**引用格式**：马顺婷，李瑞雪，陈鑫豪，等，2026. 复杂构造区现今地应力场特征及工程分区评价：以川东南盆缘龙马溪组页岩储层为例[J]. 地质力学学报，32（2）：349−366. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025057

**Citation:** MA S T，LI R X，CHEN X H，et al.，2026. Characteristics of current in-situ stress field and engineering zoning evaluation in complex structural areas: A case study of the Longmaxi shale reservoir in the southeastern margin of the Sichuan Basin[J]. Journal of Geomechanics，32（2）：349−366. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025057

# 复杂构造区现今地应力场特征及工程分区评价——以川东南盆缘龙马溪组页岩储层为例

马顺婷[1]，李瑞雪[1,3]，陈鑫豪[2]，杜奕霏[1]，邓虎成[1,3]，何建华[1,3]，杨　鸿[1]，魏力民[4]
MA Shunting[1]，LI Ruixue[1,3]，CHEN Xinhao[2]，DU Yifei[1]，DENG Hucheng[1,3]，HE Jianhua[1,3]，YANG Hong[1]，WEI Limin[4]

1. 成都理工大学能源学院（页岩气现代产业学院），四川 成都 610059；
2. 中石化西南石油工程有限公司重庆钻井分公司，重庆 400036；
3. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室，四川 成都 610059；
4. 中国石化西南油气分公司，四川 成都 610041

1. *College of Energy Resources* (*College of Modern Shale Gas Industry*), *Chengdu University of Technology*, *Chengdu* 610059, *Sichuan*, *China*;
2. *Chongqing Drilling Branch*, *Southwest Petroleum Engineering Co.*, *LTD.*, *SINOPEC*, *Chongqing* 400036, *China*;
3. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation*, *Chengdu* 610059, *Sichuan*, *China*;
4. *Southwest Petroleum Branch*, *SINOPEC*, *Chengdu* 610041, *Sichuan*, *China*

## Characteristics of current in-situ stress field and engineering zoning evaluation in complex structural areas: A case study of the Longmaxi shale reservoir in the southeastern margin of the Sichuan Basin

**Abstract:** ［**Objective**］The Dingshan–Dongxi area, located on the basin margin in southeastern Sichuan, lies at the junction of the eastern Sichuan fault–fold zone and the northern Guizhou fault–fold zone on the east side of the Luzhou–Chishui tectonic superposition zone. Due to multiple tectonic movements, the geological structure in this area is complex. The Longmaxi Formation in the study area is rich in shale gas resources, characterized by superior geological and reservoir conditions, and holds great potential for exploration and development. Clarifying the current in-situ stress state and its distribution is conducive to improving shale gas development efficiency. However, the complex in-situ stress field in this area leads to less accurate planar predictions and significant differences in the fracturing stimulation effects and production among horizontal wells. ［**Methods**］This study provided a detailed interpretation of the in-situ stress direction in the well profile of the study area by integrating multi-source data, including core tests, well logging, and microseismic monitoring. Furthermore, the distribution characteristics of in-situ stress magnitudes among the well profile were clarified through hydraulic fracturing, acoustic emission experiments, and well logging. Refined geological modeling was performed on the structural deformation and fracture characteristics of the study area, and heterogeneous rock mechanical properties were assigned. Numerical simulation software was then applied to simulate the current in-situ stress distribution

**基金项目**：页岩油气富集机理与高效开发国家重点实验室开放基金项目（33550000-24-ZC0699-0057）
This research was financially supported by the Open Fund Project of the State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development (Grant No. 33550000-24-ZC0699-0057).

**第一作者**：马顺婷（2000—），女，在读硕士，研究方向为油气藏开发。Email：ting80693691@163.com
**通信作者**：李瑞雪（1994—），女，博士，副教授，主要从事油气藏开发、流体相态行为研究。Email：liruixue100@163.com

**收稿日期**：2025−07−08；**修回日期**：2025−09−07；**录用日期**：2025−09−10；**网络出版日期**：2026−03−20；**责任编辑**：王婧
Received：2025−07−08；Revised：2025−09−07；Accepted：2025−09−10；Available Online：2026−03−20；Handling Editor：WANG Jing

characteristics of the study area. Finally, based on the analysis of the influence of in-situ stress characteristics on fracturing stimulation effects, an in-situ stress zoning evaluation standard was constructed. Using the simulated in-situ stress field results, in-situ stress zoning was carried out in the Dingshan–Dongxi area, and the zoning results were verified through a retrospective evaluation of the fracturing effects of new wells. [**Results**] The results show that the current in-situ stress direction in the study area is mostly near east –west, with local deflections caused by fractures and structural deformations. The maximum horizontal principle stress, minimum horizontal principle stress, and vertical principal stress range from 58.4 to 167.0 MPa, 38.6 to 135.4 MPa, and 54.7 to 148.2 MPa, respectively, indicating a strike-slip stress state. The stress difference (maximum minus minimum horizontal principal stress) mainly ranges from 5 to 30 MPa. The magnitude of in-situ stress and the stress difference are generally controlled by burial depth. In areas with high structural deformation, both in-situ stress and stress difference are lower. Near faults, in-situ stress is lower, but the stress difference is higher. Zoning was performed using a minimum horizontal principal stress of 80 MPa and a stress difference of 20 MPa as thresholds. [**Conclusions**] It is recommended that areas with low stress difference and low in-situ stress be selected for fracturing stimulation. These areas are mainly located in the high-structural parts of the gentle slope area in the middle of Dingshan, the slope area of Dongxi, and the northern part of the Dongxi fault and anticline area. [**Significance**] This study advances the understanding of the current in-situ stress field of the Longmaxi Formation on the southeastern margin of the Sichuan Basin and has significant practical value for optimizing fracturing stimulation.

**Keywords:** southeastern margin of the Sichuan Basin; first member of the Longmaxi Formation; shale; multi-source stress information; current in-situ stress field; in-situ stress zoning

**摘　要：**川东南盆缘丁山−东溪地区位于川东断褶带与黔北断褶带交界处，受多期构造运动影响，构造特征复杂。区内志留系龙马溪组页岩气资源丰富，成藏条件优越，勘探开发潜力大。但该区现今地应力场情况复杂且平面预测精细低，导致水平井之间压裂改造效果与产量差异显著。因此，明确其现今地应力状态及分布规律有助于提高页岩气开发效益。该研究综合实验测试、测井及微地震等多源数据，精细解释了研究区井剖面地应力方向；结合水力压裂、声发射实验与测井资料，明确了井剖面地应力大小分布特征；基于考虑构造变形及断裂特征的精细化地质建模及非均质岩石力学属性赋值，应用数值模拟软件揭示了研究区现今地应力分布特征。在此基础上，分析了现今地应力特征对压裂改造效果的影响，构建了地应力分区评价标准；结合模拟结果，对丁山−东溪地区进行地应力分区，并依据新井压裂效果与应力状态的匹配关系验证了分区效果。结果表明，丁山−东溪地区现今地应力方向多为近东西向，局部受断裂及构造变形影响发生偏转。最大水平主应力、最小水平主应力及垂向主应力分别为58.4～167.0 MPa、38.6～135.4 MPa和54.7～148.2 MPa，呈走滑应力状态；水平两向应力差主要介于5～30 MPa。地应力大小及水平两向应力差整体受控于埋深，在构造变形高部位，地应力及水平两向应力差均减小；在断层附近，地应力减小而水平两向应力差增大。依据最小水平主应力80 MPa和水平两向应力差20 MPa进行分区，建议选择丁山中部缓斜坡区构造高部位、东溪斜坡区以及东溪断背斜区北部的低应力差−低地应力区开展压裂改造。研究成果深化了对川东南盆缘龙马溪组现今地应力场的认识，对压裂改造优化具有重要的实践价值。

