=-D_z$),m;p—流体压强,Pa。

相较于二维模型,该模型考虑了裂缝缝高随缝长方向的沿程变化,能够更准确地预测裂缝的最终长度、高度和宽度分布,但由于其复杂的网格划分及三维耦合求解需要大量的计算时间。模拟裂缝生长时,该模型未考虑裂缝的成核过程,预设了垂直于最小主应力方向的裂缝扩展平面,并假设某单元已起裂且作为初始裂缝单元(图6)。

为更充分反映应力纵剖面变化对裂缝形态的影响,首先对地质力学模型纵向分辨率进行了分析。基于一维地质力学解释所得地应力剖面显示,随

着模型分辨率的提高，其中的低应力值和高应力值能得到更有效的描述，进而有利于裂缝形态的精准预测。此处设置了 2 m、1 m、0.5 m、0.2 m 和 0.125 m 共 5 组不同的纵向网格分辨率。将不同纵向网格分辨率模型属性上采样至原始测井解释数据精度，与相同深度下原始测井数据对比，并计算均方误差（MSE, Mean Squared Error），判别模型准确性。不同分辨率模型结果与测井解释结果对比如图 7 所示。

当纵向网格厚度为 4.0 m 时，最小水平主应力在极大和极小值位置与原始测井数据差距较大，2 组数据匹配效果较差；随着模型分辨率的提高，模型插值数据与原始测井数据匹配效果更佳，当分辨率达到 0.2 m/层时，二者基本重合。而模型数据 MSE 随着分辨率提高逐渐降低（图 7），分辨率为 0.5 m/层时，MSE 为 0.0670；当分辨率为 1.0 m/层时，MSE 达到 0.1681。

采用平面三维裂缝扩展模型，进一步分析地应力模型分辨率对裂缝扩展的影响（图 8）。根据一维地质力学解释数据，建立 Y2 井在不同纵向网格分辨率下的属性模型（假设 Biot=1），模型属性参数见表 5。

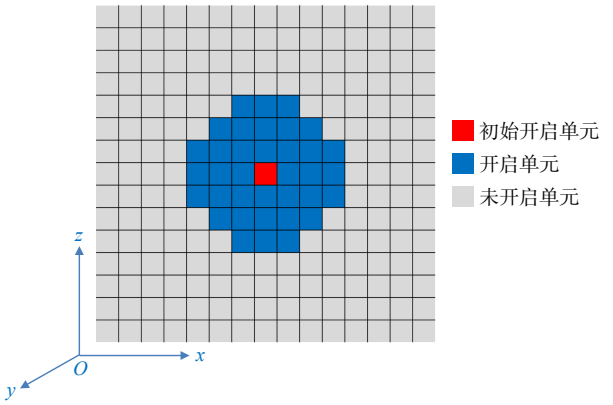
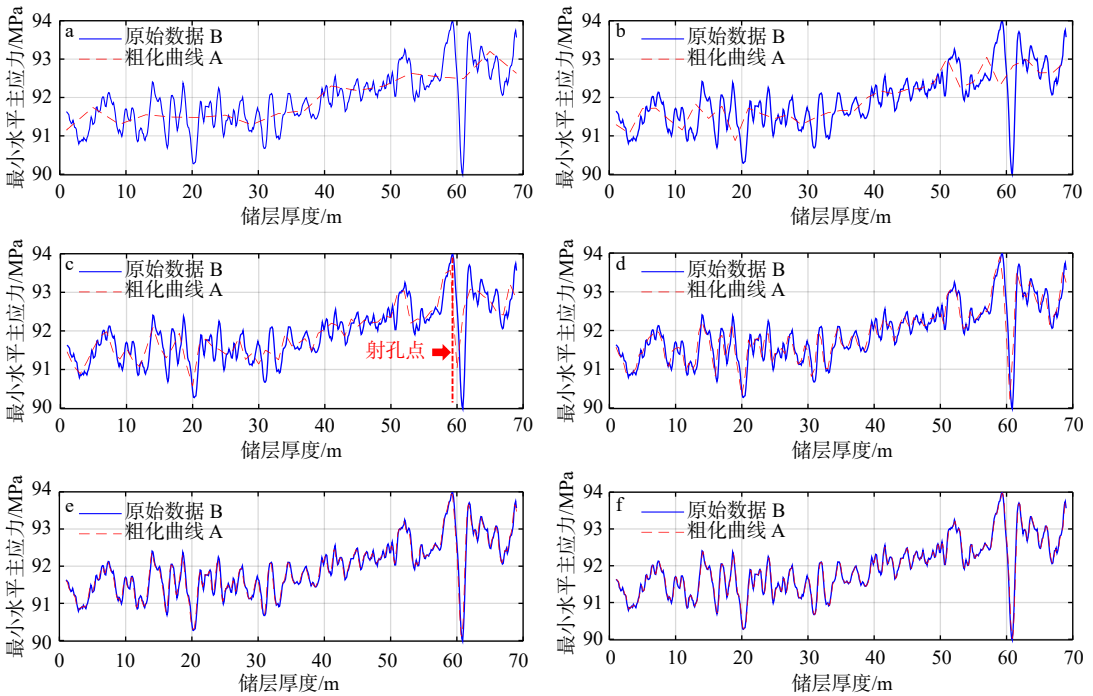


图 6　裂缝扩展网格系统及单元划分示意图

Fig. 6　Diagram of the fracture propagation grid system and element discretization

模型尺寸为 1000 m×1000 m×70 m，网格尺寸为 20 m×20 m，网格数为 52000。模拟过程中，以 10 m^3/min 泵入 20 m^3 滑溜水，滑溜水黏度为 0.01 Pa·s，忽略压裂液滤失过程。

