引用格式：阮奇，张烈辉，赵玉龙，等，2026. 天然弱面对页岩气四维应力及加密井裂缝扰动规律研究[J]. 地质力学学报，32（1）：142−158. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025144

Citation: RUAN Q，ZHANG L H，ZHAO Y L，et al.，2026. Mechanisms of stress evolution and infill-well fracture disturbance in shale gas reservoirs with natural weak planes[J]. Journal of Geomechanics，32（1）：142−158. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025144

天然弱面对页岩气四维应力及加密井裂缝扰动规律研究

阮　奇[1]，张烈辉[1,2]，赵玉龙[1,2]，张德良[1,2,3]，郑事倬[1]

RUAN Qi[1]，ZHANG Liehui[1,2]，ZHAO Yulong[1,2]，ZHANG Deliang[1,2,3]，ZHENG Shizhuo[1]

1. 西南石油大学石油与天然气工程学院，四川 成都 610500；
2. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室，四川 成都 610500；
3. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院，四川 成都 610051

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

Mechanisms of stress evolution and infill-well fracture disturbance in shale gas reservoirs with natural weak planes

Abstract: ［**Objective**］Mid-to-deep shale gas reservoirs exhibit a composite fracture–matrix structure, in which internal weak planes play an essential role in stress evolution and fracture propagation. Few studies have treated natural fractures as both hydraulic and mechanical weak planes simultaneously, nor has there been systematic and quantitative analysis of the impact of these fractures on four-dimensional stress evolution and fracture propagation in infill-wells during production. ［**Methods**］To address these knowledge gaps, this study conducts laboratory tests to obtain the normal stiffness and hydraulic properties of weak planes, and develops a four-dimensional stress evolution model for mid-to-deep shale gas reservoirs that captures the coupled hydraulic–mechanical weakening behavior of natural fractures. The model is then used to analyze how weak planes perturb the in-situ stress field and the morphology of hydraulic fractures in infill-wells at different stages of production. ［**Results**］Low-stiffness weak planes are prone to deformation, with reduced internal stress and stress concentration at fracture tips. Moreover, the disturbance of the maximum horizontal principal stress increases progressively with the growing angle between the weak plane and the principal stress direction, while the minimum horizontal principal stress exhibits a non-monotonic response: first decreasing, then increasing. During production, the deviation of stress orientation is more pronounced when mechanical weak planes are considered. Correspondingly, infill well fractures extend farther along the original maximum horizontal stress direction when not in contact with fracture zones, while the lateral expansion is enhanced and the propagation along the original maximum horizontal stress is shortened. These differences remain relatively unchanged over time, reflecting the fact that weak planes primarily influence stress disturbance in the early stages, becoming stable later on. ［**Conclusions**］This study reveals how weak planes disturb the four-dimensional stress evolution. It provides theoretical guidance and practical reference for stress management and fracture optimization in hydraulic fracturing and infill development of mid-to-deep shale gas reservoirs.

Keywords: shale gas; natural fracture; weak plane characterization; evolution of in situ stress; infill well

---

基金项目：国家自然科学基金重点项目（52234003）；四川省自然科学基金项目（2026NSFSCZY0097）

This research was financially supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 52234003) and the Sichuan Provincial Natural Science Foundation Program (Grant No. 2026NSFSCZY0097).

第一作者：阮奇（1997—），男，在读博士，从事地质工程一体化数值模拟技术研究。Email：RQI_0328@163.com

通信作者：张烈辉（1967—），男，教授，主要从事油气藏渗流、数值模拟和CCUS等领域的科研和教学工作。Email：zhangliehui@vip.163.com

收稿日期：2025−09−28；**修回日期**：2025−11−25；**录用日期**：2026−01−20；**网络出版日期**：2026−01−22；**责任编辑**：范二平

Received：2025−09−28；Revised：2025−11−25；Accepted：2026−01−20；Available Online：2026−01−22；Handling Editor：FAN Erping

摘　要：中—深层页岩储层具有裂缝-基质复合结构特征，其内部弱面（天然裂缝、断层等）对地应力演化与裂缝扩展具有干扰、调控作用。目前鲜有研究将天然裂缝等弱结构面同时考虑为渗流-力学弱面，也缺乏其在生产过程中引起的四维应力演化及加密井裂缝扩展影响的系统量化分析。通过室内试验获取弱面刚度与渗流参数，构建能够表征弱面力学-渗流双重弱化效应的中—深层页岩气四维应力演化模型，并揭示弱面在不同生产阶段对应力分布与加密井裂缝形态的扰动机制。研究结果表明，低刚度弱面易发生形变，内部应力降低，裂缝尖端出现应力集中，且最大水平主应力受弱面扰动的程度随弱面与主应力方向夹角的增大而逐渐增强；对于最小水平主应力则表现为先减弱后增强的特征。随生产时间推移，考虑力学弱面的情况下最大水平主应力方向偏转更显著，相应的加密井裂缝在未接触裂缝带时长轴延伸更长；接触裂缝带时横向扩展增强，长轴缩短、短轴增加，且上述差异随生产时间变化不大，体现弱面对地应力扰动初期主导、后期稳定的特征。文章研究揭示了天然弱面对中—深层页岩四维应力演化的扰动机制，为中—深层页岩气多井压裂与二次开发过程中地应力调控与压裂参数优化提供了理论依据和工程参考。

关键词：页岩气；天然裂缝；弱面表征；地应力演化；加密井

中图分类号：TE122; TD311; P553　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006-6616(2026)01-0142-17

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025144

0　引言

近年来，以长宁页岩气为代表的四川盆地中—深层页岩气产量递减趋势日益突出。为提升储层改造程度，延长稳产周期，加密井布井与立体化二次开发模式逐渐成为重要技术选择。然而，中—深层页岩储层地应力与构造条件复杂，其演化规律直接控制着裂缝扩展与渗流过程，并对二次开发井压裂效果及产能表现产生决定性影响（Rezaei et al., 2019; 朱海燕等, 2021a; Ruan et al., 2023）。因此，揭示中—深层页岩气储层地应力演化特征，是提高改造效率与实现规模效益开发的核心科学问题之一。

在中—深层页岩中，弱面（如层理面、天然裂缝）广泛发育，这些结构面一方面为压裂裂缝的形成与导流提供了有利通道，另一方面又可能改变地应力场分布并干扰裂缝高度扩展，从而对储层改造产生渗流与应力两方面的影响（Faulkner et al., 2006; Mitchell and Faulkner, 2012; Jeanne et al., 2017; 宋子怡等, 2019; Nguyen et al., 2022）。国外学者较早关注弱面对压裂裂缝扩展与应力场的影响：Renshaw and Pollard（1995）提出的裂缝相交判据为分析水力裂缝与天然裂缝相互作用奠定了理论基础；Olson（2004）、Olson and Dahi-Taleghani（2009）通过数值模拟揭示了弱面走向与主应力夹角对裂缝扩展路径的重要控制作用。国内学者结合多种数值模拟与实验方法，研究了弱面对裂缝尖端应力强度因子及裂缝高度扩展的调控作用（Zhang et al., 2023, 2024）。弱面滑移、开合及能量耗散作用可抑制裂缝高度延伸，特别是在多井压裂与二次开发过程中，弱面扰动可能导致地应力重分布，进而引起裂缝过度偏转导致压裂改造效果不佳（伍亚等, 2014; 侯振坤等, 2016; 朱海燕, 2021b）。上述研究均未考虑天然弱面的力学性质对应力及裂缝扩展的影响。

近期有研究开始讨论弱面与地应力分布的耦合作用：王光付等（2023）对比了四川盆地已探明页岩气区块地质工程参数特征，指出天然裂缝发育及复杂地应力分布导致裂缝非均匀扩展和裂缝合并现象；段贵府（2024）通过储层地应力场反演、天然裂缝识别发现，条状天然裂缝发育区通常伴随水平地应力值较低；蒋长宝等（2023）在真三轴流固耦合试验中发现，天然裂缝的存在可降低起裂压力；吴嘉伟等（2025）通过岩芯裂缝分析和成像测井表征，进一步确认弱面对人工裂缝延伸的诱导作用，使主裂缝走向与储层产状一致，从而限制了裂缝对储层的改造范围。大量研究表明，弱面相关力学机制是页岩气储层裂缝扩展和应力场扰动的核心控制因素（Blanton, 1982; Lee et al., 2015; 翁剑桥等, 2020; 邓乃尔等, 2025; 伍岳等, 2025）。对于页岩气等非常规储层二次开发，弱面性质的时变性也极为重要。当前研究多集中于裂缝流动性随时间的变化测量（卢聪等, 2008; 刘程州等, 2025），缺少对不同类型弱面（天然裂缝、人工裂缝）力学参数的直接测量。

已有研究多集中于天然弱面流动或力学特性

的单因素讨论，同时，缺少对渗流−应力双重弱面对地应力演化及后续加密井压裂裂缝延展的量化分析（张广清和陈勉，2005; Taleghani and Olson, 2014; 童亨茂等，2021）。基于此，文章在研究中结合天然弱面的力学−渗流特性，拟更加准确地描述加密井压裂前地层应力的变化特征。首先通过刚度与导流能力实验，定量获取页岩储层天然裂缝弱面的力学−渗流参数及其演化规律，实现弱面力学弱化以及渗流敏感性的实验表征；随后将实验得到的弱面参数引入等效介质模型，构建可在流固耦合数值模拟中统一描述弱面几何特征、刚度与渗流能力的弱面表征方法，系统量化不同弱面对地应力场的空间扰动规律；同时以沟通裂缝带的实际井组中的 2 口井为研究对象，开展四维地应力演化模拟，揭示在复杂弱面条件下的应力时空演化特征。研究结果可为页岩气多井压裂与二次开发中的地应力调控提供理论依据和工程参考。

1 弱面刚度与导流能力测试实验

1.1 实验设备与材料

四川盆地龙马溪组 N1 井区中—深层页岩气储层主体区埋深介于 2000～3000 m，平均地层温度为 93.82 ℃，地层压力系数约为 2.03，区内杨氏模量介于 3.5×10^4～3.6×10^4 MPa，泊松比介于 0.21～0.23，最大水平应力、最小水平应力以及垂向应力平均为 71.6 MPa、61.1 MPa 和 65.2 MPa，属于走滑断层应力状态，整体可压性与保存条件好。为模拟地层条件，实验对龙马溪组页岩露头切割、劈裂、打磨、抛光，制成 API（美国石油学会）标准尺寸的实验岩板。研究涉及包含 1 条裂缝的页岩样本（FS）和完整页岩样本（IS）。其中 FS 沿岩板 1/2 厚度处劈裂为 2 块，不涂抹胶水或者其他黏合剂，直接对正拼合在一起放入标准导流室中，模拟地层中的裂缝弱面。采用 API 标准导流能力测试装置进行室内试验，实验流程如图 1 所示。该实验装置能够在测试裂缝导流能力的同时获取裂缝法向位移随压力变化情况，从而计算出裂缝刚度。测试使用的 API 导流室尺寸为 17.78 cm（长）× 3.81 cm（宽）×2.5 cm（厚），流动面积为 64.52 cm^2（图 2a）。