**关键词：**川东南盆缘；龙马溪组一段；页岩；多源应力信息；现今地应力场；地应力分区

**中图分类号：**P315.72+7　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2026)02−0349−18

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025057

## 0　引言

随着现代社会的不断发展，仅靠常规油气藏难以满足能源需求，加大非常规油气藏的勘探开发力度已成为解决中国能源需求问题的重要手段(邹才能等，2018)。2022年11月，綦江页岩气田提交探明储量1459.68×10$^8$ m$^3$，展现出巨大的勘探开发潜力(胡东风等，2023)，但是该气田中的丁山−东溪区块(地区)五峰组—龙马溪组页岩气储层不同水平井间的压裂改造效果差异显著，制约了整体开发效益。相关研究发现，现今地应力场对压裂改造效果起控制作用(徐珂等，2020；韦世明等，2022；宿航等，2024；何建华等，2025)。丁山−东溪地区经历了多期构造运动，构造特征复杂，不同构造部分现今地应力状态差异较大，而地应力场分布特征尚不明确。

因此，明确现今地应力状态及其分布规律，对进一步支撑丁山−东溪地区龙马溪组一段（龙一段）页岩气的高效开发具有重要意义。

单井现今地应力的解释手段丰富多样，涵盖实验测试、测井解释等多种方式（Kurita and Fujii, 1979; 周文, 2006; Bai et al., 2018; 印兴耀等, 2018; Han et al., 2020; Bouchachi et al., 2022; Li X B et al., 2022; Liu et al., 2022; Yong et al., 2022; Ziaie et al., 2023）。然而，在开发生产过程中，亟需精细的现今地应力场平面预测结果作为支撑。当前，针对现今地应力场分布的预测，主要借助 FLAC 3D、ANSYS、ABAQUS、COMSOL、VISAGE 等地应力评价软件（王群嶷, 2009; Li, 2012; 陈世杰等, 2020; 陈鑫豪, 2023; Li Z et al., 2022）。现今地应力的方向和大小对储层中裂缝的张开度、形态以及扩展方向具有控制作用，进而直接影响页岩气井的产能（王珂等, 2017; Han et al., 2018; Chen et al., 2021; Zhang et al., 2021; Ren et al., 2022; Wang et al., 2022）。研究区现今地应力特征及其对工程改造效果的影响尚不明确，亟需开展关于现今地应力场特征及其与压裂缝体积关系的研究。

文章以丁山−东溪地区龙一段页岩储层为对象，综合实验测试、测井及微地震等多源数据，精细解释了井剖面地应力方向；结合水力压裂、声发射实验与测井资料，明确了井剖面地应力大小分布特征。在此基础上，构建了丁山−东溪地区精细化地质结构模型和非均质性岩石力学模型，以单井解释结果为约束，开展了现今地应力场三维数值模拟，明确了其分布特征。进一步分析地应力特征对压裂改造效果的影响，建立了地应力分区标准，对丁山−东溪地区现今地应力进行分区评价；最后，结合新钻井压裂改造效果监测结果，验证分区结果的适用性。

## 1 区域地质概况

丁山−东溪地区地处重庆市与贵州省交界处，横跨重庆綦江区和贵州习水县（图 1a）。构造位置上，该区位于四川盆地东南部的川东断褶带与黔北断褶带交汇处，龙马溪组构造以逆冲推覆背斜为主，主体背斜为北东向；盆内斜坡带整体稳定，局部发育多个微幅坡折带，斜坡构造末端叠加北西向断背斜（唐永等, 2018）。根据构造特征，研究区可进一步划分为 9 个构造区（图 1b）。区内主要发育与盆缘推覆和盆内盖层滑脱构造相关的北东向和北西向 2 组断裂，共计 146 条。其中，3 级断裂 3 条、4 级断裂 143 条；3 级断裂控制局部构造特征，4 级断裂主要为派生断裂（图 1c）。

研究区上奥陶统五峰组至下志留统龙一段为深水陆棚相（朱梦月等, 2017; 熊亮等, 2022）。五峰组厚约 5 m，上部发育泥灰岩、泥质灰岩等，下部发育炭质页岩；龙一段厚度为 78.4～93.0 m，为一套富有机质页岩（图 1d; 赵建华等, 2016）。目前，丁山—东溪地区已有多口龙马溪组页岩气探井，气井产能主要受控于含气性与压裂改造效果。利用已钻井完井系统试油测压数据及地震反演数据，已基本明确研究区的孔隙压力分布特征；丁山−东溪地区的压力系数介于在 0.90～1.80，整体表现为随埋深增加而增大的趋势（图 1c）。