当模型分辨率为 4.0 m/层时，地层中高应力层与低应力层未能被有效识别（图 8），应力变化较平



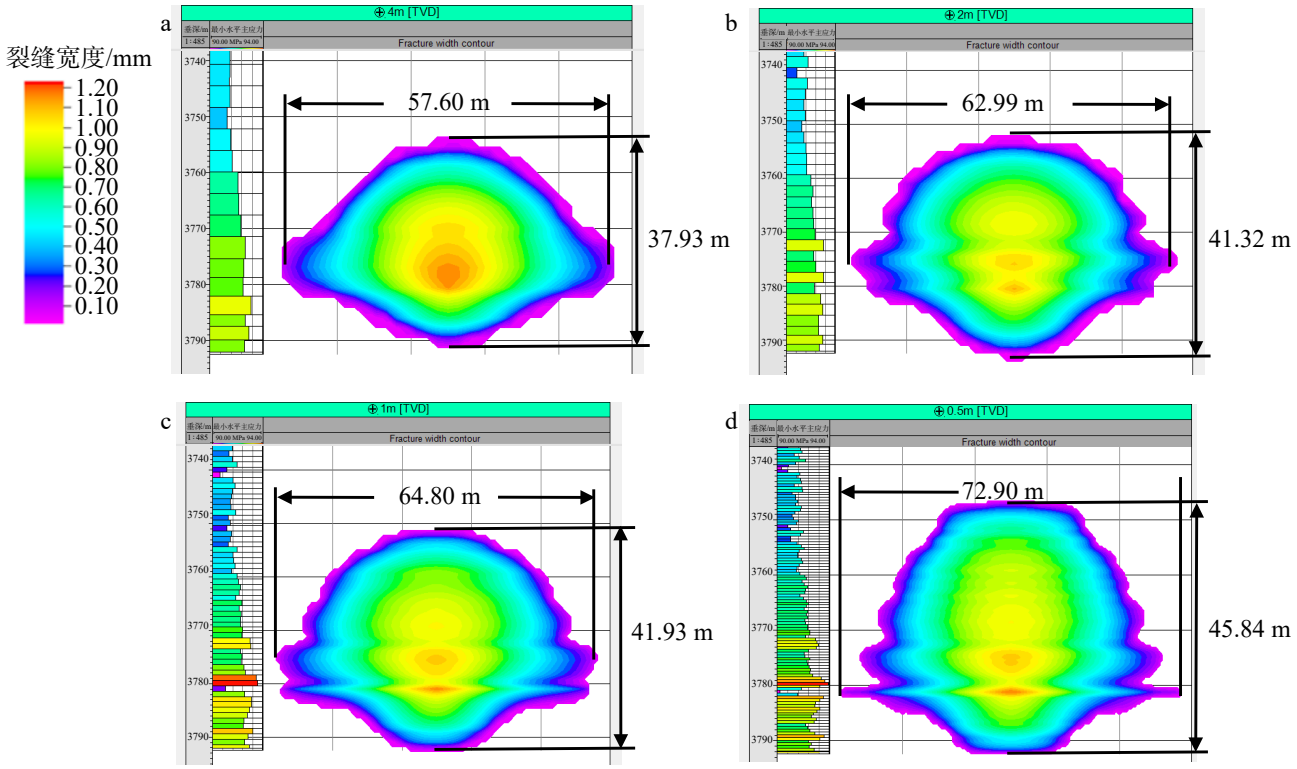
粗化曲线 A—不同纵向网格分辨率网格结果；原始数据 B—测井数据

a—纵向网格分辨率：4.0 m；b—纵向网格分辨率：2.0 m；c—纵向网格分辨率：1.0 m；d—纵向网格分辨率：0.5 m；e—纵向网格分辨率：0.2 m；f—纵向网格分辨率：0.125 m

图 7　不同纵向网格分辨率网格结果与测井数据对比

Fig. 7　Comparison between grid results of different vertical grid resolutions (coarsening curve A) and logging data (original data B)

(a) Vertical grid resolution: 4.0 m; (b) Vertical grid resolution: 2.0 m; (c) Vertical grid resolution: 1.0 m; (d) Vertical grid resolution: 0.5 m; (e) Vertical grid resolution: 0.2 m; (f) Vertical grid resolution: 0.125 m



a—分辨率：4.0 m；b—分辨率：2.0 m；c—分辨率：1.0 m；d—分辨率：0.5 m

图 8 不同分辨率裂缝形态

Fig. 8 Fracture geometry with different resolutions

(a) Resolution: 4.0 m; (b) Resolution: 2.0 m; (c) Resolution: 1.0 m; (d) Resolution: 0.5 m

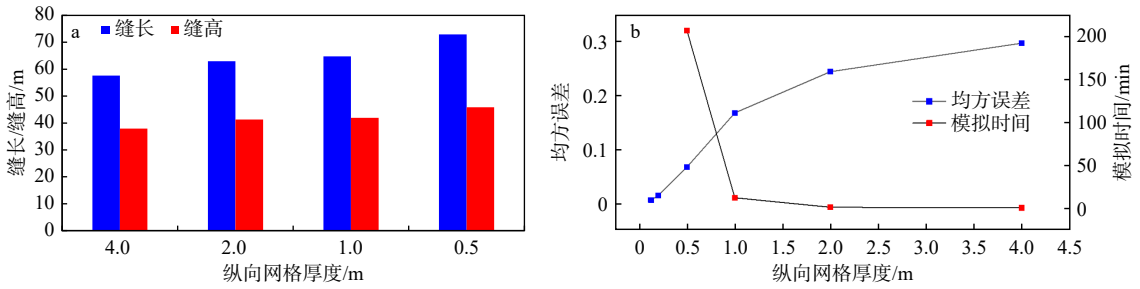
表 5 模型属性参数（Biot=1）

Table 5 Model attribute parameters (Biot = 1)