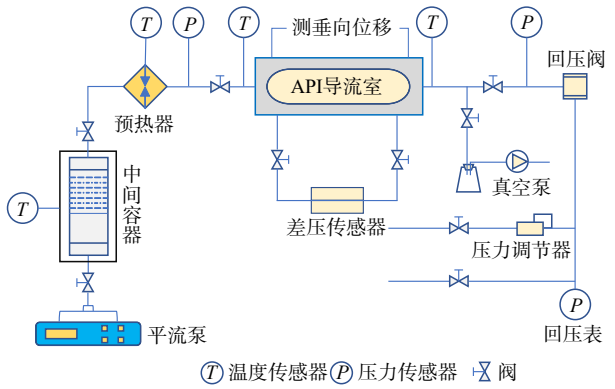
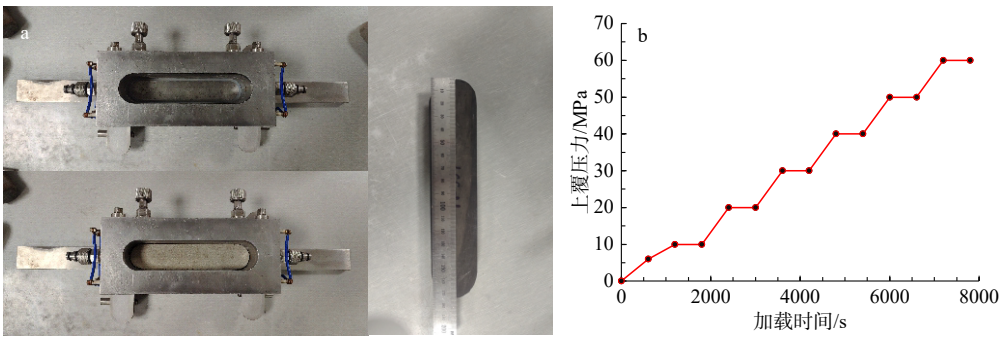


图 1 改进的 API 导流仪实验装置示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the improved API conductivity experiment setup



a—API 导流室、标准岩板尺寸示意图；b—应力加载路径

图 2 API 标准导流能力测试装置及应力加载路径示意图

Fig. 2 API standard flow capacity test device and stress loading path

(a) API conductivity cell and standard rock plate dimensions; (b) Stress loading path

1.2 实验方法与步骤

根据 N1 井区储层压力、应力条件与设备参数设计实验参数。上覆压力加载路径如图 2b 所示，实验过程中保持围压恒定，上覆压力方向与裂缝方向垂直。对 2 组岩样进行了应力−导流能力测试，以确定法向应力对刚度和导流能力演化的影响。为了

量化岩石的变形情况并区分裂缝的变形，使用与FS来自同一块页岩样本的IS来进行额外的测试。实验步骤如下：

（1）将空的API单元安装到导流室，使用液压机对空导流室按照预设的应力路径施压。待压力稳定后，记录位移数据，以排除导流室本身受压形变带来的误差。预热器、中间容器和导流室内的加热器都已开启。系统被加热至目标测试温度，并在恒定的热条件下保持稳定。

（2）将IS放置到导流室中，施加初始法向应力，记录初始法向位移、流量等，然后按照应力加载路径逐步提高法向应力，每达到目标应力后保持恒定，直至位移、流量达到稳定。在每一稳态时刻记录法向应力、法向位移、孔隙压力、进出口压差和稳态流量等。

（3）对FS按照第2步同样的操作进行测试，并记录相应结果数据，完成实验。

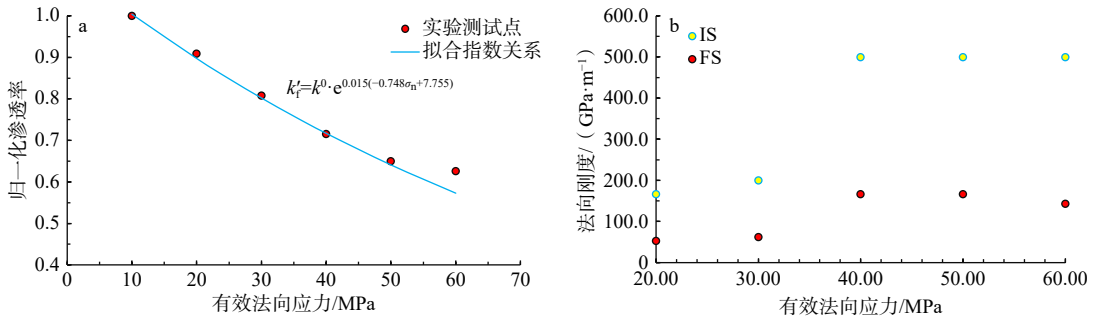
1.3　参数计算

（1）渗透率计算：

$$k_{\mathrm{f}}=\frac{\mu QL}{A\Delta p} \tag{1}$$

$$k'_{\mathrm{f}}=\frac{k_{\mathrm{f}}^{t}}{k_{\mathrm{f}}^{0}} \tag{2}$$

式中，k_{f}—裂缝弱面渗透率；μ—流体黏度；L—有效流动路径长度，即样品长度；Q—体积流量；A—有效流通面积，等于64.52 cm^2；Δp—上、下游压差；k_{f}^{0}与k_{f}^{t}—初始时刻与加载应力后的渗透率；k_{f}'—归一化裂缝弱面渗透率。实验测试结果与拟合的指数关系如图3a所示，用于后续数值模拟中的渗透率–应力更新函数。



k_{f}^{0}—初始归一化渗透率；k_{f}'—加载应力后归一化裂缝弱面渗透率；σ_{n}—有效法向应力

a—归一化渗透率与有效法向应力关系；b—样品法向刚度与有效法向应力关系

图3　有效法向应力作用下样品渗流与力学特性变化关系

Fig. 3　Variation of hydraulic and mechanical properties of the sample under effective normal stress

(a) Relationship between normalized permeability and effective normal stress; (b) Relationship between rock plate normal stiffness and effective normal stress

k_{f}^{0}—initial normalized permeability; k_{f}'— normalized fracture weak-plane permeability after stress loading; σ_{n}—effective normal stress

（2）法向刚度计算

通过法向位移变化（Δu）与有效法向应力变化（$\Delta\sigma_{\mathrm{n}}$）计算法向刚度（He et al., 2025）：

$$G_{\mathrm{n}}=\frac{\Delta\sigma_{\mathrm{n}}}{\Delta u} \tag{3}$$

$$\Delta u=\Delta h_{\mathrm{FS}}-\Delta h_{\mathrm{IS}}=(h_{\mathrm{FS0}}-h_{\mathrm{FS}})-(h_{\mathrm{IS0}}-h_{\mathrm{IS}}) \tag{4}$$

式中，h_{FS}、h_{IS}—FS与IS的厚度；h_{FS0}、h_{IS0}—FS与IS的初始厚度；Δh_{FS}与Δh_{IS}—FS与IS的厚度变化；G_{n}—裂缝弱面法向刚度。

将所算得的裂缝弱面法向刚度与裂缝渗透率及其随应力变化关系用于后续数值耦合模拟，结果见表1，以实现实验–数值的闭环。根据上覆应力与形变关系，得到样品法向刚度–法向应力关系，如图3b所示。随着有效法向应力从20 MPa增大到50 MPa，样品法向刚度随之增大，FS的法向刚度从52.63 GPa/m增至166.67 GPa/m。当有效应力进一步增大到60 MPa，FS的法向刚度有小幅度降低，样品发生了破坏。

2　流固耦合模拟方法

2.1　流体流动模型

采用嵌入式离散裂缝模型（Embedded discrete fracture model, EDFM）来模拟页岩气的流动过程。基质系统中同时存在吸附气和游离气，而裂缝系统

表 1 实验数据计算结果

Table 1 Experimental data analysis

空导流室		空导流室+完整岩板(IS)		空导流室+含弱面岩板(FS)	
有效法向应力/MPa	形变/mm	有效法向应力/MPa	形变/mm	有效法向应力/MPa	形变/mm
10	0.04	10	0.10	10	0.10
20	0.11	20	0.23	20	0.42
30	0.15	30	0.32	30	0.67
40	0.20	40	0.39	40	0.80
50	0.25	50	0.46	50	0.93
60	0.28	60	0.51	60	1.05

中仅存在游离气,不考虑温度变化。

对于基质系统,气相和水相的控制方程如下:

$$\nabla\left[\frac{k_{\mathrm{m}}k_{\mathrm{rg}}}{B_{\mathrm{g}}\mu_{\mathrm{g}}}\left(\nabla p_{\mathrm{g}}-\rho_{\mathrm{g}}g\nabla D\right)\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{S_{\mathrm{g}}\phi}{B_{\mathrm{g}}}\right)+q_{\mathrm{g}}^{\mathrm{S}}-q_{\mathrm{g}}^{\mathrm{mf}} \quad (5)$$

$$\nabla\left[\frac{k_{\mathrm{m}}k_{\mathrm{rw}}}{B_{\mathrm{w}}\mu_{\mathrm{w}}}\left(\nabla p_{\mathrm{w}}-\rho_{\mathrm{w}}g\nabla D\right)\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{S_{\mathrm{w}}\phi}{B_{\mathrm{w}}}\right)-q_{\mathrm{w}}^{\mathrm{mf}} \quad (6)$$

式中,k_{m}—基质渗透率;k_{rg}、k_{rw}—气相相对渗透率;B_{g}、B_{w}—气相、水相地层压力系数;μ_{g}、μ_{w}—气相、水相黏度;p_{g}、p_{w}—气相、水相压力;ρ_{g}、ρ_{w}—气相、水相密度;g—重力加速度;∇—哈密顿算子;D—深度;t—时间;S_{g}、S_{w}—气相、水相饱和度;ϕ—孔隙度;$q_{\mathrm{g}}^{\mathrm{S}}$—气相解吸扩散流量;$q_{\mathrm{g}}^{\mathrm{mf}}$—基质与裂缝之间的气相流量;$q_{\mathrm{w}}^{\mathrm{mf}}$—基质与裂缝之间的水相流量。