## 2 单井现今地应力方向及大小评价

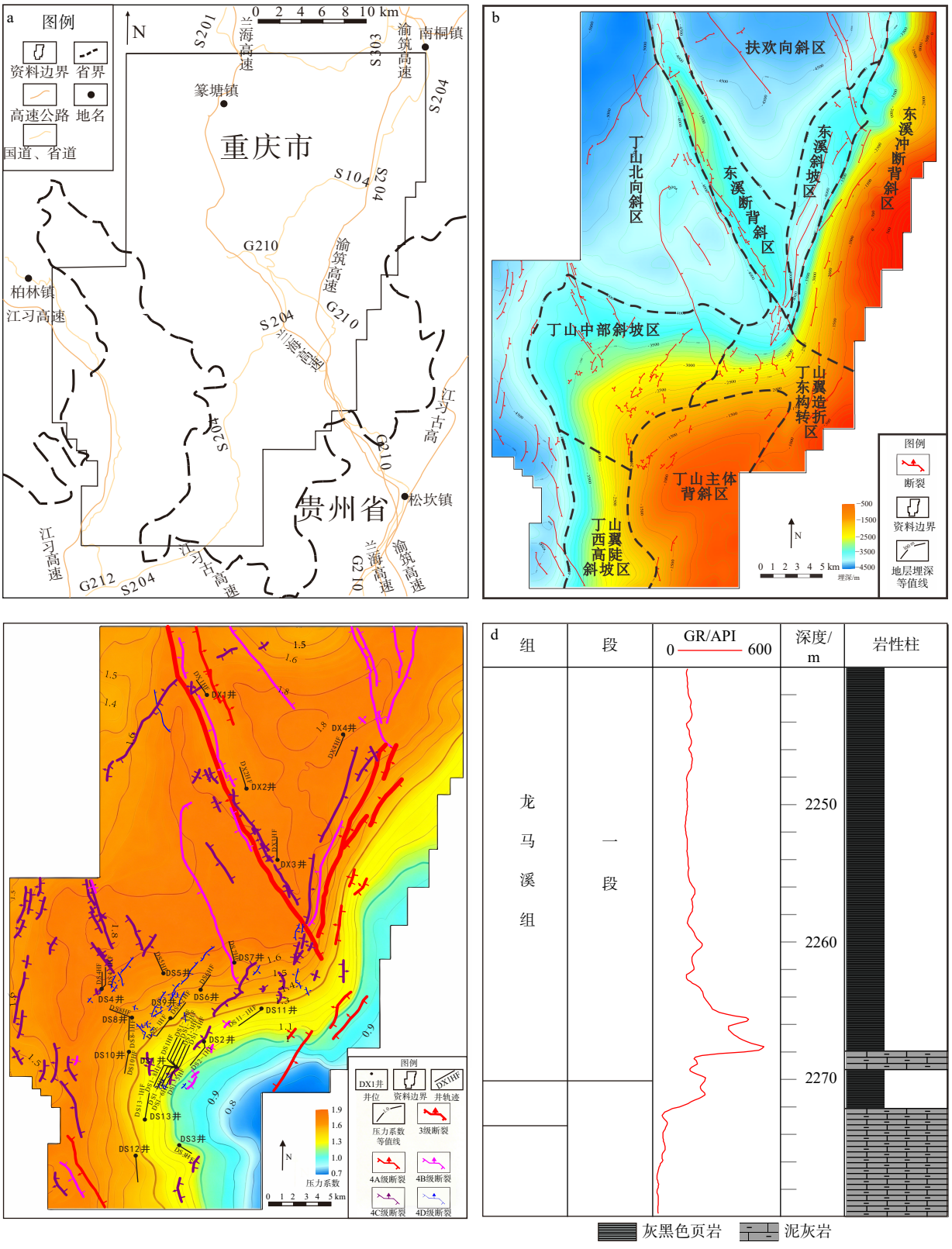
### 2.1 单井现今地应力方向评价

（1）岩芯实验

在岩芯实验中，通过古地磁实验可确定标志线与地理北极的夹角 $\beta$。为保证测试准确性，至少采用 5 个样品进行实验。通过波速各向异性实验可确定最大水平主应力方向与标志线的夹角 $\theta$，二者相加即可确定最大水平主应力方向 $\alpha$（侯守信和田国荣, 1999; Han et al., 2020）。以 DS8 井 3 小层岩芯为例，古地磁实验测得 $\beta$ 为 127.4°（图 2a），波速各向异性实验测得 $\theta$ 为 130°（图 2b），二者相加可得该小层最大水平主应力方向为 NE77.4°。各层位实验测试结果见表 1。

（2）特殊测井

成像测井、多井径测井及阵列声波测井均可用于解释并确定现今最大水平主应力方向。钻井过程中，受井周应力差异影响，井眼会出现变形甚至崩落，最大、最小水平主应力方向上会分别出现钻井诱导缝和井壁崩落（Tian et al., 2021）。DS7 井成像测井图像显示，4114.2～4139.6 m 井段发育多条应力释放诱导缝，走向为 NE 105°，即现今最大水平主应力方向为 NE 105°（图 3a）。DS9 井 3400.1～3402.3 m 井段的井壁崩落方位为 NE 10°±5°，故现今最大水平主应力方向为 NE 100°±5°（图 3b）。多井径测井通过

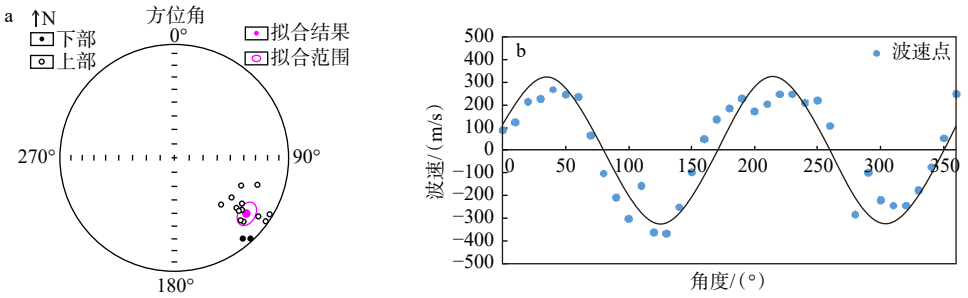



a—地理位置；b—构造分区；c—断裂与压力系数分布；d—岩性地层综合柱状图

图 1 丁山–东溪地区构造单元、压力分布及地层综合特征图

Fig. 1 Structural units, pressure distribution, and stratigraphic characteristics of the Dingshan–Dongxi area

(a) Geographic location; (b) Structural division; (c) Fault and pressure coefficient distribution; (d) Comprehensive stratigraphic column of lithology




a—古地磁实验岩芯定向图；b—波速随角度变化关系图

图 2　DS8 井龙马溪组岩芯（3810.19 m）实验结果图

Fig. 2　Core test results of the Longmaxi Formation (3810.19 m) in well DS8

(a) Schematic diagram of paleomagnetic core orientation experiment; (b) Graph of wave velocity vs. angle

**表 1　岩芯实验测试确定的现今地应力方向**

Table 1　Current in-situ stress direction interpreted from core experimental test data

| 井名 | 层位 | 深度/m | 岩芯定向方位 | 最大水平主应力方向与标志线夹角 | 最大水平主应力方向 |
|---|---|---|---|---|---|
| DS4井 | 3 | 4355.83 | NE 147.2° | 120° | NE 87.2° |
| DS4井 | 1 | 4366.02 | NE 182.4° | 70° | NE 72.4° |
| DS6井 | 3 | 3723.13 | NE 172.5° | 100° | NE 92.5° |
| DS8井 | 3 | 3810.19 | NE 127.4° | 130° | NE 77.4° |
| DS8井 | 1 | 3813.68 | NE 190.2° | 70° | NE 80.2° |
| DS9井 | 3 | 3441.24 | NE 40.9° | 50° | NE 90.9° |
| DS9井 | 3 | 3444.60 | NE105.3° | 170° | NE 95.3° |

椭圆拟合法可求得崩落椭圆长、短轴方向，井眼短轴方向即为最大水平主应力方向。以 DS1 井为例，2180.0～2205.0 m 井段短轴方向为 NE 95°±5°，因此最大水平主应力方向为 NE 95°±5°（图 3c）。同时，基于波速各向异性特征，阵列声波测井提取的快横波方位与最大水平主应力方向一致（Tang and Chunduru, 1999）。以 DS9 井为例，3400.0～3440.0 m 井段现今最大水平主应力方向相近，为 NE 90°±5°，下部沿逆时针偏转 5°（图 3d）。

（3）微地震监测

微地震监测所得的压裂缝扩展方向可用于确定现今地应力方向（孟召平等，2019）。以 DS8HF 井为例，微地震监测地震事件排列方位显示，现今最大水平主应力方向为 NE 74°～99°（图 4）。

综合岩芯实验测试、成像测井、多井径测井、阵列声波测井及微地震监测等多源数据，对丁山–东溪地区 14 口井龙一段现今地应力方向进行了解释。结果表明，同一口井不同方法解释得到的现今地应力方向基本一致（差异<10°）。区域整体应力方向为近东西向。其中，丁山主体背斜区的现今地应力方向与区域应力方向一致；丁山中部斜坡区鼻状构造两侧受构造变形影响，地应力方向相对于区域应力存在偏转，西南侧呈逆时针偏转，东北侧呈顺时针偏转；东溪断背斜区南部和东溪斜坡区受断裂影响，现今地应力方向垂直于断裂发生偏转（图 5）。