储层参数	数值范围	单位
孔隙度	3.85～4.72	%
渗透率	1.10×10^{-10}～3.89×10^{-7}	μm^2
含水饱和度	13.78～15.83	%
杨氏模量	30.32～34.28	GPa
泊松比	0.25～0.29	/
最大水平主应力	101.67～104.94	MPa
最小水平主应力	90.57～93.57	MPa
孔隙压力	40.37～48.49	MPa
垂向应力	88.96～90.19	MPa

缓，裂缝高度为 37.93 m；当模型分辨率为 2.0 m/层时，部分高应力层被成功识别，裂缝长度为 62.99 m、高度为 41.32 m。随着模型分辨率的提高，地层中的低应力层更易被识别，裂缝更易沿着该类位置生长并突破。当达到 0.5 m/层时，裂缝长度为 72.90 m、高度为 45.84 m；相较 4 m/层分辨率，长度增加 25.56%，高度增加 20.85%，表明提高分辨率能有效促进裂缝长度和高度的发育（图 8）。

模型分辨率对压裂模拟计算速度也有显著影响。当模型分辨率达到 0.5 m 时，裂缝扩展计算效率急剧下降（图 9）。在压裂模型中，由于裂缝网格纵向与水平向长度比例恒定（0.25），因此纵向网格分辨率增大一倍，压裂模拟所需网格数近似为原模型的 4 倍，计算耗时上升明显。根据该算例结果，当纵向网格高度为 1 m 时，计算时长与网格刻画精度达到较好平衡。



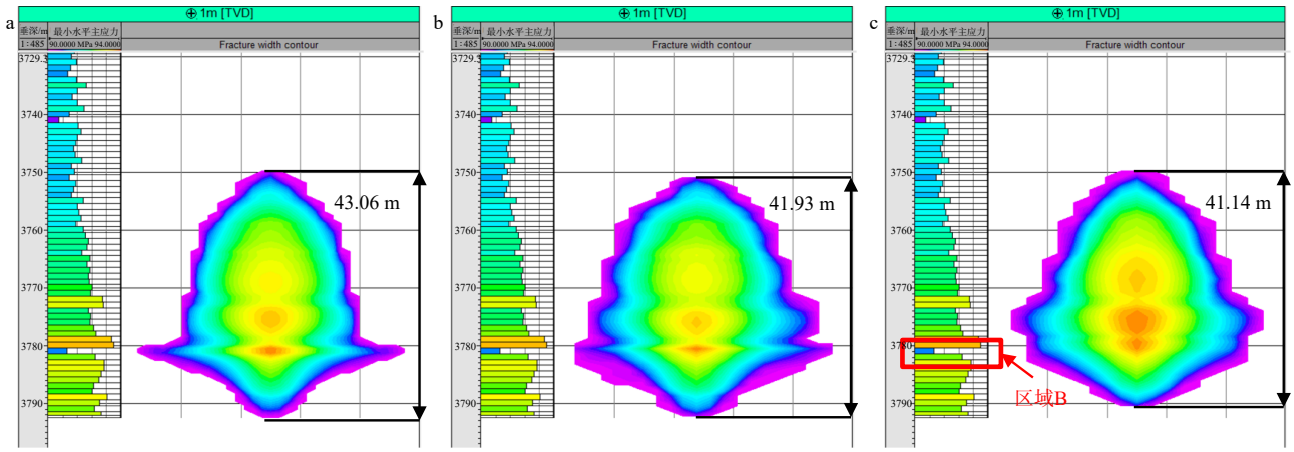
a—不同分辨率裂缝缝长和缝高；b—不同分辨率数据均方误差与模拟时间

图 9　不同分辨率下裂缝缝长缝高、均方误差和模拟时间变化

Fig. 9　Variation in fracture length/height, root mean square error, and simulation time under different resolutions

(a) Fracture length and height at different resolutions; (b) Root mean square error and simulation time for data at different resolutions

除模型分辨率外，裂缝自身的网格分辨率也会影响裂缝几何形态的模拟结果。为避免裂缝扩展单元无法从模型网格中准确选择属性值，裂缝网格分辨率需小于模型网格分辨率。文中设定了 3 组不同的裂缝网格分辨率（纵向×水平向）：1.1 m×4.4 m、0.9 m×3.6 m 和 0.6 m×2.4 m。以 10 m^3/min 泵入 20 m^3 滑溜水，滑溜水黏度为 0.01 Pa·s，忽略压裂液滤失过程，分析裂缝网格分辨率对裂缝扩展的影响（图 10）。



a—分辨率（纵向×水平向）：0.7 m×2.8 m；b—分辨率（纵向×水平向）：0.9 m×3.6 m；c—分辨率（纵向×水平向）：1.1 m×4.4 m

图 10　不同裂缝网格分辨率裂缝扩展模拟

Fig. 10　Fracture propagation simulation with different fracture grid resolutions

(a) Resolution (vertical×horizontal): 0.7 m×2.8 m; (b)—Resolution (vertical×horizontal): 0.9 m×3.6 m; (c) Resolution (vertical×horizontal): 1.1 m×4.4 m

结果显示，当裂缝网格分辨率为 0.9 m×3.6 m 时，裂缝高度为 41.93 m、长度为 64.8 m。随着裂缝网格分辨率提高至 0.7 m×2.8 m，部分裂缝网格将实际高应力差位置识别为低应力值网格，导致裂缝高度生长能力增强，增至 43.06 m，增幅 2.69%。当裂缝网格分辨率为 1.1 m×4.4 m 时，模型未能识别区域 B（图 10）低应力层，裂缝形态明显改变，且裂缝高度生长受到抑制，降至 41.14 m，降幅 1.88%。可见，裂缝网格分辨率对压裂缝扩展形态也有一定影响，为方便准确捕捉属性变化，裂缝网格尺度需小于属性模型网格尺寸。