对于裂缝系统,气相和水相的控制方程如下:

$$\nabla\left[\frac{k_{\mathrm{f}}k_{\mathrm{rg}}}{B_{\mathrm{g}}\mu_{\mathrm{g}}}\left(\nabla p_{\mathrm{g}}-\rho_{\mathrm{g}}g\nabla D\right)\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{S_{\mathrm{g}}\phi}{B_{\mathrm{g}}}\right)+q_{\mathrm{g}}^{\mathrm{w}}-q_{\mathrm{g}}^{\mathrm{mf}} \quad (7)$$

$$\nabla\left[\frac{k_{\mathrm{f}}k_{\mathrm{rw}}}{B_{\mathrm{w}}\mu_{\mathrm{w}}}\left(\nabla p_{\mathrm{w}}-\rho_{\mathrm{w}}g\nabla D\right)\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{S_{\mathrm{w}}\phi}{B_{\mathrm{w}}}\right)+q_{\mathrm{w}}^{\mathrm{mf}}-q_{\mathrm{w}}^{\mathrm{w}} \quad (8)$$

式中,k_{f}—裂缝渗透率;$q_{\mathrm{g}}^{\mathrm{w}}$—裂缝与井之间的气相流量;$q_{\mathrm{w}}^{\mathrm{w}}$—裂缝与井之间的水相流量;其余变量符号含义同上。

页岩气的吸附作用可用 Langmuir 等温吸附方程描述:

$$C_{\mathrm{g}}^{\infty}=\frac{V_{\mathrm{L}}p_{\mathrm{g}}}{p_{\mathrm{g}}+p_{\mathrm{L}}} \quad (9)$$

式中,C_{g}^{∞}—平衡吸附浓度;V_{L}、p_{L}—Langmuir 体积、压力;其余变量符号同上。吸附参数参考赵群等(2023)的拟合结果。此外,根据导流能力测试实验结果(表 1),在模型中考虑渗透率−应力演化关系:

$$\begin{aligned}k'_{\mathrm{f}}&=k_{\mathrm{f}}^{0}\cdot\mathrm{e}^{m(-0.748\sigma_{\mathrm{n}}+7.755)}\\ \phi'_{\mathrm{f}}&=\phi_{\mathrm{f}}^{0}\cdot\mathrm{e}^{n(-0.748\sigma_{\mathrm{n}}+7.755)}\end{aligned} \quad (10)$$

式中,ϕ_f'—加载应力后归一化孔隙度;ϕ_f^0—初始归一化孔隙度;n—岩石孔隙度压缩系数;m—岩石渗透率压缩系数,并假设渗透率和孔隙度满足立方定律,则有 m=3n;其余变量符号含义同上。

2.2 应力计算

多孔介质的应力平衡方程可表示为

$$\nabla\cdot\boldsymbol{\sigma}-\rho_b\boldsymbol{g}=0 \quad (11)$$

式中,$\boldsymbol{\sigma}$—柯西应力张量;$\boldsymbol{g}$—重力加速度矢量;ρ_{b}—饱和岩石的体积密度,ρ_b=(1−ϕ)ρ_{s}+$\phi\rho_{\mathrm{f}}$,ρ_{s} 与 ρ_{f}—固体骨架和孔隙流体的密度,ϕ—孔隙度;其余变量符号含义同上。在研究中,压应力为正。根据 Biot 的有效应力原理,计算总应力和有效应力:

$$\boldsymbol{\sigma}=\boldsymbol{\sigma}'+\alpha p\delta \quad (12)$$

$$\boldsymbol{\sigma}'=\boldsymbol{C}_{\mathrm{dr}}:\boldsymbol{\varepsilon} \quad (13)$$

式中,$\boldsymbol{\sigma}'$—作用在岩石骨架上的有效应力张量;p—流体压力;$\boldsymbol{C}_{\mathrm{dr}}$—排水弹性张量;$\delta$—克罗内克符号;$\alpha$—Biot 系数;$\boldsymbol{\varepsilon}$—线性应变张量,定义为

$$\boldsymbol{\varepsilon}=\frac{1}{2}\left(\nabla\boldsymbol{u}+\nabla^{\mathrm{T}}\boldsymbol{u}\right) \quad (14)$$

式中,$\boldsymbol{u}$—位移矢量;其余变量符号含义同上。将总应力和有效应力的表达式代入平衡方程得到:

$$\nabla\cdot(\boldsymbol{\sigma}'+\alpha p\delta)-\rho_b\boldsymbol{g}=0 \quad (15)$$

式中变量符号含义同上。

将公式(10)和公式(11)结合求解位移,得到总应力和有效应力。在研究中,使用有限元模拟器 VISAGE 计算不同孔隙压力下的三向应力场。

2.3 考虑天然裂缝弱面的储层岩体表征

天然裂缝弱面因接触不良、抗闭合能力、弱面间的摩擦力以及充填物的可压缩性等因素,具备一定的法向刚度和剪切刚度。在模型中,这些刚度可用于推导具有多组节理岩体的等效弹性矩阵(任强和徐卫亚,2008)。当弱面为平行且均匀分布,且弱

面间体积占比可忽略时，采用等效材料模型处理岩体，其弱面在外部应力作用下的位移响应为外应力除以刚度。

$$\Delta u = \frac{\Delta\sigma}{G} \tag{16}$$

式中，Δu—位移变化量；$\Delta\sigma$—应力变化量，G—弱面刚度。弱面所受应力和发生位移之间的关系可用柔度矩阵 $\boldsymbol{S}$ 表示：

$$\begin{bmatrix} u \\ v \\ w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{\mathrm{n}} \\ \tau_{\mathrm{x}} \\ \tau_{\mathrm{y}} \end{bmatrix} \tag{17}$$

式中，u、v、w—局部坐标系中各方向上的相对位移；σ_{n}、τ_x、τ_y为法向应力与 2 个方向的剪切应力，S_{ij}(i, j=1, 2, 3)—弱面柔度系数。通常不太可能知道柔度矩阵中的全部系数，对角线上的法向刚度和剪切刚度可通过实验测试得到，除对角线外的其他项为 0，此时 S_{ii} 即刚度的倒数。

$$S_{ii} = 1/G \tag{18}$$

式中，S_{ii}—柔度矩阵对角线上的元素；其余变量符号含义同上。

对于一组方向平行的弱面，若其分布频率为 f（即单位长度内弱面数量，也等于弱面间距的倒数），数量为 F，且刚度相同，则其整体柔度张量($\boldsymbol{S}^*$)由各组弱面在全局坐标系下的柔度(S_{ii})叠加，表示为

$$\boldsymbol{S}^* = \sum_{i=1}^{F} f_i \boldsymbol{S} \tag{19}$$

此时，弱面的总应变与应力成线性关系：

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{\mathrm{weak}} = \boldsymbol{S}^* \boldsymbol{\sigma} \tag{20}$$

式中，$\boldsymbol{\varepsilon}_{\mathrm{weak}}$—弱面应变张量；其余变量符号含义同上。

弱面岩体的总应变为岩石基质应变与弱面引起的应变之和，整体本构关系以及弱面岩体的等效弹性矩阵[D_{total}]分别表示为

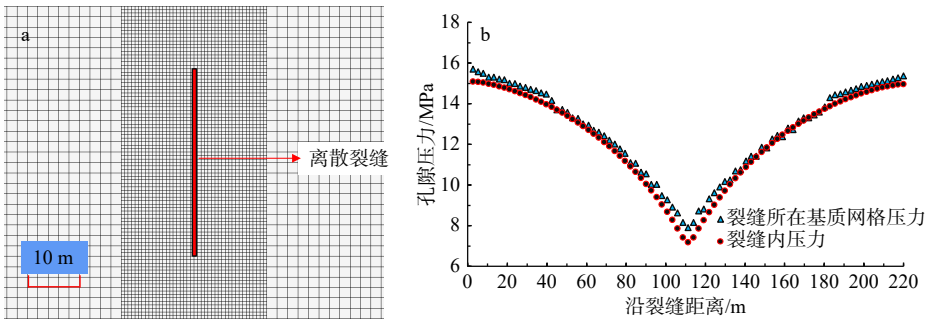
$$\boldsymbol{\sigma} = [D_{\mathrm{total}}]\boldsymbol{\varepsilon}_{\mathrm{total}} \tag{21}$$

$$[D_{\mathrm{total}}] = \left([D_{\mathrm{int}}]^{-1} + \boldsymbol{S}^*\right)^{-1} \tag{22}$$

式中，$\boldsymbol{\varepsilon}_{\mathrm{total}}$—含弱面岩体的总应变张量；[$D_{\mathrm{int}}$]代表完整岩石的弹性矩阵；[$D_{\mathrm{total}}$]—包含弱面岩体的等效弹性矩阵；其余变量符号含义同上。上述方程考虑了弱面的弹性特性（通过刚度）、弱面的间距、弱面的方向以及完整岩石的弹性特性。

2.4　耦合流程说明

结合上述流动模型与应力计算模型，文中使用单向流固耦合方法。具体流程如下：①压力场求解阶段。采用嵌入式离散裂缝模型，进行生产过程中孔隙压力变化计算，在该部分，同时计算裂缝片内流体压力与基质内孔隙压力。②地质力学求解阶段。在地质力学模型中，仅包含基质网格。将通过嵌入离散裂缝模型计算得到的基质孔隙压力场作为孔隙压力载荷输入有限元模型，由于文中在裂缝外侧进行了局部网格加密，裂缝内压力与所在基质网格孔隙压力基本一致（图 4；2 处压力差异在 0～0.6 MPa，差异较小），因此此处直接采用基质压力计算裂缝所在网格所受应力。在该模型中，水力裂缝被转化为地质力学模型中的不连续面，根据文中所述方法公式（22）修改裂缝所在基质网格的刚度矩阵。③裂缝面法向应力计算。基于 2.3 小节假设，弱面及所处基质网格所受应力相同，等效连续介质力学方法计算得到的应变为基质与弱面应变加和。采用公式（22）刚度计算得到裂缝所在单元应力张量后，根据弱面方位计算对应平面的法向和切



a—对裂缝附近网格加密结果；b—裂缝内压力与所在基质网格压力对比

图 4　裂缝附近网格加密处理及裂缝−基质压力等效性验证

Fig. 4　Grid refinement near fractures and validation of fracture–matrix pressure equivalence

(a) Grid refinement near the fracture; (b) Comparison of the pressure inside the fracture with the pressure of the matrix grid where it is located

向应力；再根据公式(20)计算得到弱面应变，即采用裂缝所在基质网格所受应力作为裂缝面所受外加载荷进行裂缝变形计算，该种处理思路被 Li and Zhang(2023)、Song et al.(2025)等多次采用。