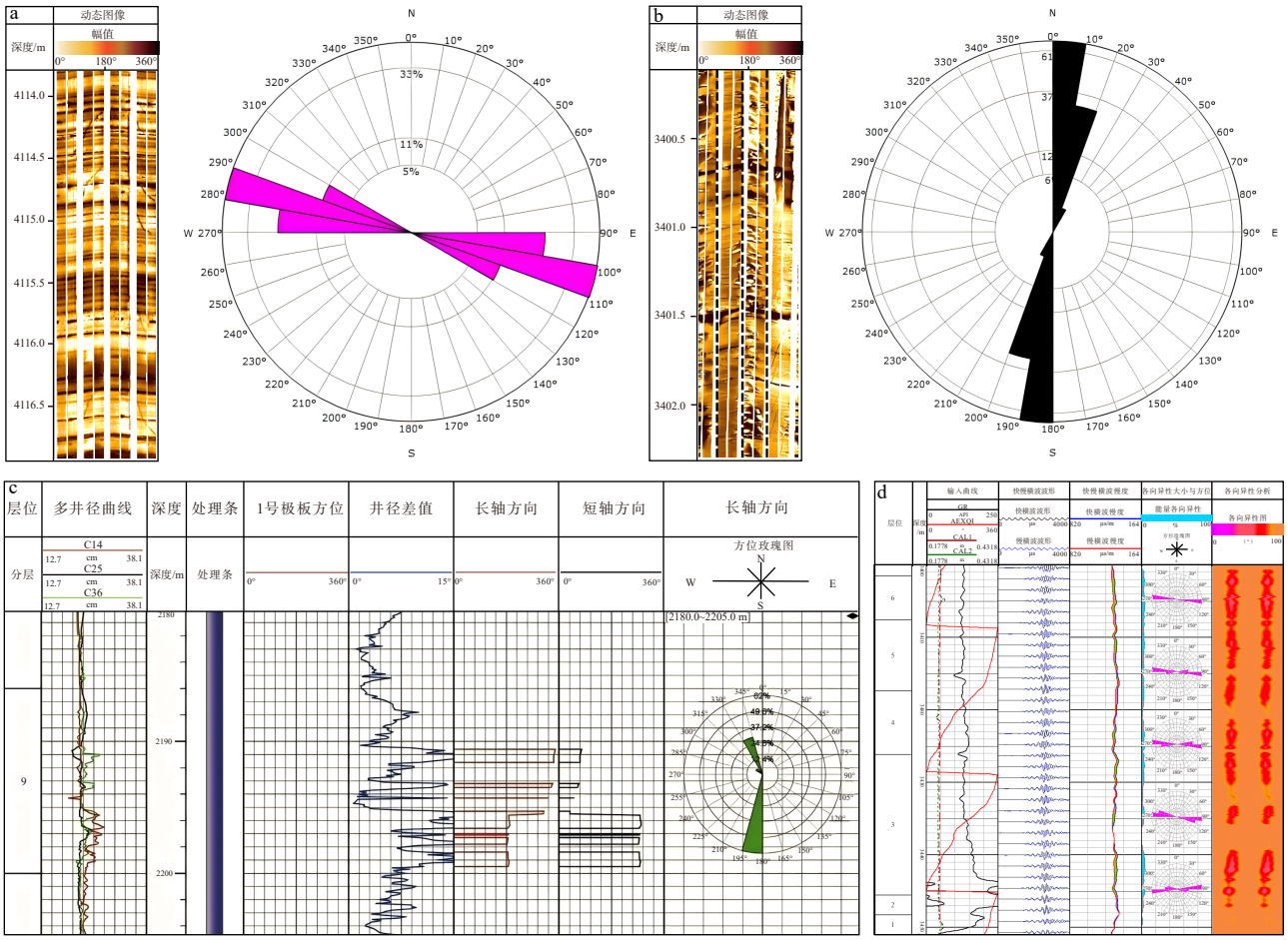
### 2.2　单井现今地应力大小评价

（1）水力压裂资料

基于压裂施工曲线关键节点的压力值，可由瞬时停泵压力确定最小主应力。若水力压裂监测压力为井口压力，需加上液柱压力换算成地下压力。丁山–东溪地区龙一段 4 口井靠近 a 靶点 5 段的水力压裂解释现今地应力大小结果见表 2。

（2）声发射实验

声发射实验基于 Kaiser 效应，通过岩石的声发射信号测量其先前受到的最大应力。根据声发射信号到达时间、振铃计数和累计能量之间的关系，获取突变的声发射信号点，从而确定 Kaiser 效应点。根据 0°、45°、90°和垂直方向 4 个岩芯样品在 Kaiser 效应点对应的应力值，计算实验样品的三向主应力，计算公式为（李彦兴等，2009）




a—DS7 井龙马溪组(4113.8～4114.7 m)钻井诱导缝成像特征；b—DS9 井龙马溪组(3400.0～3402.2 m)井壁崩落成像特征；c—DS1 井龙马溪组(2180.0～2205.0 m)崩落椭圆拟合；d—DS9HF 井龙马溪组(3400.0～3450.9 m)阵列声波各向异性

图 3 基于三种测井方法的现今地应力方向解释结果

Fig. 3 Current in-situ stress direction interpreted from three logging methods

(a) Drilling-induced fractures of the Longmaxi Formation (4113.8–4114.7 m) in well DS7; (b) Borehole breakout of the Longmaxi Formation (3400.5–3402.2 m) in well DS9; (c) Breakout ellipse fitting of the Longmaxi Formation (2180.0–2205.0 m) in well DS1; (d) Array acoustic logging anisotropy of the Longmaxi Formation (3400.0–3450.9 m) in well DS9HF

$$\alpha_{\mathrm{v}} = \alpha_{\perp} + \alpha P_{\mathrm{p}} \tag{1}$$

$$\sigma_{\mathrm{H}} = \frac{\sigma_{0^\circ} + \sigma_{90^\circ}}{2} + \frac{\sigma_{0^\circ} - \sigma_{90^\circ}}{2}\sqrt{1+\tan^2 2\beta} + \alpha P_{\mathrm{p}} \tag{2}$$

$$\sigma_{\mathrm{h}} = \frac{\sigma_{0^\circ} + \sigma_{90^\circ}}{2} - \frac{\sigma_{0^\circ} - \sigma_{90^\circ}}{2}\sqrt{1+\tan^2 2\beta} + \alpha P_{\mathrm{p}} \tag{3}$$

$$\tan 2\beta = \frac{\sigma_{0^\circ} + \sigma_{90^\circ} - 2\sigma_{45^\circ}}{\sigma_{0^\circ} - \sigma_{90^\circ}} \tag{4}$$

式中，$\alpha_{\mathrm{v}}$—垂向主应力，MPa；$\sigma_{\mathrm{H}}$—最大水平主应力，MPa；$\sigma_{\mathrm{h}}$—最小水平主应力，MPa；$\sigma_{0^\circ}$、$\sigma_{45^\circ}$、$\sigma_{90^\circ}$和$\alpha_{\perp}$—0°、45°、90°和垂直 4 个方向的岩芯 Kaiser 效应点对应的应力值，MPa；$\alpha$—Biot 系数，无量纲；$P_{\mathrm{p}}$—地层压力，MPa，$\beta$—标志线与地理北极的夹角，(°)。

由于岩芯在地质历史时期受到多期构造应力作用，声发射实验可能检测到多个 Kaiser 效应点。不同序列的 Kaiser 点计算得到的构造应力值存在显著差异，分别对应不同期次的构造应力事件。借助水力压裂方法标定的现今地应力梯度，可判断出反映现今地应力的 Kaiser 点。以 DS9 井为例，共监测到 4 个 Kaiser 效应点，通过公式计算出各点对应的三向应力梯度，并与水力压裂资料解释的现今地应力大小梯度结果进行对比，最终选择第 3 个 Kaiser 效应点作为反映现今地应力大小的有效点(图 6)。研究区共测试 9 组井下样品，测试结果见表 3。