3　Biot 系数计算方式对裂缝形态影响

3.1　Biot 为不同常值对裂缝形态影响

不同 Biot 取值会显著改变对应层内应力变化的幅度。如表 6 所示，Biot=1 时，最小水平主应力剖面的层间最大应力差为 0.88～10.21 MPa；Biot=0.5 时，该应力差范围明显增大，为 3.30～26.57 MPa。

射孔点 1（龙一段 1 亚段 1 小层，3786.5 m）处，以 5 m^3/min泵入 20 m^3 滑溜水，采用平面三维模型开展裂缝扩展模拟（图 11），忽略压裂液滤失过程。

Biot=1 时，裂缝高度受抑制作用较弱，模拟得到的裂缝高度为 60.15 m、长度为 266.26 m。Biot=0.5 时，由于应力纵剖面变化幅度增大，水力裂缝受到高应力层的抑制作用增强，裂缝高度降低至 38.91 m；同时，长度沿低应力层发育，增加至 557.01 m。相较 Biot=1 的结果，裂缝高度降低了 35.31%、长度增加了 109.2%。

在射孔点 2(3767 m)处同样进行裂缝模拟(图 11)。结果表明，Biot=1 时，该射孔位置纵应力剖面变化平缓，无明显应力隔层，裂缝高度生长能力较强，高度为 57.62 m，长度为 268.77 m。Biot=0.5 时，纵应力剖面变化幅度增加，射孔点附近低应力差被放大，有效抑制了裂缝高度生长；同时，由于下部有一定厚度的高应力层，裂缝未向下延伸，模拟得到的裂缝高度、长度分别为 29.49 m、573.97 m。相较 Biot=1 的结果，高度降低 48.82%，长度增加 113.55%。

上述模拟结果表明，Biot 系数取值对裂缝形态具有显著影响：随着 Biot 系数降低，纵应力剖面变化幅度增加，裂缝高度生长所受抑制作用增强，导致高度明显降低，长度随之增加。

3.2 变 Biot 系数对裂缝形态影响

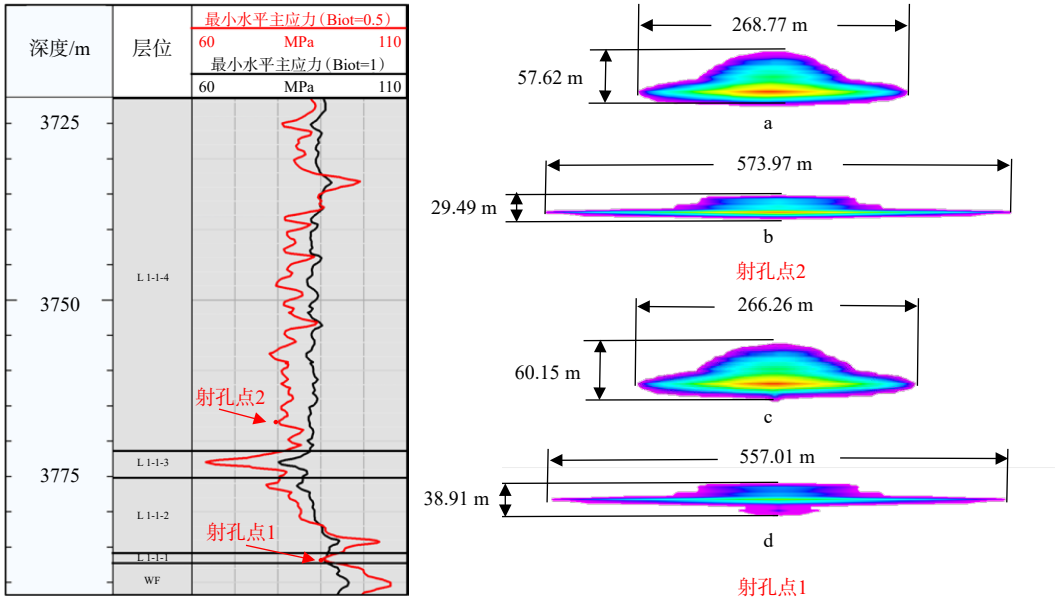
相比于 Biot=1 计算所得纵应力剖面，变 Biot 系数模型预测的层内应力差异更为显著(表 7)。其中，根据经验公式法得到的纵应力剖面层内最大应力差范围为 3.67～13.11 MPa；而基于孔弹性理论推导的层内最大应力差为 2.39～10.08 MPa。

在射孔点 1 处以 5 m^3/min 泵入滑溜水，同样采

表 6 不同 Biot 常数层内最大应力差

Table 6 Maximum stress difference within layers with different Biot constants

	龙一段1亚段4小层	龙一段1亚段3小层	龙一段1亚段2小层	龙一段1亚段1小层	五峰组
Biot=1	6.32	7.35	10.21	0.88	5.00
Biot=0.5	21.41	18.90	26.57	3.30	13.04



射孔点 1 测深：3786.5 m；射孔点 2 测深：3767 m

L 1-1-4—龙一段 1 亚段 4 小层；L 1-1-3—龙一段 1 亚段 3 小层；L 1-1-2—龙一段 1 亚段 2 小层；L 1-1-1—龙一段 1 亚段 1 小层；WF—五峰组

a—射孔点 2，Biot=1 条件下裂缝扩展；b—射孔点 2，Biot=0.5 条件下裂缝扩展；c—射孔点 1，Biot=1 条件下裂缝扩展；d—射孔点 1，Biot=0.5 条件下裂缝扩展

图 11 常值 Biot 系数下不同深度位置裂缝扩展模拟

Fig. 11 Simulation of fracture propagation at different depths under two constant biot coefficients