2.5 模型验证

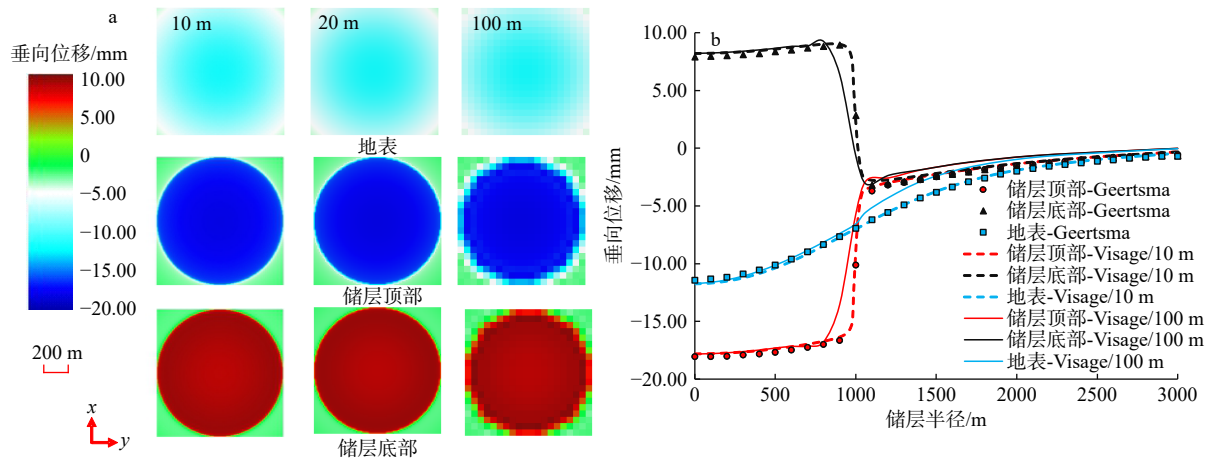
储层沉降是流体开采过程中典型的地质力学响应，也是数值模拟中的重要评价指标。Geertsma(1973)在均质、各向同性、无限大弹性介质假设下推导的经典解，为有限元模型的验证提供了理论参考。为检验所提出地质力学建模方法的精度与数值稳定性，研究利用 VISAGE 平台基于静态弹性有限元方法计算位移场，并提取地表及储层界面的垂向位移；随后，通过网格敏感性分析，将计算结果与解析解进行了系统对比。

根据表 2 中的参数，建立了典型储层几何形态的立方体模型，用以验证有限元数值模拟的精度与稳定性。模型中储层嵌置于中心位置，上边界设为自由边界，侧向与底部边界固定，以避免产生非物理的侧向变形。垂向网格分辨率固定为 1 m，而水平网格尺寸分别设置为 10 m、20 m 和 100 m，以考察网格划分对计算结果的影响。有限元模拟结果与解析解高度吻合(图 5)，表明所构建模型能够有效捕捉储层沉降响应。当采用较粗网格时，偏差主要集中在储层边缘区域，归因于边界诱导应力作用下形成的局部隆起。由此可见，合理的选择网格精度对提高有限元模型精度有重要意义。

表 2 用于验证的模型参数表

Table 2 Reservoir parameters used for verification

属性	符号	数值	属性	符号	数值
骨架体积模量	M_s	35000 MPa	储层厚度	H	10 m
岩石体积模量	M_v	2000 MPa	储层顶部深度	D_t	1000 m
岩石剪切模量	M_t	1200 MPa	储层半径	R	1000 m
岩石泊松比	PR	0.25	初始孔隙压力	p_0	30 MPa
岩石压缩性	C_t	3×10^{-3} MPa^{-1}	孔隙压力变化量	p_t	−10 MPa



a—地表和储层顶/底网格点的垂直位移；b—VISAGE 求解与 Geertsma 分析结果的比较

图 5 VISAGE 数值结果的验证

Fig. 5 Validation of VISAGE numerical results

(a) Vertical displacements of grid points at surface and reservoir top/bottom; (b) Comparison between VISAGE solutions and Geertsma's analytical results

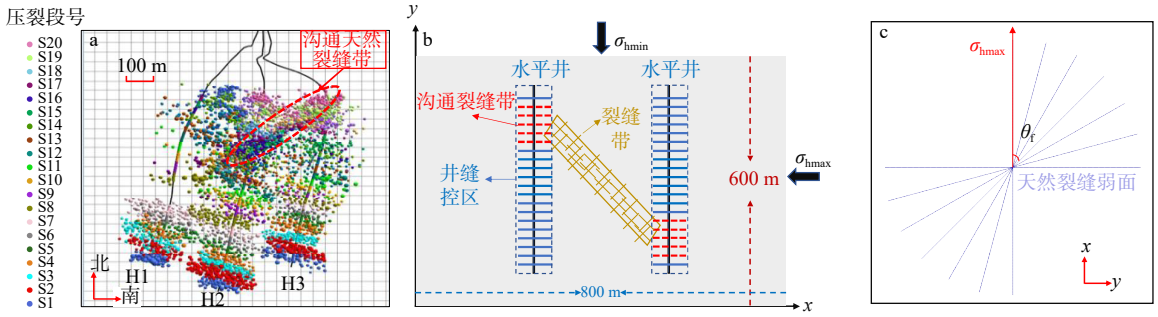
3 弱面对地应力扰动规律

3.1 模型设置

首先，利用有限元法(FEM)构建一个三维地质力学模型，并根据现场应力测量结果(在垂直方向和水平方向分别采用应力边界条件和应变边界条件)来校准边界条件；将天然裂缝弱面参数对应力大小和方向的影响纳入母井压裂模拟中；完成水力压裂

模拟后，使用嵌入式离散裂缝模型（EDFM）来近似生产过程中孔隙压力的演变。然后计算应力的变化。

文中选取 N1 井区 H 井组，该井组包含 3 口水平井。压裂后微地震监测结果显示（图 6a），H2 井与 H3 井存在明显的天然裂缝发育段，部分压裂段与天然裂缝带沟通。这不仅影响该井组 H2 与 H3 井压裂生产效果，还需在后续制定二次开发方案时充分考虑其对储层压力与地应力场的扰动。基于此建立基础模型如图 6b 所示，模型尺寸 800 m×600 m×80 m，网格 2 m×2 m×10 m。为了对比分析不同天然裂缝参数的扰动情况，分别单独改变其参数，包括方向（与最大水平主应力夹角，取值范围 0°～90°，共 7 组；图 6c）与刚度。根据上文实验获取，设置法向刚度（G_n）为 20～480 GPa/m。在缺乏直接测定的弱面切向刚度（G_s）时，可采用经验比例从 G_n 推算，G_s 通常为 G_n 的 0.2～1.0 倍，该经验范围基于 Bandis 等（1983）的节理变形实验及 Barton-Bandis 接触模型；而 Jing and Stephansson（2007）指出离散元模拟常假定 G_s=0.5G_n，且被大量数值模拟工作引用。因此，文中 G_s 取值为 G_n 的 0.5 倍，共 7 组。模型具体参数见表 3。



σ_{hmax}—最大水平主应力；σ_{hmin}—最小水平主应力；θ_f—天然裂缝弱面方向，定义为天然裂缝弱面与最大水平主应力夹角

a—H 井组水平井压裂后微地震监测结果（不同颜色小球表示监测到的不同压裂段的微地震事件）；b—基于 H 井组特征构建的机理模型示意图；c—天然裂缝弱面方向分布示意图

图 6　H 井组压裂微地震响应及水平井组机理模型示意图

Fig. 6　Microseismic response of hydraulic fracturing and schematic of the horizontal well group–based mechanistic model in Well Group H

(a) Results of microseismic monitoring after hydraulic fracturing of Well Group H (Different colored balls represent the microseismic events monitored from different fracturing stages); (b) Schematic mechanistic model based on the characteristics of Well Group H; (c) Schematic illustration of the distribution of the weak plane orientations of natural fractures

σ_{hmax}—maximum horizontal principal stress; σ_{hmin}—minimum horizontal principal stress; θ_f—direction of the weak surface of the natural fracture, defined as the angle between the weak planes of the natural fracture and the maximum horizontal principal stress

表 3　模型参数

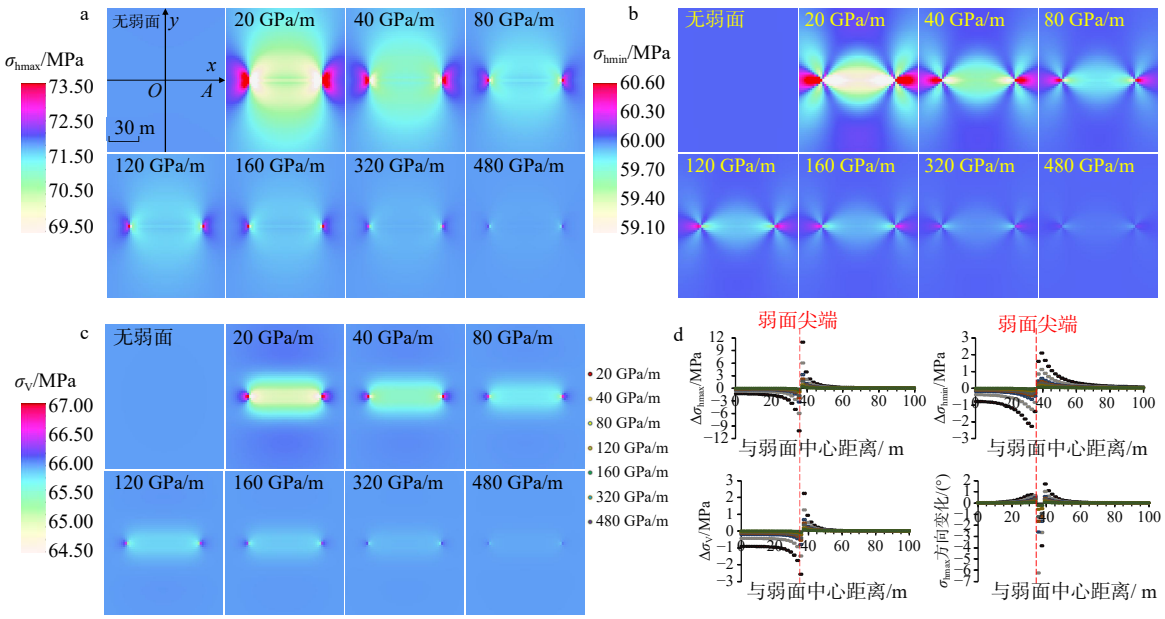
Table 3　Model parameters

属性	符号	取值	属性	符号	取值
基质渗透率	k_m	10^{-7} μm^2	初始孔隙压力	p_0	40.0 MPa
基质密度	ρ_m	2500 kg/m^3	Biot系数	α	0.6
最大水平主应力	σ_{hmax}	72.0 MPa	含气饱和度	S_g	0.6
最小水平主应力	σ_{hmin}	60.0 MPa	含水饱和度	S_w	0.4
垂向应力	σ_V	66.0 MPa	最大水平主应力方向	θ_{hmax}	0°
杨氏模量	E	35 GPa	基质孔隙度	ϕ	0.05
泊松比	PR	0.22	井距	L	450 m
Langmuir体积	V_L	0.8 m^3/t	Langmuir压力	p_L	7 MPa
天然裂缝方向	θ_f	0°/15°/30°/45°/60°/75°/90°	天然裂缝法向刚度	G_n	120 GPa/m
水力裂缝渗透率、天然裂缝渗透率	k_f、k_{nf}	0.50 μm^2 、0.010 μm^2	天然裂缝切向刚度	G_s	60 GPa/m