(3)测井解释法

为实现单井现今地应力大小连续解释，基于声发射实验解释结果，反演了邓金根模型中构造应力

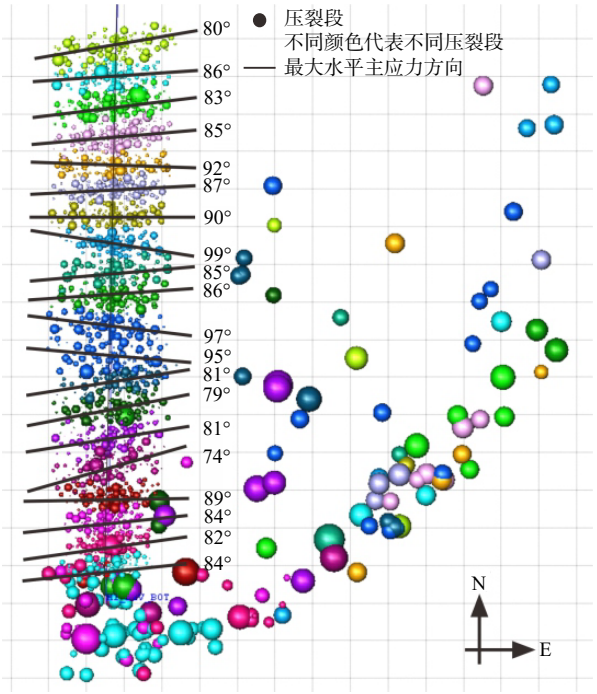



图 4　基于微地震监测的 DS8HF 井现今地应力方向解释结果

Fig. 4　Interpreted in-situ stress direction from microseismic monitoring in well DS8HF

系数(邓金根等, 2013)，建立了针对丁山−东溪地区龙一段现今地应力测井解释计算公式。将测井解释与实测结果对比，决定系数 $R^2$ 均不小于 0.93，均方根误差 RMSE 均不大于 4，表明解释结果具有较高可信度(图 7)。

研究区最大、最小水平主应力值分别为 74.40～125.00 MPa 和 58.00～106.00 MPa；三向应力整体呈现出最大水平主应力>垂向主应力>最小水平主应力的走滑应力状态(图 8)。现今地应力大小整体受埋深控制，东溪地区应力较丁山地区高出约 15 MPa；丁山主体背斜区因构造抬升且受构造变形派生拉张应力影响，现今地应力较小；丁山中部斜坡区呈现随埋深增加地应力逐渐增大的特征。断裂附近的井点应力减小，减小幅度受断裂级次和距断裂距离影响。

## 3　现今地应力场分布特征数值模拟研究

### 3.1　现今地应力场数值模拟

为刻画丁山−东溪地区龙马溪组页岩的主要开发层系——龙一段 1—3 小层的现今地应力场分布特征，开展了精细建模研究。首先，基于地震反演的构造数据体和钻井各小层分层数据，建立研究区地质结构模型，并对其进行网格剖分。为考虑上覆岩层影响，地质模型构建时纳入了 4 小层和 5 小层。其次，选取研究区内控制局部构造的 3 级断裂以及断距、延伸长度较大的 4 级断裂共 36 条，根据地震反演的断裂形态，并结合断裂带宽度取值图版，实现不同级次断裂建模。同时，为精确预测断裂附近的地应力特征，对断裂附近网格进行了局部加密(图 9)。

岩石力学参数赋值时，断裂通常被视为“软弱区”，其弹性模量通常为正常地层的 50%～70%(王伟峰, 2016; 邓乃尔等, 2025)。为此，该研究对储层与断裂的岩石力学参数分别进行赋值。在三维地震反演的弹性参数和单井岩石力学解释结果的双重约束下，采用随机模拟方法对研究区储层各层岩石力学参数进行赋值(图 10)。根据断裂形成期次差异，将研究区中大型断裂分为 2 类：一类为喜山期断裂或燕山晚期形成且后期复活的断裂；另一类为燕山期形成且后期活动较弱的断裂。一般而言，形成时期晚或断层带未愈合的断层更为软弱，表现为弹性模量低、泊松比高。采用基于应变能理论建立的含裂缝岩石的等效弹性参数赋值技术(翁剑桥等, 2020)，分别完成 2 类断裂内部岩石力学参数赋值(表 4)。之后，根据研究区单井解释的地应力大小及方向，设置应力加载条件(表 5)。通过快速应力边界法(S-B 法)实现应力加载，即在初始应力场生成时，模型不设置速度边界条件，而是根据现今地应力场的分布情况在模型外表面施加应力。该应力转化为模型外表面任一单元节点所受的节点力，其关系如下(李仲奎, 2002; 王园园, 2021)：

$$\sigma_A=\sum_{i=1}^{n}F_i \tag{5}$$

式中，$\sigma_A$—加载在该单元表面上的应力，MPa；$A$—单元表面积，m²；$F_i$—第 $i$ 个单元节点所受的节点力，MPa；$n$—该单元的节点数量。

### 3.2　现今地应力场数值模拟结果校验

为验证模拟结果的可靠性，将丁山−东溪地区龙一段 1—5 小层现今地应力场的模拟结果与多源数据解释成果进行对比。其中，地应力方向的验证基于研究区 14 口井的岩芯实验、成像测井、多井径测井、阵列声波测井及微地震监测等多源数据；地应力大小的验证则参考水力压裂资料和声发射实

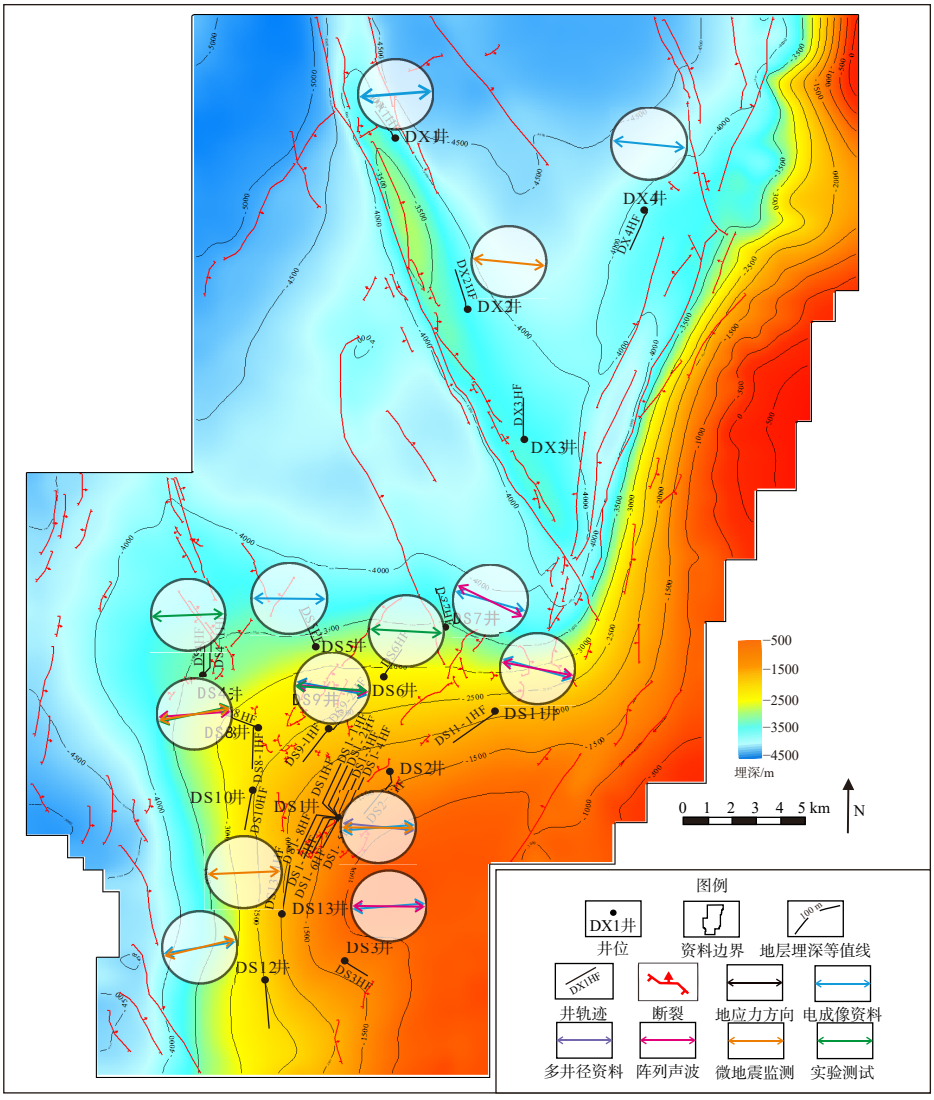



图 5 丁山−东溪地区龙一段 1—4 小层关键井的地应力方向分布特征

Fig. 5 Distribution characteristics of in-situ stress direction in key wells of layers 1–4, first member of the Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area