(a) Fracture propagation at Perf Point 2 under Biot=1; (b) Fracture propagation at Perf Point 2 under Biot=0.5; (c) Fracture propagation at Perf Point 1 under Biot=1; (d) Fracture propagation at Perf Point 1 under Biot=0.5

Measured depth of Perf Point 1: 3786.5 m; Measured depth of Perf Point 2: 3767 m

L 1-1-4—4th Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-3—3rd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-2—2nd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-1—1st Bed of 1st Submember, Long 1 Member; WF—Wufeng Formation

表 7　变 Biot 系数层内最大应力差

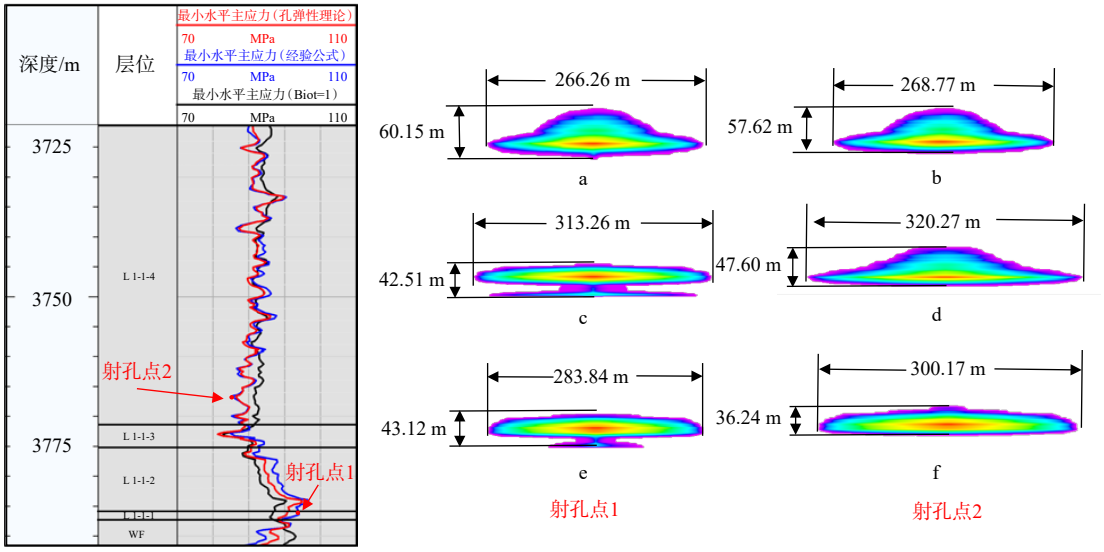
Table 7　Maximum stress difference within layers with variable Biot coefficients

	龙一段1亚段4小层	龙一段1亚段3小层	龙一段1亚段2小层	龙一段1亚段1小层	五峰组
经验公式	10.59	6.06	9.81	3.67	13.11
孔弹性理论	10.08	7.79	11.62	2.39	8.46

用平面三维模型开展裂缝扩展模拟(图 12)。当采用经验公式法时，射孔点 1 处的最小水平主应力较高，与附近高应力位置形成应力隔层，导致裂缝高度生长受到抑制。裂缝长度主要在射孔点位置上、下的低应力层生长，高度为 42.51 m，长度为 313.26 m。相较 Biot=1 的结果，高度降低 29.33%，长度增加 17.58%。采用孔弹性理论法时，射孔点 1 处同样具有较高应力水平，裂缝生长趋势与经验法结果相近，模拟裂缝高度为 43.12 m，长度为 283.84 m。

在射孔点 2 处，Biot=1 时，纵应力剖面起伏平缓，无明显应力隔层；而 2 种变 Biot 系数方法，均显示射孔点 2 位于低应力段，与上、下高应力层形成较高应力差异，致使裂缝高度生长受到抑制，高度为 47.6 m，长度为 320.27 m。较 Biot=1 的结果，高度降低 17.39%，长度增加 19.16%。采用孔弹性理论模拟结果与经验公式法相似，射孔点 2 处同样处于低应力层，裂缝在射孔位置发育，纵向扩展受上、下高应力层抑制。

不同方法预测的应力剖面下裂缝扩展对比如图 13 所示。随着 Biot 系数的减小，出现更多应力隔层，纵向应力变化明显，导致裂缝高度生长受到不同程度的抑制。Biot=1 时，裂缝高度为 57.62～60.75 m，缝高控制难度较大，相较于长宁地区实际水平井组缝高(23.50～50.9 m)偏高(郑健等，2024)；Biot=0.5 时，裂缝高度为 29.49～38.91 m；采用变 Biot 系数方法模拟时，裂缝高度为 36.24～47.60 m。采用较小 Biot 常值 0.5 及变 Biot 系数方法模拟缝高均与实际井组缝高相近。



射孔点 1 测深：3786.5 m，射孔点 2 测深：3767 m

L 1-1-4—龙一段 1 亚段 4 小层；L 1-1-3—龙一段 1 亚段 3 小层；L 1-1-2—龙一段 1 亚段 2 小层；L 1-1-1—龙一段 1 亚段 1 小层；WF—五峰组

a—射孔点 1，Biot=1 条件下裂缝扩展；b—射孔点 2，Biot=1 条件下裂缝扩展；c—射孔点 1，经验公式条件下裂缝扩展；d—射孔点 2，经验公式条件下裂缝扩展；e—射孔点 1，孔弹性理论条件下裂缝扩展；f—射孔点 2，孔弹性理论条件下裂缝扩展