3.2 弱面刚度对地应力场的扰动

弱面刚度是刻画天然裂缝或断裂面对外部载荷响应能力的重要力学参数，其大小直接决定了弱面在地应力场中的调节作用。笔者开展了弱面刚度对地应力场的扰动程度研究。天然裂缝方向取90°，根据初始应力条件，x与y方向有效应力分别为36 MPa与48 MPa，对应实验中该阶段裂缝法向刚度范围为150～160 GPa/m。以160 GPa/m为基准，完整岩样500 GPa/m为上限，分别改变弱面法向与切向刚度，法向刚度取值范围为20 GPa/m、40 GPa/m、80 GPa/m、120 GPa/m、160 GPa/m、320 GPa/m、480 GPa/m，并采用上述有限元模型计算地应力场的分布规律。

当弱面刚度较高时，其在受力作用下表现出接近完整岩石的变形特征，外部应力能够均匀传递，地应力场整体分布较为平滑，弱面对应力重分布的影响有限；相反，当弱面刚度较低时，弱面在外部应力扰动下容易发生明显的开闭与错动，从而导致弱面邻近区域出现明显的应力集中与释放现象（图7）。弱面方向为90°时，弱面对σ_{hmax}的扰动程度最显著（图7d）。当刚度为20 GPa/m时，在弱面尖端内侧与外侧处$\Delta\sigma_{hmax}$分别为−10.13 MPa与+10.95 MPa，弱面内部σ_{hmax}平均降低2.42 MPa，$\Delta\sigma_{hmin}$与$\Delta\sigma_v$分别平均降低1.21 MPa与1.13 MPa。由于σ_{hmax}在弱面尖端内侧大幅度降低，而σ_{hmin}与σ_v降低不明显（2.22 MPa与2.58 MPa），局部水平应力方向发生转向，应力状态由走滑断层型向正断层型转化。



a—不同刚度天然裂缝弱面下的最大水平主应力分布；b—不同刚度天然裂缝弱面下的最小水平主应力分布；c—不同刚度天然裂缝弱面下的垂向主应力分布；d—不同刚度弱面对三向主应力大小以及最大水平主应力方向的扰动（沿着图7a中*OA*方向）

图7 天然裂缝弱面刚度变化对三向主应力的影响

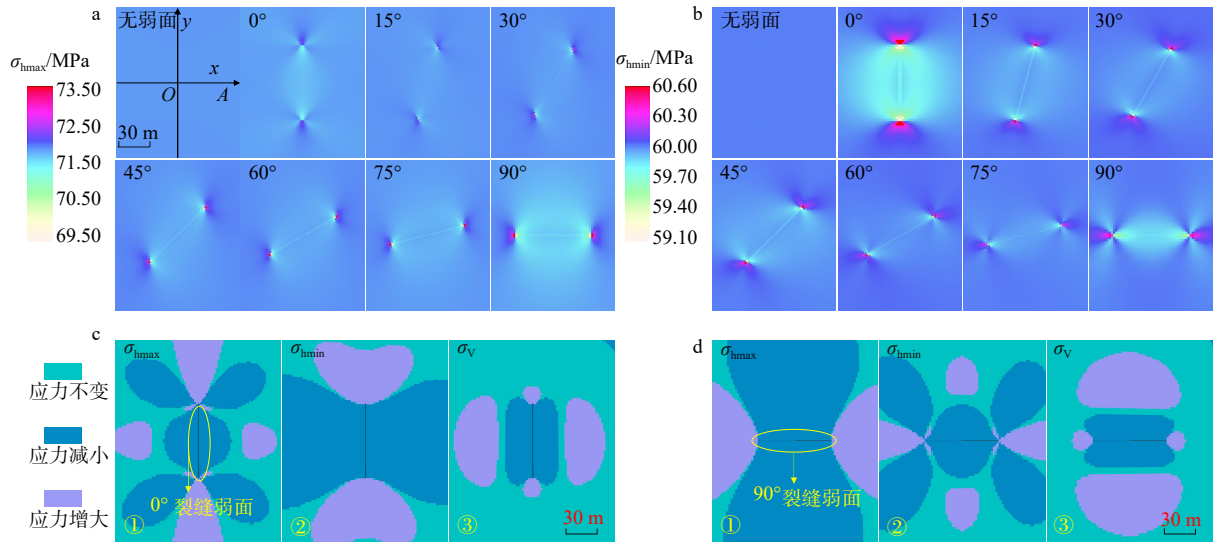
Fig. 7 Influence of variations in natural fracture stiffness on three-dimensional principal stress

(a) Distribution of the maximum horizontal principal stress at the weak surface of a natural fracture with different stiffness; (b) Distribution of the minimum horizontal principal stress at the weak surface of a natural fracture with different stiffness; (c) Distribution of the vertical principal stress at the weak surface of a natural fracture with different stiffness; (d) Perturbation of the magnitudes of the three-dimensional principal stress and the orientation of the maximum horizontal principal stress along *OA* in Fig.7a

3.3 弱面方向对地应力场的扰动

不同天然裂缝方向下的最大水平主应力分布及扰动特征如图8所示。低刚度弱面表现出更柔顺的力学响应，在弱面内部应力水平较低，同时在两侧伴随一定程度的应力释放，而裂缝尖端区域则出现应力集中（徐珂等，2019）。随着弱面方向增大，σ_{hmax}的释放、集中程度及扰动范围均随之增强；而σ_{hmin}的扰动则表现出先减小后增大的趋势（图8a、8b）。

需要指出的是，弱面对水平主应力的扰动程度不仅受刚度控制，也与弱面方向密切相关。0°与



a—不同走向天然裂缝下的最大水平主应力分布；b—不同走向天然裂缝下的最小水平主应力分布；c—0°天然裂缝弱面对局部应力场的扰动特征；d—90°天然裂缝弱面对局部应力场的扰动特征

图 8　不同走向天然裂缝弱面对水平主应力分布及局部应力场扰动特征的影响

Fig. 8　Influence of natural fracture orientation on horizontal principal stress distributions and local stress field perturbations

(a) Distribution of the maximum horizontal principal stress under natural fractures of varying orientations; (b) Distribution of the minimum horizontal principal stress under natural fractures of varying orientations; (c) Perturbation of local stress fields induced by natural fracture weaknesses (illustrated by the horizontal stress under 0° fracture orientation); (d) Perturbation of local stress fields induced by natural fracture weaknesses (illustrated by the horizontal stress under 90° fracture orientation)

90°方向下的弱面对局部应力场扰动情况如图 8c、8d 所示。由此可以看到，弱面与最大水平主应力的夹角（0°～90°）较小时，对最大水平主应力的扰动特征就越接近于图 8c①，反之则越接近图 8c②。0°弱面对最大/最小水平主应力的扰动与 90°弱面对最小/最大水平主应力的扰动特征基本一致，只是扰动范围大小略有不同。此外，弱面对垂向应力的扰动特征变化则体现在随着弱面方向变化而转向，弱面与最大水平主应力夹角从 0°增至 90°，其对垂向应力扰动区域随之旋转 90°。

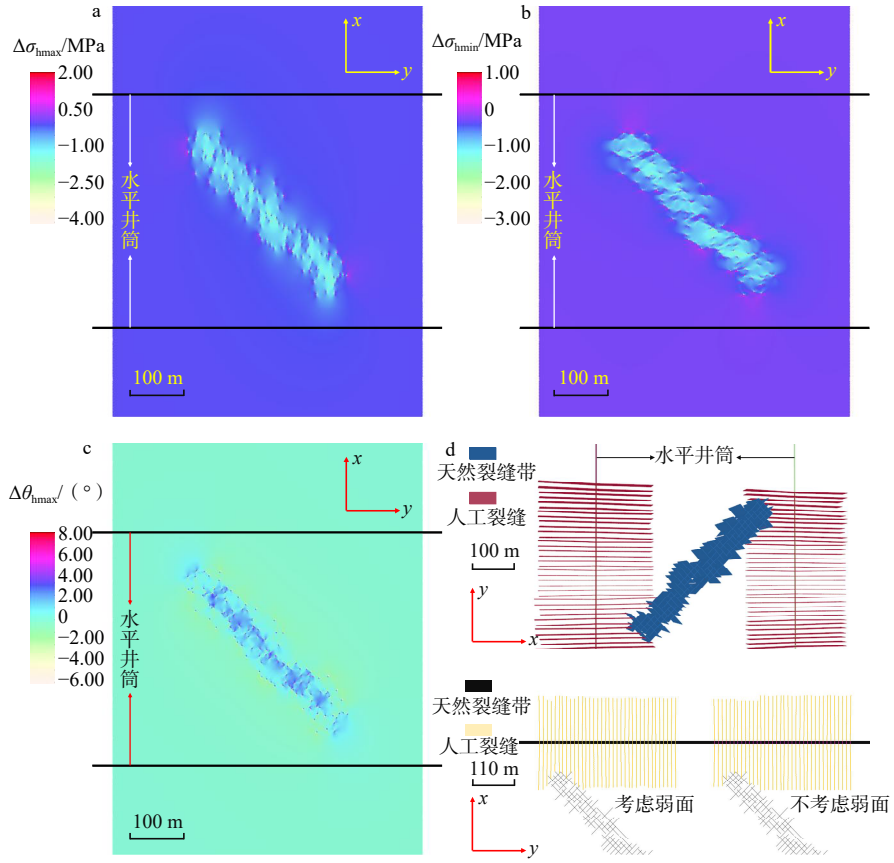
4　四维地应力演化规律

4.1　初始应力场及其对裂缝扩展的影响

以 N1 井区 H 井组为例，原水平井整井包含 25 段压裂段，每段 6 个射孔簇，每个射孔簇 16 个射孔，簇间距为 10 m，使用滑溜水的平均注入速率为 16 m^3/min。选取距离裂缝带最近的 6 段，建立图 6b 所示的双水平井模型，其中 2 口井之间的裂缝带由 2 组与最大水平主应力成 45°的弱面表示，弱面刚度取 120 GPa/m。基于有限元模型计算了天然裂缝带对应力场的扰动情况（图 9a—9c），并采用基于拟三维位移不连续法的非常规裂缝模型（UFM）对 2 口水平井段进行了多段水力压裂模拟（Weng, 2015; Wu and Olson, 2015），模拟结果如图 9d 所示。裂缝分布均匀，平均缝长约为 220 m；在不考虑力学弱面的条件下，仅有与裂缝带（高渗区）接触的两组裂缝表现出更强的滤失效应，并被天然裂缝捕获，从而导致裂缝长度较短（即裂缝长轴长度，沿垂直井筒方向）。相比之下，裂缝的横向偏转（即裂缝短轴长度，沿井筒水平方向）除受应力阴影影响外，未受到裂缝带的显著扰动，其平均值约为 0.8 m；而考虑力学弱面后，因局部应力扰动出现轻微弯折并沿天然裂缝扩展（表 4），横向偏转更明显，平均为 1.07 m，其余压裂段基本保持对称。