**表 2 基于水压致裂的丁山−东溪地区现今地应力大小解释结果**

Table 2 In-situ stress magnitude determined by hydraulic fracturing method in the Dingshan–Dongxi area

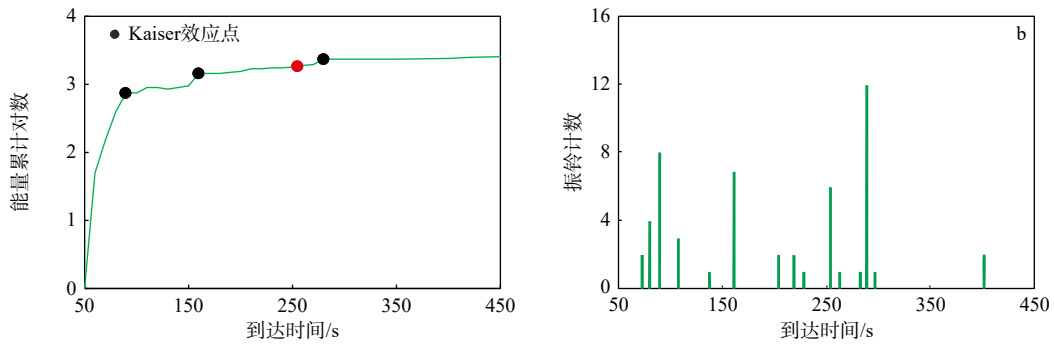
| 井名 | 垂深/m | 瞬时停泵压力/MPa | 最小主应力/MPa |
|---|---|---|---|
| DS1-6HF | 2335.70 | 43.79 | 63.64 |
| DS1-2HF | 2609.33 | 42.19 | 64.37 |
| DS8-1HF | 3777.00 | 50.64 | 82.74 |
| DS6-1HF | 3399.68 | 38.36 | 67.26 |

验解释结果(图 11)。对比结果显示,决定系数 $R^2$ 均不低于 0.85,均方根误差 RMSE 均不大于 6,表明模型具有较高的解释能力和较低的预测误差,预测结果可信度较高,可用于分析预测目标层段的现今地应力场分布特征。

### 3.3 现今地应力场分布特征

丁山−东溪地区龙马溪组页岩主要开发层系——龙一段 3 小层的现今地应力方向整体为东西向,与区域应力场方向一致。但在大型断裂带附近、断裂夹持部位、鼻梁褶皱带附近和构造转折部位,地应力方向存在明显偏转(图 12)。断裂附近现今地应力方向偏转主要受控于断裂级次和形成期次。其中,3 级断裂对地应力方向的影响范围约为 800 m,最大偏转角度约为 60°;4 级断裂的影响范围约为 600～700 m,最大偏转角度约为 40°。同级断裂中,喜山期断裂或燕山晚期形成且后期复活的断裂,其对地应力方向的影响范围和偏转幅度普遍大于燕山期形成且后期活动较弱的断裂。

该层段最大水平主应力、最小水平主应力和垂




红色 Kaiser 效应点为反映现今地应力大小的有效点

a—到达时间与能量累计关系；b—到达时间与振铃计数关系

图 6　DS9 井声发射实验曲线图

Fig. 6　Acoustic emission test curves of well DS9

(a) Relationship between arrival time and cumulative energy; (b) Relationship between arrival time and ring count

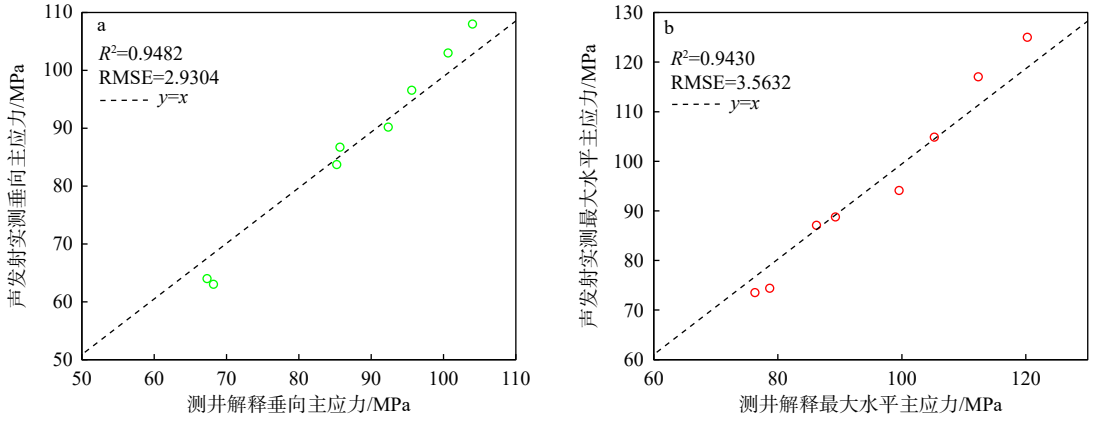
The red Kaiser effect point are the effective point reflecting the current in-situ stress magnitude

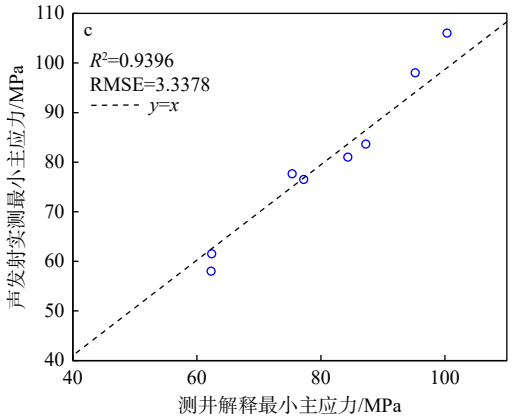
**表 3　基于声发射实验的丁山–东溪地区龙马溪组龙一段现今地应力大小**

Table 3　Current in-situ stress magnitude of the first member of the Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area determined by acoustic emission tests

| 井名 | 深度/m | 层号 | 垂向主应力/MPa | 最大水平主应力/MPa | 最小水平主应力/MPa |
|---|---|---|---|---|---|
| DS9井 | 3441.24 | 3 | 83.69 | 88.77 | 76.49 |
| DS9井 | 3444.60 | 3 | 86.70 | 87.07 | 81.00 |
| DS9井 | 3449.02 | 1 | 90.18 | 94.09 | 83.62 |
| DS9井 | 3451.34 | 1 | 94.56 | 104.87 | 77.66 |
| DS4HF井 | 4395.00 | 3 | 108.00 | 125.00 | 106.00 |
| DS6HF井 | 3966.00 | 3 | 103.00 | 117.00 | 98.00 |
| DS3HF井 | 2180.00 | 3 | 63.00 | 74.40 | 58.00 |
| DS1-3HF井 | 2413.50 | 3 | 64.00 | 73.50 | 61.50 |