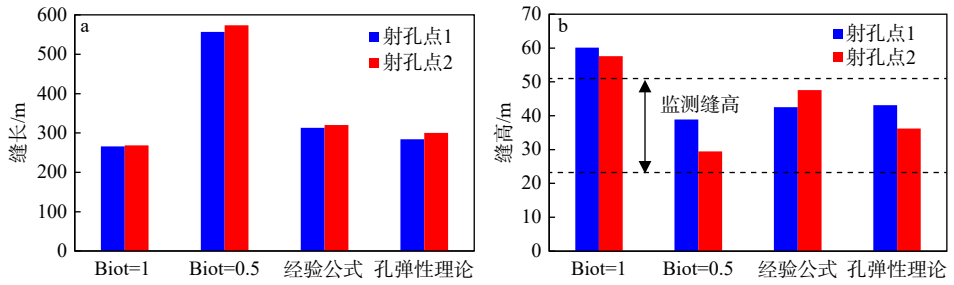
图 12　不同 Biot 系数不同深度位置裂缝扩展模拟

Fig. 12　Simulation of fracture propagation at different depths with different Biot coefficients

(a) Fracture propagation at Perf Point 1 under Biot=1 condition; (b) Fracture propagation at Perf Point 2 under Biot=1 condition; (c) Fracture propagation at Perf Point 1 based on empirical correlation; (d) Fracture propagation at Perf Point 2 based on empirical correlation; (e) Fracture propagation at Perf Point 1 based on poroelastic theory; (f) Fracture propagation at Perf Point 2 based on poroelastic theory

Measured depth of Perf Point 1: 3786.5 m; Measured depth of Perf Point 2: 3767 m

L 1-1-4—4th Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-3—3rd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-2—2nd Bed of 1st Submember, Long 1 Member; L 1-1-1—1st Bed of 1st Submember, Long 1 Member; WF—Wufeng Formation



射孔点 1 测深：3786.5 m，射孔点 2 测深：3767 m

a—不同 Biot 系数下不同深度位置裂缝缝长；b—不同 Biot 系数下不同深度位置裂缝缝高

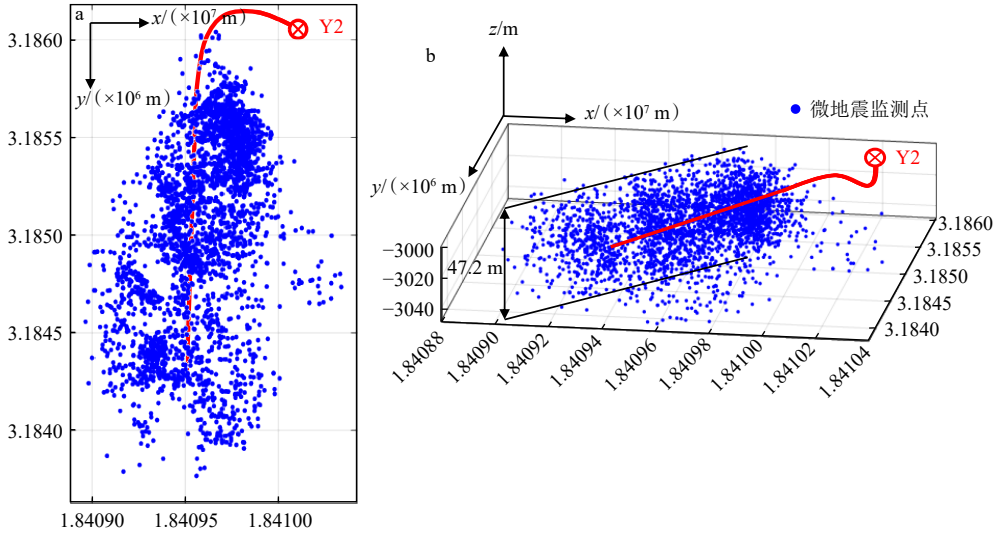
图 13 Biot 系数变化下不同深度位置裂缝缝长缝高

Fig. 13 Fracture length and height at different depth positions under variation of Biot coefficient

Measured depth of Perf Point 1: 3786.5 m; Measured depth of Perf Point 2: 3767 m

(a) Fracture length at various depths under different Biot coefficients; (b) Fracture height at various depths under different Biot coefficients

同时，由于该直井未实施压裂，采用同井位下 Y2“直改平”井的水力压裂裂缝形态微地震监测结果（图 14）进行对比，射孔段位于龙一段 1 亚段 1 小层，监测缝高为 47.20 m。在射孔点 1 处，采用变 Biot 系数方法模拟的裂缝高度为 42.51～43.12 m，与监测缝高误差为 8.64%～9.94%；Biot=1 时，相同位置裂缝高度为 60.15 m，误差达到 27.44%；Biot=0.5 时，模拟所得缝高为 38.91 m，误差为 17.56%，且缝长明显过大。综合应力预测结果与实验结果的拟合效果，经验公式法的拟合效果略优于孔弹性模型。变 Biot 系数预测方法在 Biot 系数取值范围、裂缝缝高预测方面都更为合理。



a—Y2“直改平”井压裂裂缝微地震监测俯视图；b—Y2“直改平”井压裂裂缝微地震监测侧视图

图 14 Y2 直改平井压裂裂缝微地震监测

Fig. 14 Microseismic monitoring of hydraulic fracture in Y2 vertical-to-horizontal conversion well

(a) Top view of microseismic monitoring for hydraulic fractures in vertical-to-horizontal well Y2; (b) Side view of microseismic monitoring for hydraulic fractures in vertical-to-horizontal well Y2

4 结论

（1）Biot 系数对地应力剖面具有显著影响：随着 Biot 系数降低，地层纵应力剖面变化幅度增大，纵向应力差增大；在变 Biot 系数条件下，地应力剖面与室内实验测量结果的拟合效果更佳。