4.2　生产过程地应力演化及其对加密井裂缝扩展的影响

原水平井以恒定的 10×10^4 m^3/d 的产气量和 5 MPa 的最低井底压力进行生产，15 年的预计最终采收量（EUR）为 0.85×10^8～1.0×10^8 m^3，这与现场数据相符。这里仅取其中 6 段，因此配产取整井的 1/4。生产过程中孔隙压力、三向应力、最大水平主应力方向以及水平应力差的变化情况如图 10 所示，生产引起孔隙压力和三向主应力逐渐降低，水平主应力



a—天然裂缝带对最大水平主应力的扰动；b—天然裂缝带对最小水平主应力的扰动；c—天然裂缝带对最大水平主应力方向的扰动；d—嵌入式离散裂缝模型（包含人工裂缝与水力裂缝）

图 9 天然裂缝带对应力场的扰动

Fig. 9 Perturbation of the stress field by a natural fracture zone

(a) Perturbation of the maximum horizontal principal stresses induced by a natural fracture zone; (b) Disturbance of the minimum horizontal principal stresses induced by a natural fracture zone; (c) Disturbance of the orientation of the maximum horizontal stress induced by a natural fracture zone; (d) Embedded discrete fracture model (including natural and hydraulic fractures)

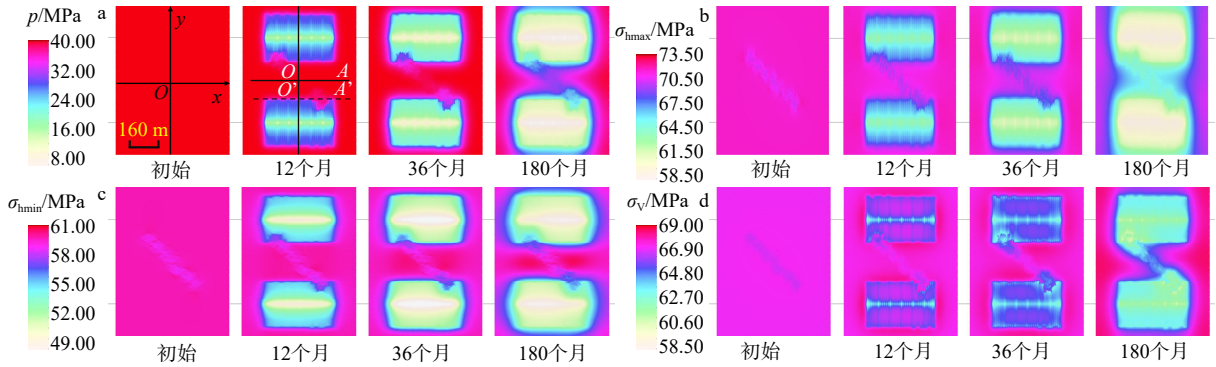
表 4 裂缝模拟结果统计表

Table 4 Statistics of fracture simulation results

是否考虑力学弱面	压裂段类型	与裂缝带接触段		与裂缝带无接触段			
	压裂段号	1	2	3	4	5	6
不考虑	裂缝长轴长度/m	201.35	193.83	234.73	234.73	234.73	234.73
	裂缝短轴长度/m	0.80	0.75	0.81	0.81	0.81	0.81
考虑	裂缝长轴长度/m	216.45	217.20	232.81	232.00	231.37	232.44
	裂缝短轴长度/m	1.10	1.05	0.83	0.77	0.77	0.76

降幅明显，$\Delta\sigma_{hmax}$、$\Delta\sigma_{hmin}$ 分别为压降的 42% 与 32%，σ_V 降幅最小。根据有效应力原理计算并统计生产过程中天然离散裂缝所受法向有效应力结果（图 11）。在 15 年的生产过程中，法向有效应力逐渐增大，范围为 38.5～47.5 MPa。在该范围内其对于弱面刚度的影响有限，因此支撑文中对弱面赋予恒定的刚度值的简化处理。

天然裂缝带作为高渗通道连接了 2 口水平井，其压降幅度虽小于人工裂缝控制区，但最大水平主应力方向（θ_{hmax}）在裂缝带区域发生了更显著的偏转，裂缝带区域 $\Delta\theta_{hmax}$ 范围在−8.43°～13.97°，而母井裂缝控制区的 $\Delta\theta_{hmax}$ 范围在 −4.04°～4.83°（图 12a、12b），母井间的加密井区域水平应力差也有更明显的降低（图 12c、12d）。可以预见的是，随着生产时



a—孔隙压力变化特征（*OA* 表示 2 口母井中间的 1 条平行线，*OA*'表示在 1 口母井裂缝尖端位置的 1 条平行线）；b—最大水平主应力变化特征；c—最小水平主应力变化特征；d—垂向应力变化特征

图 10　生产过程中孔隙压力与地应力场属性的演化

Fig. 10　Temporal evolution of pore pressure and stress field (initial and after 12, 36, and 180 months)

(a) Pore pressure variation (*OA*—line midway between two parent wells; *OA*'—line at fracture tip of one parent well); (b) Maximum horizontal principal stress variation; (c) Minimum horizontal principal stress variation; (d) Vertical stress variation

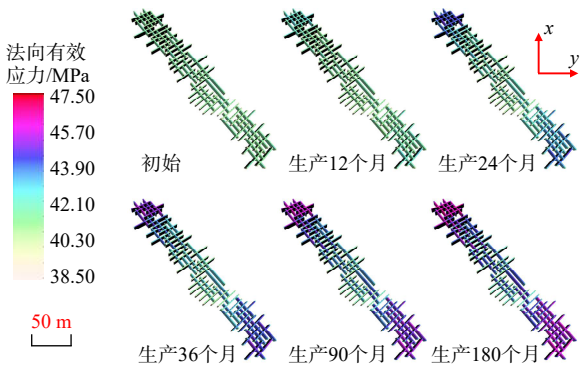


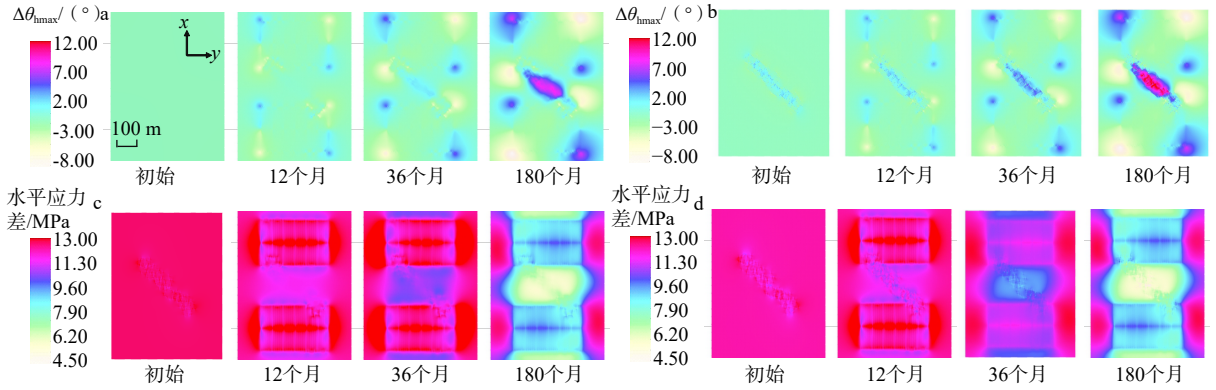
图 11　生产过程中天然裂缝弱面上法向有效应力属性的演化

Fig. 11　Temporal evolution of the effective normal stress on the weak planes of natural fractures during production (initial and after 12, 24, 36, 90, and 180 months)

间增加或在初始水平应力差更小的情况，加密井区域有可能发生水平应力反转，特别是考虑天然裂缝等弱面存在的情况。进一步对比考虑与不考虑力学弱面的情形，特别是对水力压裂有显著影响的最大水平主应力方向以及水平应力差。结果表明（图 12），在天然裂缝弱面区域 θ_{hmax} 偏转更显著，应力集中效应更明显，但随生产时间延长其对主应力的增量影响逐渐减弱。

OA 与 *OA*'分别为沿着加密井井筒以及母井衰竭区边缘的 2 条线（图 10a），文章分别统计了生产过程中考虑与不考虑天然裂缝对力学扰动条件下沿着这 2 条线剖面上各点的最大、最小水平主应力值，并通过 2 种情况下的两向主应力差值表征力学弱面扰动程度的变化（图 13）。从初始状态到生产 180 个月，对 σ_{hmin} 的最大扰动值仅从−0.75 MPa变为−1.00 MPa，对 σ_{hmax} 的最大扰动值则从−1.33 MPa变为−1.16 MPa。总体来看，天然裂缝弱面对地应力场的扰动主要表现为初期效应显著、随生产时间延长逐渐趋于稳定的特征。

基于更新的渗流−应力场，对加密井水力裂缝扩展进行了模拟。不同时间下的水平井组各井裂缝几何形状如图 14a、14b 所示。结果显示，在加密井与母井相同施工参数条件下，靠近裂缝带的人工裂缝表现出更强的不对称生长，并倾向于向应力较小区域扩展。随生产推进，裂缝长度逐渐增加（从 166 m 增大到 199 m），母井改造区边缘水平应力差由 12 MPa 降至 8 MPa，裂缝更易向压力衰竭区偏转，且观察到加密井裂缝与母井裂缝相交。这表明加密井延期压裂可以延长裂缝长度并加强裂缝偏转程度（裂缝横向偏转长度从 0.73 m 增大到 6.31 m），增大了改造面积，代价是压窜风险增大。因此在加密井压裂施工方案设计时，需在增产潜力与缝网稳定性之间进行权衡。在考虑与不考虑力学弱面条件下，加密井压裂裂缝长轴与短轴差异的统计结果如图 14c、14d 所示。结果显示，在未与裂缝带直接接触时，考虑力学弱面时的裂缝长轴较长；而在与裂缝带发生接触时，裂缝表现为长轴缩短、短轴延长，这是因为 θ_{hmax} 在裂缝带偏转强烈，裂缝横向偏转幅度增大，相应的长轴长度变短。但上述差异均未随加密时间延后而有显著增强，对应前述天然裂缝弱面对地应力场扰动的规律，即初期效应突出，随后逐渐趋于稳定。