向主应力分别为 58.4～167.0 MPa、38.6～135.4 MPa 和 54.7～148.2 MPa，其空间分布整体受埋深控制，呈现东南部低、西北部高的特征。分区域来看，丁山地区三向应力分别为 55～167 MPa、37～136 MPa 和 54～130 MPa；东溪地区则分别为 80～130 MPa、60～100 MPa 和 60～100 MPa；重点布井区域的的对应值分别为 60～120 MPa、40～100 MPa 和 50～100 MPa。断裂带周边存在显著的应力减小现象，且距断裂越近，应力值减小的幅度越大（图 13）。断裂构造对应力大小的作用范围及减小幅度同样受断裂级次与形成期次的双重控制：3 级断裂的影响半径约为 800 m，最大水平主应力的最大减小幅度约为 22 MPa；4 级断裂的影响范围收缩至 600～700 m，相应减小幅度约为 18 MPa。同级断裂中，喜山期断裂或燕山晚期形成且后期复活的断裂，其对地应力场的影响范围更广、减小幅度更大。此外，受构造变形过程中派生的拉张应力作用，丁山主体背斜区域地应力较小，其减小幅度与褶皱构造的变形强度有关。






a—垂向主应力；b—最大水平主应力；c—最小水平主应力

图 7 DS9 井地应力大小测井解释与声发射测试结果交会图

Fig. 7 Cross-plot of logging interpretation and acoustic emission test results for in-situ stress magnitude in well DS9

(a) Vertical principal stress; (b) Maximum horizontal principal stress; (c) Minimum horizontal principal stress

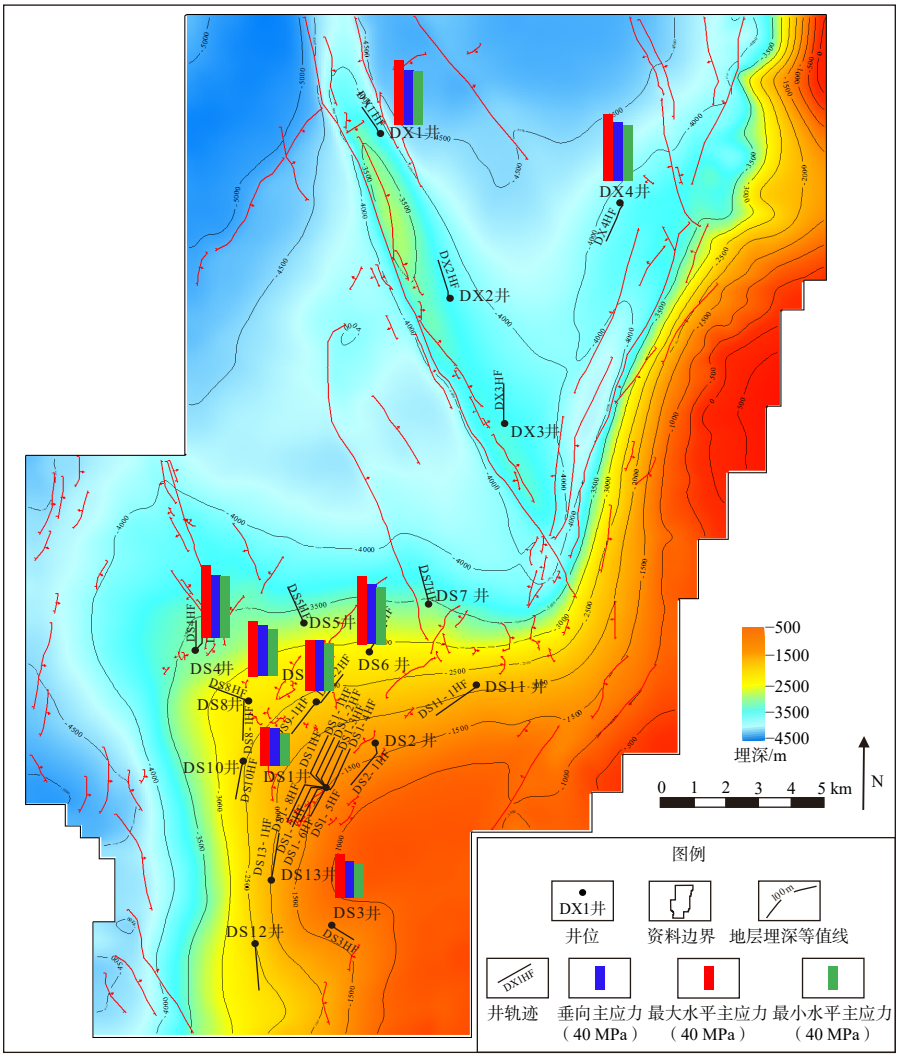
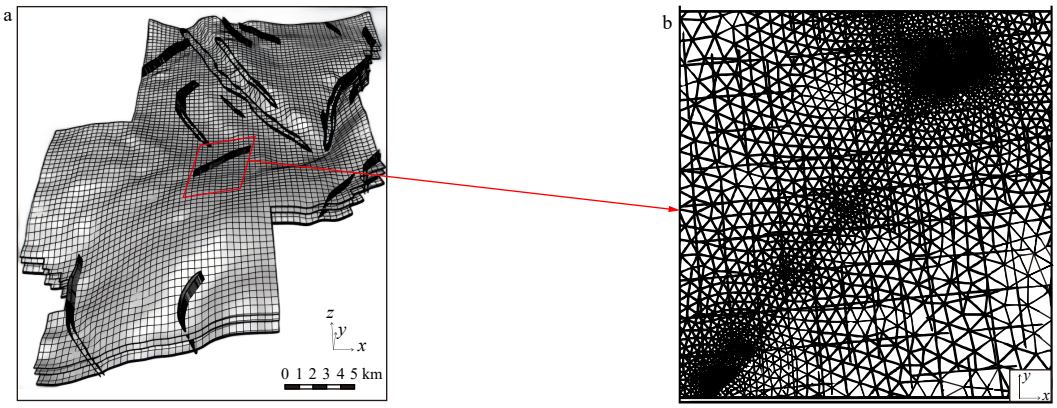



图 8 丁山–东溪地区龙一段关键井现今地应力大小分布特征

Fig. 8 Distribution characteristics of current in-situ stress magnitude of key wells in the first member of the Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area