（2）提高模型分辨率有利于更准确识别地层中的低应力层，裂缝更易沿着该类位置生长并突破。随着分辨率从 4.0 m/层提高至 0.5 m/层，缝长增加

25.56%，缝高增加 20.85%。当采用 1.0 m/层分辨率时，模型准确性与模拟效率达到较好平衡。

（3）当 Biot 系数取值较小或采用变 Biot 系数计算方法时，裂缝高度随纵应力剖面变化出现不同程度下降。Biot 系数降低导致缝高明显降低，在较低 Biot 系数条件下模拟的裂缝高度更加贴近实际井缝高。综合模拟缝高与实际缝高匹配程度及应力剖面与室内实验结果拟合效果，经验公式方法效果略优于孔弹性理论方法。需要指出的是，由于采用地应力拟合与缝高监测对比来评价 Biot 系数计算方法方法是否合理，需要完整的导眼井测井数据、地应力室内实验测量结果以及目标区块实际井的裂缝监测数据。受限于已有数据，文章结论仅基于川南盆地长宁页岩气区龙马溪组页岩的研究得出，对于其他岩性或区块的适应性可参照此思路进行论证。

作者贡献声明：张晨曦、唐慧莹负责论文构思、数据分析、研究方法、结果验证、论文写作和修改；唐裕鑫参与数据分析和技术手段的实践应用和绘图；陈月、邓文斌参与数据分析和研究方法。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: ZHANG Chenxi and TANG Huiying were responsible for paper conception, data analysis, research methodology, result validation, as well as paper writing and revision; TANG Yuxin participated in data analysis, practical application of technical methods, and figure generation; CHEN Yue and DENG Wenbin participated in data analysis and research methodology. 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 noconflict of interests.

References

ALAMEER M, ALMANI T, KHAN K, et al. , 2025. Computational framework to assess the influence of the Biot coefficient on formation breakdown pressures in tight gas formations[C]//Paper presented at the 59th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. Santa Fe: ARMA: ARMA-2025-0314.

ASEM P, TAROKH A, TUROS M, et al. , 2022. Measuring the Biot coefficient for a fluid-saturated crystalline rock[C]//Paper presented at the 56th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. Santa Fe: ARMA: ARMA-2022-0502.

AZADPOUR M, JAVAHERIAN A, SABERI M R, et al., 2022. Rock physics model-based investigation on the relationship between static and dynamic Biot's coefficients in carbonate rocks[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 211: 110243.

BERRYMAN J G, 1992. Effective stress for transport properties of inhomogeneous porous rock[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 97(B12): 17409-17424.

BIOT M A, WILLIS D G, 1957. The elastic coefficients of the theory of consolidation[J]. Journal of Applied Mechanics, 24(4): 594-601.

BODAGHABADI S, MOOSAVI S J, 2008. A simple practical method to determine the Biot coefficient for hydromechanical analyses[C]//Paper presented at the ISRM international symposium - 5th Asian rock mechanics symposium. Tehran, Iran: ISRM: ISRM-ARMS5-2008-020.

CHENG Y F, CHENG L L, LI H, et al., 2015. Research on testing methods of Biot coefficient in reservoir with different permeability and its influencing factors[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 34(S2): 3998-4004. (in Chinese with English abstract)

COSTA A, CUSINI M, JIN T, et al., 2022. A multi-resolution approach to hydraulic fracture simulation[J]. International Journal of Fracture, 237(1): 165-188.

DONG Z, TANG S B, RANJITH P G, et al., 2018. A theoretical model for hydraulic fracturing through a single radial perforation emanating from a borehole[J]. Engineering Fracture Mechanics, 196: 28-42.

DONTSOV E V, PEIRCE A P, 2015. A non-singular integral equation formulation to analyse multiscale behaviour in semi-infinite hydraulic fractures[J]. Journal of Fluid Mechanics, 781: R1.

FILIPPOV D, VASEKIN B, MAKSIMOV D, et al. , 2020. High-resolution hydraulic fracture network modeling on adaptive PEBI grids[C]//Proceedings of the ECMOR XVII. European Association of Geoscientists & Engineers, physical event cancelled: 1-11.

GOKARAJU D, ALDIN M, THOMBARE A, et al. , 2018. A novel method for experimental characterization of the poroelastic constants in unconventional formations[C]//Paper presented at the SPE/AAPG/SEG unconventional resources technology conference. Houston: SPE: URTEC-2902907-MS.

HALL J, ALVAREZ E, 2010. Overcoming the limitations of rock physics modelling in porous rock with complex mineralogy[C]//Paper presented at the SPWLA 51st annual logging symposium. Perth: SPWLA: SPWLA-2010-69661.

HE J, RUI Z H, LING K G, 2016. A new method to determine Biot's coefficients of Bakken samples[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 35: 259-264.

JIA L C, 2023. Experimental investigation on dynamic and static Biot coefficients of transversely isotropic shale[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 42(S2): 4130-4139. (in Chinese with English abstract)

KASANI H A, SELVADURAI A P S, 2023. A review of techniques for measuring the Biot coefficient and other effective stress parameters for fluid-saturated rocks[J]. Applied Mechanics Reviews, 75(2): 020801.

KIM K, ESPINOZA D N, 2023. Determination of Biot coefficient for low-permeability rocks accounting for undrained loading[C]//Paper presented at the 57th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. Atlanta: ARMA: ARMA-2023-0694.

LI N, CHEN H, ZHANG X M, et al. , 2019. Simultaneous prediction of rock matrix modulus and critical porosity[J]. Applied Geophysics, 16(1): 14-24, 137.

LI Z, LIU H X, LI L, et al. , 2019. Prediction of abnormal pressure in Lingshui deep-water high temperature formation based on improved

bowers method[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 34(6): 60-66, 73. (in Chinese with English abstract)

LIU J, HUI C, FAN J M, et al., 2021. Distribution characteristics of the present-day in-situ stress in the Chang 6 tight sandstone reservoirs of the Yanchang Formation in the Heshui Area, Ordos Basin, China and suggestions for development[J]. Journal of Geomechanics, 27(1): 31-39. (in Chinese with English abstract)

MA X D, ZOBACK M D, 2017. Laboratory experiments simulating poroelastic stress changes associated with depletion and injection in low - porosity sedimentary rocks[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 122(4): 2478-2503.