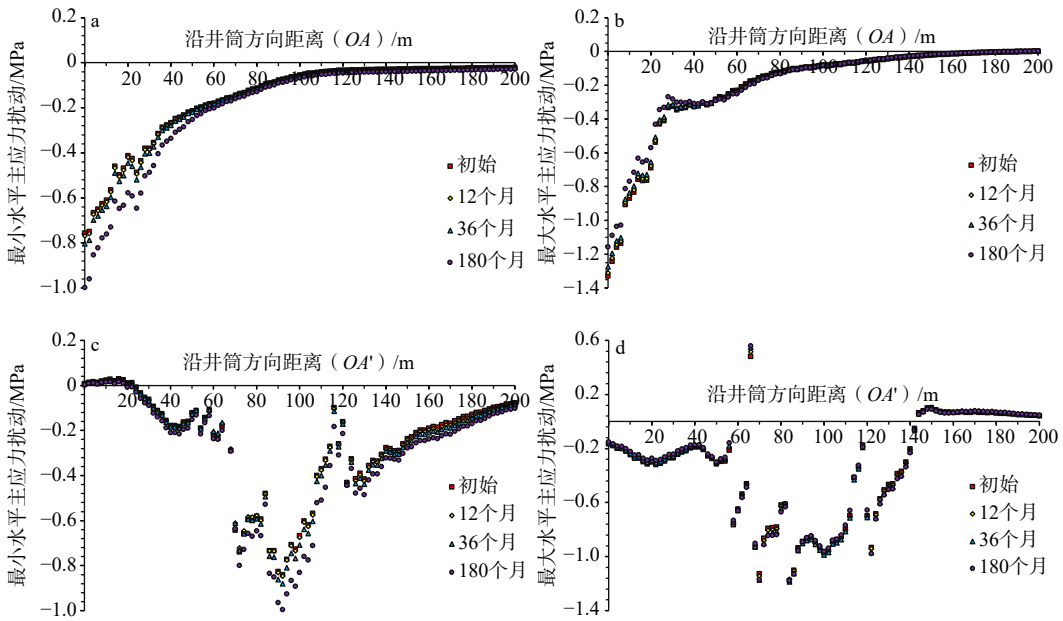


a—不考虑弱面扰动条件下最大水平主应力方向偏转分布；b—考虑弱面扰动条件下最大水平主应力方向偏转分布；c—不考虑弱面扰动条件下水平主应力差分布；d—考虑弱面扰动条件下水平主应力差分布

图 12 生产过程中最大水平主应力方向偏转与水平应力差分布

Fig. 12 Deflection of the maximum horizontal principal stress orientation and the distribution of horizontal stress difference during production

(a) Deflection of the maximum horizontal principal stress orientation without weak-plane perturbation; (b) Horizontal principal stress difference without weak-plane perturbation; (c)Deflection of the maximum horizontal principal stress orientation with weak-plane perturbation; (d) Horizontal principal stress difference with weak-plane perturbation



a—沿 *OA* 横截面的最小水平主应力扰动；b—沿 *OA* 横截面的最大水平主应力扰动；c—沿 *OA*'横截面的最小水平主应力扰动；d—沿 *OA*'横截面的最大水平主应力扰动

图 13 生产过程中力学弱面对水平主应力分布的扰动

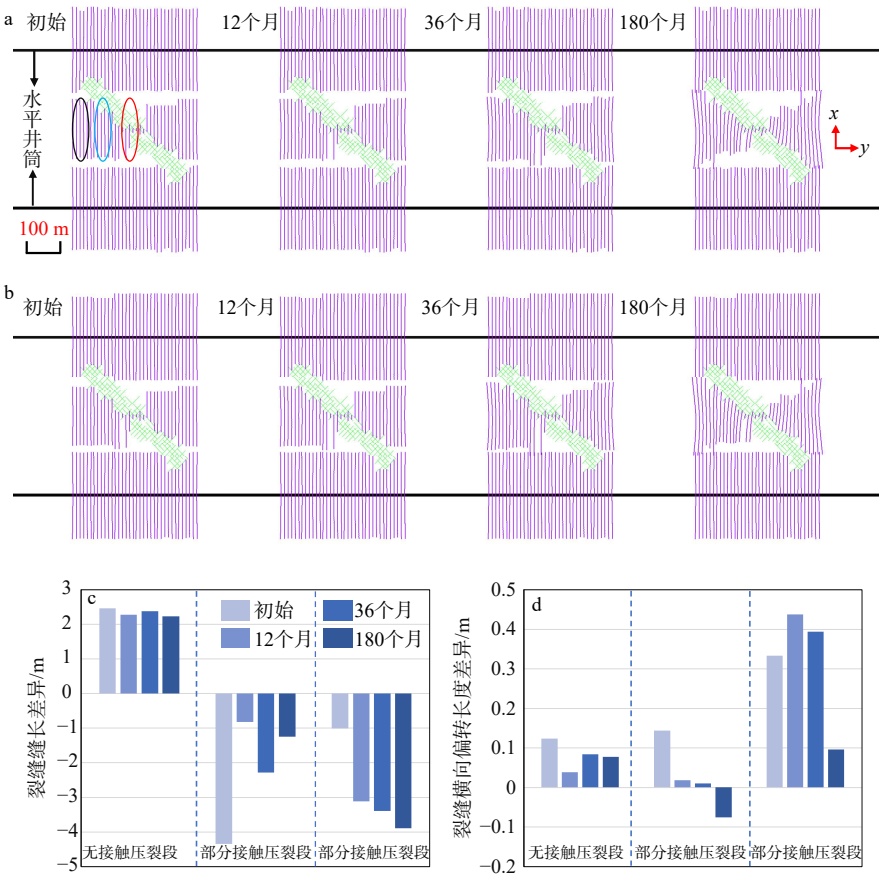
Fig. 13 Disturbance of the horizontal stress distribution induced by a mechanically weak plane during production

(a) Perturbation of the minimum horizontal principal stress along the *OA* cross-section; (b) Perturbation of the maximum horizontal principal stress along the *OA* cross-section; (c) Perturbation of the minimum horizontal principal stress along the *OA*' cross-section; (d) Perturbation of the maximum horizontal principal stress along the *OA*' cross-section

5 结论

研究通过实验表征与数值模拟相结合的方法，建立了天然裂缝弱面在力学刚度与导流能力双重作用下的表征模型，揭示了弱面对中—深层页岩气储层四维地应力演化及裂缝扰动机制的规律。

(1)弱面刚度越低岩石越容易发生形变，在弱面内部应力水平更低，同时在两侧伴随一定程度的应力释放，而裂缝尖端区域则出现应力集中；随着



a—考虑力学弱面扰动条件下的加密井压裂裂缝形态(黑色、蓝色和红色圈分别表示压裂段各簇与裂缝带无接触、部分接触和完全接触的情形)；b—不考虑力学弱面扰动条件下的加密井压裂裂缝形态；c—考虑力学弱面扰动时，相对于不考虑弱面条件的裂缝长轴长度差异统计；d—考虑力学弱面扰动时，相对于不考虑弱面条件的裂缝短轴长度差异统计

图 14　力学弱面扰动对加密井压裂裂缝形态与几何特征的影响

Fig. 14　Influence of the perturbation by a mechanically weak plane on fracture morphology and geometric characteristics of infill-well hydraulic fracturing

(a) Fracture morphology of infill-well hydraulic fracturing considering perturbation by a mechanically weak plane; (b) Fracture morphology of infill-well hydraulic fracturing without considering perturbation by a mechanically weak plane; (c) Statistical comparison of major-axis lengths of fractures between cases with and without perturbation by a mechanically weak plane; (d) Statistical comparison of the minor-axis lengths of fractures between cases with and without perturbation by a mechanically weak plane

In panel (a), black, blue, and red circles indicate fracture clusters with no contact, partial contact, and full contact with the fracture zone, respectively.

弱面方向增大，最大水平主应力(σ_{hmax})的释放、集中程度及扰动范围均随之增强；而最小水平主应力(σ_{hmin})的扰动则表现出先减小后增大的趋势。

(2)随着钻井生产的进行，孔隙压力逐步降低导致整体地应力水平不断减小，天然裂缝带压降虽不如母井缝控区，但其最大水平主应力方向(θ_{hmax})偏转幅度是后者的 2 倍以上。同时，在考虑力学弱面的情况下，裂缝带的 θ_{hmax} 偏转幅度比不考虑力学弱面时高出 50%，但弱面对地应力场的扰动幅度整体趋于稳定。

(3)与不考虑弱面的情况相比，在未与裂缝带直接接触时，弱面外侧的低水平应力增强了裂缝延伸能力，使裂缝长轴较长；而在与裂缝带接触时，更强烈的 θ_{hmax} 偏转诱导裂缝横向扩展，表现为长轴缩短、短轴增加。总体来看，这些差异并未因加密时间的延后而显著放大，与弱面对地应力扰动在生产过程中逐渐趋于稳定的规律一致。

作者贡献声明：阮奇、张烈辉、赵玉龙参与论文构思、研究方法和论文修改；阮奇、郑事倬参与数

据分析和绘图；张德良参与数据分析与技术手段的实践应用；阮奇参与论文写作。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: RUAN Qi, ZHANG Liehui and ZHAO Yulong contributed to the conception of the study, the design of research methods and the revision of the paper; RUAN Qi and ZHENG Shizhuo participated in data analysis and figure drawing; ZHANG Deliang was involved in data analysis and the practical application of technical methods; RUAN Qi took charge of the paper writing. All authors have read and approved the submission and publication of this 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

BANDIS S C, LUMSDEN A C, BARTON N R, 1983. Fundamentals of rock joint deformation[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 20(6): 249-268.

BLANTON T L, 1982. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures[C]//Proceedings of SPE unconventional gas recovery symposium. Pittsburgh: SPE: 559-571.

DENG N E, XU H, DENG H C, et al., 2025. Characteristics of fracture system disturbance on present-day geostress: an example of deep shale gas in the North Luzhou district, Sichuan Basin[J]. Geology in China, 52(1): 95-110. (in Chinese with English abstract)

DUAN G F, MOU J Y, YAN X L, et al., 2024. Key controlling factors and inducement mechanism of fracture-driven interactions (FDIs) between deep shale gas horizontal wells in southern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 29(3): 146-158. (in Chinese with English abstract)

FAULKNER D R, MITCHELL T M, HEALY D, et al., 2006. Slip on 'weak' faults by the rotation of regional stress in the fracture damage zone[J]. Nature, 444(7121): 922-925.