MAKHNENKO R M, LABUZ J F, 2013. Unjacketed bulk compressibility of sandstone in laboratory experiments[C]//Proceedings of the 5th Biot conference on poromechanics. Vienna: ASCE: 481-488.

MENG W, TIAN T, SUN D S, et al., 2022. Research on stress state in deep shale reservoirs based on in-situ stress measurement and rheological model[J]. Journal of Geomechanics, 28(4): 537-549. (in Chinese with English abstract)

MORSCHBACHER M J, VASQUEZ G F, FIGUEIREDO M P, et al. , 2024. Biot coefficient from sonic logs with laboratory data calibration: a Brazillian pre-salt field case study[C]//Paper presented at the SPWLA 65th annual logging symposium. Rio de Janeiro: SPWLA: SPWLA-2024-0003.

NARASIMHAN S, SHAIKH H, GRAY J K, et al. , 2016. Effect of horizontal stress models and Biot poro-elasticity on predicted fracture geometry[C]//Paper presented at the SPE hydraulic fracturing technology conference. The Woodlands: SPE: SPE-179162-MS.

NERMOEN A, KORSNES R, CHRISTENSEN H F, et al. , 2013. Measuring the Biot stress coefficient and is implications on the effective stress estimate[C]//Paper presented at the 47th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. San Francisco, California: ARMA: ARMA-2013-282.

OKADA Y, 1985. Surface deformation due to shear and tensile faults in a half-space[J]. Bulletin of the Seismological Society of America, 75(4): 1135-1154.

QIAO L P, WONG R C K, AGUILERA R, et al., 2012. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 51(3): SPE-150820-PA.

SALEMI H, NOURIFARD N, IGLAUER S, et al. , 2020. Acoustic approach to determine Biot effective stress coefficient of sandstone using true triaxial cell (TTSC)[C]//Paper presented at the 54th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. ARMA, physical event cancelled: ARMA-2020-1048.

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)

TANG H Y, WINTERFELD P H, WU Y S, et al., 2016. Integrated simulation of multi-stage hydraulic fracturing in unconventional reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 36: 875-892.

TERZAGHI K V, 1966. The shearing resistance of saturated soils and the angle between the planes of shear[C]//Proceedings of the 1st international conference on soil mechanics and foundation engineering. Harvard: ISRM: ISRM-1CONGRESS-1966-061.

VASQUEZ G F, MORSCHBACHER M J, JUSTEN J C R, et al. , 2025. Biot Coefficient from well logs with lab calibration: a Brazilian pre-salt case study[C]//Paper presented at the 59th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. Santa Fe: ARMA: ARMA-2025-0762.

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)

YANG Q, LI J C, LI L, et al. , 2023. Deep coal seam in-situ stress evaluation through the integration of sonic logging and micro-indentation methods[C]//Paper presented at the 57th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. Atlanta: ARMA: ARMA-2023-0250.

ZENG Q D, YAO J, SHAO J F, 2019. Study of hydraulic fracturing in an anisotropic poroelastic medium via a hybrid EDFM-XFEM approach[J]. Computers and Geotechnics, 105: 51-68.

ZHENG J, HE Y S, WANG Y, et al., 2024. Propagation and optimization of complex fractures of shale gas wells based on FEM-DFN: taking horizontal well group X1 in Changning shale gas reservoir as an example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 31(3): 415-423. (in Chinese with English abstract)

ZHOU X J, VACHAPARAMPIL A, GHASSEMI A, 2015. A combined method to measure Biot's coefficient for rock[C]//Paper presented at the 49th U. S. rock mechanics/geomechanics symposium. San Francisco: ARMA: ARMA-2015-584.

ZHU W Y, MA D X, 2018. Effective stress characteristics in shale and its effect on productivity[J]. Natural Gas Geoscience, 29(6): 845-852. (in Chinese with English abstract)

ZOBACK M D, 2010. Reservoir geomechanics[M]. Cambridge: Cambridge University Press.

ZOU X J, CHEN Y L, 2018. Geostress logging evaluation method of Longmaxi Formation shale in Fuling area based on transversely isotropic model, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 29(12): 1775-1780, 1808. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

程远方, 程林林, 黎慧, 等, 2015. 不同渗透性储层 Biot 系数测试方法研究及其影响因素分析[J]. 岩石力学与工程学报, 34(S2): 3998-4004.

贾利春, 2023. 横观各向同性页岩动、静态有效应力系数试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 42(S2): 4130-4139.

李中, 刘和兴, 李磊, 等, 2019. 基于改进的 Bowers 法预测南海陵水深水高温地层异常压力[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 34(6): 60-66, 73.

刘建, 惠晨, 樊建明, 等, 2021. 鄂尔多斯盆地合水地区长 6 致密砂岩储层现今地应力分布特征及其开发建议[J]. 地质力学学报, 27(1): 31-39.

孟文, 田涛, 孙东生, 等, 2022. 基于原位地应力测试及流变模型的深部泥页岩储层地应力状态研究[J]. 地质力学学报, 28(4): 537-549.

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.

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.

郑健, 何永生, 汪勇, 等, 2024. 基于 FEM-DFN 的页岩气井复杂裂缝扩展与优化: 以长宁页岩气藏 X1 水平井组为例[J]. 断块油气田, 31(3): 415-423.

朱维耀, 马东旭, 2018. 页岩储层有效应力特征及其对产能的影响[J]. 天然气地球科学, 29(6): 845-852.

邹贤军, 陈亚琳, 2018. 四川盆地涪陵地区龙马溪组页岩横向各向同性地应力测井评价方法[J]. 天然气地球科学, 29(12): 1775-