GEERTSMA J, 1973. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 25(6): 734-744.

HE X X, YU P L, EIJSINK A, et al., 2025. Co-evolution of specific stiffness and permeability of rock fractures offset in shear[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 130(5): e2024JB030633.

HOU Z K, YANG C H, WANG L, et al., 2016. Hydraulic fracture propagation of shale horizontal well by large-scale true triaxial physical simulation test[J]. Rock and Soil Mechanics, 37(2): 407-414. (in Chinese with English abstract)

JEANNE P, GUGLIELMI Y, RUTQVIST J, et al., 2017. Field characterization of elastic properties across a fault zone reactivated by fluid injection[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 122(8): 6583-6598.

JIANG C B, YANG Y H, LIU H H, et al., 2023. Study on influence of natural fractures on initiaition and propagation of hydraulic fracturing coal[J]. Coal Science and Technology, 52(5): 92-101. (in Chinese with English abstract)

JING L, STEPHANSSON O, 2007. Fundamentals of discrete element methods for rock engineering: theory and applications[M]. Amsterdam: Elsevier.

LEE H P, OLSON J E, HOLDER J, et al., 2015. The interaction of propagating opening mode fractures with preexisting discontinuities in shale[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 120(1): 169-181.

LIU C Z, HUANG B L, LUO S S, et al., 2025. Research Status of Hydraulic Fracture Diversion Capacity in Shale Reservoirs[J]. Engineering Construction Technology, 3(3): 102-105.

LU C, GUO J C, WANG W Y, et al., 2008. Experimental research on proppant embedment and its damage to fractures conductivity[J]. Natural Gas Industry, 28(2): 99-101.

LI S B, ZHANG D X, 2023. Three-dimensional thermoporoelastic modeling of hydrofracturing and fluid circulation in hot dry rock[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 128(2): e2022JB025673.

MITCHELL T M, FAULKNER D R, 2012. Towards quantifying the matrix permeability of fault damage zones in low porosity rocks[J]. Earth and Planetary Science Letters, 339-340: 24-31.

NGUYEN T K, ROHMER J, VO T T, 2022. Effect of damage zones around fault core on failure development during fluid injection into porous reservoirs[J]. Geomechanics for Energy and the Environment, 32: 100327.

OLSON J E, 2004. Predicting fracture swarms—The influence of subcritical crack growth and the crack-tip process zone on joint spacing in rock[J]. Geological Society, London, Special Publications, 231(1): 73-87.

OLSON J E, DAHI-TALEGHANI A, 2009. Modeling simultaneous growth of multiple hydraulic fractures and their interaction with natural fractures[C]//SPE hydraulic fracturing technology conference. The Woodlands: SPE.

REN Q, XU W Y, 2008. Homogenization-based method for predicting effective elastic properties of joninted rock[J]. Engineering Mechanics, 25(4): 75-80. (in Chinese with English abstract)

RENSHAW C E, POLLARD D D, 1995. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 32(3): 237-249.

REZAEI A, DINDORUK B, SOLIMAN M Y, 2019. On parameters affecting the propagation of hydraulic fractures from infill wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 182: 106255.

RUAN Q, PENG H H, YANG L, et al. , 2023. Integrated investigations on the refracturing process in tight oil reservoirs[C]//The 57th U. S. rock

mechanics/geomechanics symposium. Atlanta: ARMA.

WU Y, XIA D Q, GUO X J, 2025. Fracture Development Characteristics and Main Controlling Factors in the Chang 8 Tight Sandstone Reservoir at the Southern Margin of the Ordos Basin[J]. Geoscience, 39 (5) : 1282-1292. (in Chinese with English abstract)

SONG Y J, LIU H J, MIN Z S, et al., 2025. Mechanism of fault slippage in the underground gas storage and preliminary application in the Shuang 6 UGS in China[J]. Geoenergy Science and Engineering, 251: 213881.

SONG Z Y, WANG H, LI J, et al., 2019. Research on the influence of the coupling effect of seepage and stress on reservoir fractures[J]. Journal of Geomechanics, 25(4): 483-491. (in Chinese with English abstract)

TALEGHANI A D, OLSON J E, 2014. How natural fractures could affect hydraulic-fracture geometry[J]. SPE Journal, 19(1): 161-171.

TONG H M, ZHANG P, ZHANG H X, et al., 2021. Geomechanical mechanisms and prevention countermeasures of casing deformation in shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 41(1): 189-197. (in Chinese with English abstract)

WANG G F, LI F X, WANG H B, et al., 2023. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 44(6): 1378-1392. (in Chinese with English abstract)

WENG J Q, ZENG L B, LV W Y, et al., 2020. Width of stress disturbed zone near fault and its influencing factors[J]. Journal of Geomechanics, 26(1): 39-47. (in Chinese with English abstract)

WENG X W, 2015. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation[J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 9: 114-135.

WU J W, ZHANG J, LV Y M, et al., 2025. Characterization of natural fractures and in-situ stress in high-steep coal-bearing strata in the Midong area in Xinjiang and influence on engineering[J]. Coal Science and Technology, 53(3): 226-237. (in Chinese with English abstract)

WU K, OlSON J E, 2015. Simultaneous multifracture treatments: fully coupled fluid flow and fracture mechanics for horizontal wells[J]. SPE Journal, 20(2): 337-346.

WU Y, DAI J S, GU Y C, et al., 2014. Numerical simulation of present geostress field and its effect on hydraulic fracturing of Fuyu reservoir in Gaotaizi oilfield[J]. Journal of Geomechanics, 20(4): 363-371. (in Chinese with English abstract)

WU Y, XIA D Q, GUO X J, 2025. Fracture Development Characteristics and Main Controlling Factors in the Chang 8 Tight Sandstone Reservoir at the Southern Margin of the Ordos Basin[J]. Geoscience, 39(5): 1282-1292. (in Chinesewith English abstract)

XU K, DAI J, SHANG L, et al., 2019. Characteristics and influencing factors of in-situ stress of Nanpu sag, Bohai Bay basin, China[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 48(3): 570-583. (in Chinese with English abstract)

ZHANG G Q, CHEN M, 2005. Non-planar propagation of hydraulic fracture near horizontal wellbore[J]. Acta Petrolei Sinica, 26(3): 95-97, 101. (in Chinese with English abstract)

ZHANG J Q, FAN Y X, LIU W C, et al., 2023. In situ stress evolution and fault-slip tendency assessment of an underground gas storage reservoir in the Turpan basin (China): in situ stress measurements and coupled simulations[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 56(11): 8019-8039.

ZHANG Y, LI Q, TAN Y S, et al., 2024. Decomposing significant factors of Coulomb stress and its components in injection-induced seismicity[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 16(12): 4895-4908.

ZHAO Q, ZHOU T Q, WANG H Y, et al., 2023. A novel method for determining adsorption parameters in shale gas resources/reserves calculation: A case study of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 43(1): 47-54. (in Chinese with English abstract)

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

ZHU H Y, SONG Y J, TANG X H, et al., 2021b. Optimization of fracturing timing of infill wells in shale gas reservoirs: a case study on Well Group X1 of Fuling Shale Gas Field in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 41(1): 154-168. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

邓乃尔，徐浩，邓虎成，等，2025. 断裂系统对现今地应力扰动特征研究：以四川盆地泸州北区深层页岩气为例[J]. 中国地质，52(1)：95-110.

段贵府，牟建业，闫骁伦，等，2024. 川南深层页岩气水平井压裂窜扰主控因素及诱导机制[J]. 中国石油勘探，29(3)：146-158.

侯振坤，杨春和，王磊，等，2016. 大尺寸真三轴页岩水平井水力压裂物理模拟试验与裂缝延伸规律分析[J]. 岩土力学，37(2)：407-414.

刘程州，黄柏铃，罗诗淑，等，2025. 页岩储层水力裂缝导流能力研究现状[J]. 工程施工技术，3(3)：102-105.

卢聪，郭建春，王文耀，等，2008. 支撑剂嵌入及对裂缝导流能力损害的实验[J]. 天然气工业，28(2)：99-101.

蒋长宝，杨毅毫，刘辉辉，等，2023. 天然裂缝对水力压裂煤的起裂及扩展试验研究[J]. 煤炭科学技术，52(5)：92-101.

任强，徐卫亚，2008. 基于均匀化方法的节理岩体等效弹性性能预测[J]. 工程力学，25(4)：75-79, 92.

宋子怡，王昊，李静，等，2019. 渗流-应力耦合作用对储层裂缝发育的影响研究[J]. 地质力学学报，25(4)：483-491.

童亨茂，张平，张宏祥，等，2021. 页岩气水平井开发套管变形的地质力学机理及其防治对策[J]. 天然气工业，41(1)：189-197.

王光付，李凤霞，王海波，等，2023. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. 石油与天然气地质，44(6)：1378-1392.

翁剑桥，曾联波，吕文雅，等，2020. 断层附近地应力扰动带宽度及

其影响因素[J]. 地质力学学报, 26(1): 39-47.

吴嘉伟, 张健, 吕玉民, 等, 2025. 新疆米东高陡煤系天然裂缝与地应力特征及工程影响[J]. 煤炭科学技术, 53(3): 226-237.

伍亚, 戴俊生, 顾玉超, 等, 2014. 高台子油田扶余油层现今地应力数值模拟及对水力压裂的影响[J]. 地质力学学报, 20(4): 363-371.

伍岳, 夏东领, 郭秀娟, 2025. 鄂尔多斯盆地南缘长8致密砂岩储层裂缝发育特征及主控因素 [J]. 现代地质, 39(5): 1282-1292.

徐珂, 戴俊生, 商琳, 等, 2019. 南堡凹陷现今地应力特征及影响因素[J]. 中国矿业大学学报, 48(3): 570-583.

张广清, 陈勉, 2005. 水平井水力裂缝非平面扩展研究[J]. 石油学报, 26(3): 95-97, 101.

赵群, 周天琪, 王红岩, 等, 2023. 页岩气资源/储量计算中吸附参数确定的新方法: 以四川盆地五峰组—龙马溪组页岩为例[J]. 天然气工业, 43(1): 47-54.

朱海燕, 宋宇家, 唐煊赫, 等, 2021a. 页岩气藏加密井压裂时机优化: 以四川盆地涪陵页岩气田X1井组为例[J]. 天然气工业, 41(1): 154-168.

朱海燕, 宋宇家, 胥云, 等, 2021b. 页岩气储层四维地应力演化及加密井复杂裂缝扩展规律[J]. 石油学报, 42(9): 1224-1236.