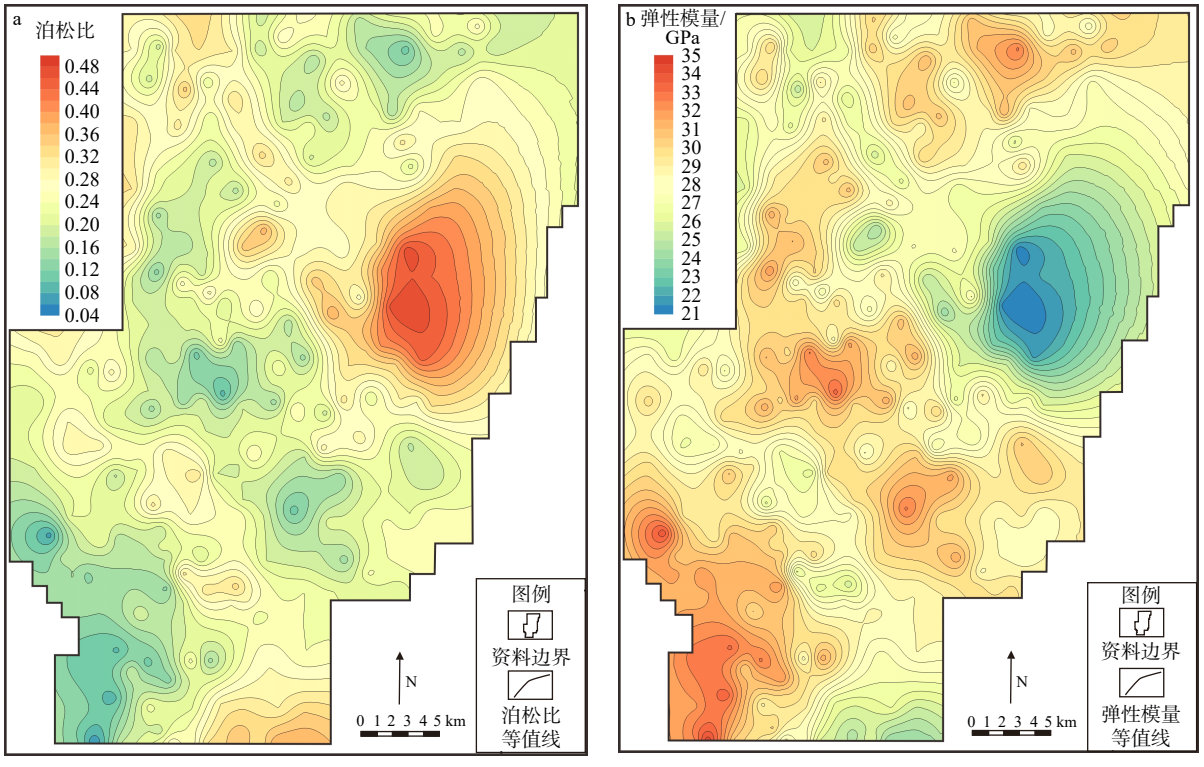



a—网格自适应加密技术示意图；b—加密网格对比图

图 9　地应力场模拟网格模型

Fig. 9　Grid model for in-situ stress field simulation

(a) Schematic diagram of adaptive mesh refinement; (b) Comparison diagram of refined meshes




a—泊松比；b—弹性模量

图 10　丁山—东溪地区龙一段 1 小层弹性参数分布图

Fig. 10　Distribution of elastic parameters in layer 1 of the first member of the Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area

(a) Poisson's ratio; (b) Elastic modulus

**表 4　丁山–东溪地区不同期次断裂内岩石力学参数赋值表**

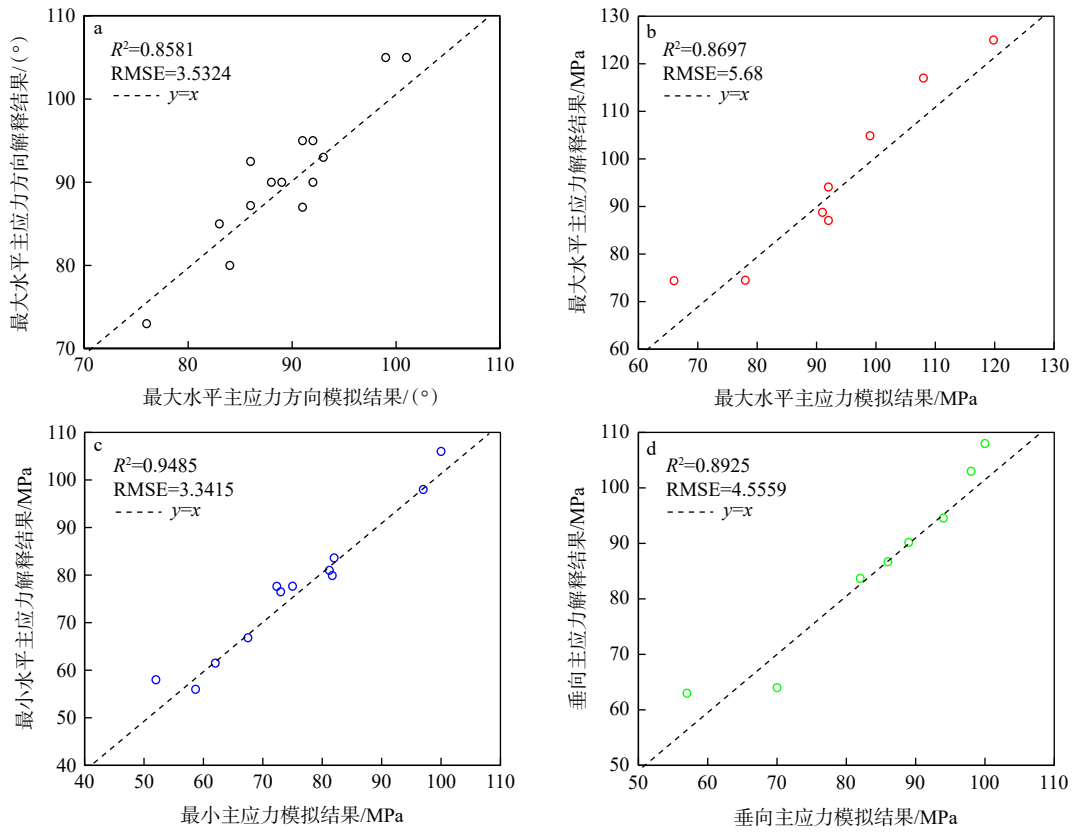
Table 4　Rock mechanical parameters for faults of different stages, Dingshan–Dongxi area

| 断裂分期 | 弹性模量/GPa | 泊松比 | 内摩擦力/MPa | 内摩擦角/(°) | 抗拉强度/MPa |
|---|---|---|---|---|---|
| 喜山期断裂或燕山晚期形成且后期复活断裂 | 6.586 | 0.34 | 5.02 | 15.52 | 2.69 |
| 燕山期形成且后期活动较弱断裂 | 11.235 | 0.30 | 9.35 | 24.89 | 5.98 |

表 5 丁山−东溪地区应力加载情况表

Table 5 Stress loading conditions in the Dingshan–Dongxi area

| 垂向主应力/MPa | 垂向主应力梯度/(MPa/100 m) | 最大水平主应力/MPa | 最大主应力梯度/(MPa/100 m) | 最小水平主应力/MPa | 最小主应力梯度/(MPa/100 m) | 最大主应力方向/(°) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 86.64 | 2.61 | 92.41 | 2.90 | 77.50 | 2.42 | 85 |




a—最大水平主应力方向；b—最大水平主应力大小；c—最小水平主应力大小；d—垂向主应力大小

图 11 丁山−东溪地区现今地应力模拟结果与解释结果交会图

Fig. 11 Cross-plot of simulation and interpretation results for current in-situ stress in the Dingshan–Dongxi area

(a) Maximum horizontal principal stress direction; (b) Maximum horizontal principal stress magnitude; (c) Minimum horizontal principal stress magnitude; (d) Vertical principal stress

该层段水平两向应力差数值为 5～30 MPa，其空间分布同样呈现东南部低、西北部较高的总体态势。在埋深超过 3500 m 的区域，水平两向应力差值显著增大，普遍大于 25 MPa。断裂带附近的水平应力差明显增大，且距离断裂越近，差值越大(图 14)。断裂对水平两向应力差的作用范围与影响幅度亦受断裂级次和断裂形成期次的双重控制：3 级断裂的影响范围约为 800 m，最大增幅约为 21 MPa；4 级断裂的影响范围约为 600～700 m，最大增幅约为 16 MPa。同级断裂中，喜山期断裂或燕山晚期形成且后期复活的断裂，对水平应力差的影响范围更广、作用强度更大。此外，受构造变形过程中派生的拉张应力作用，丁山主体背斜区域的水平两向应力差相对较小，其减小幅度与褶皱变形的强度相关。

## 4 应力状态分区及验证

### 4.1 应力状态分区

对比研究区微地震监测井各压裂段的改造体积(气泡大小)随最小水平主应力和水平两向应力差的变化特征(图 15)发现，压裂改造体积随最小水平主应力和水平两向应力差的增大而减小，且水平两向应力差对压裂改造效果的影响较最小水平主应力更为显著。当最小水平主应力大于 80 MPa 且两向应力差小于 20 MPa 时，气泡最大，即压裂改造

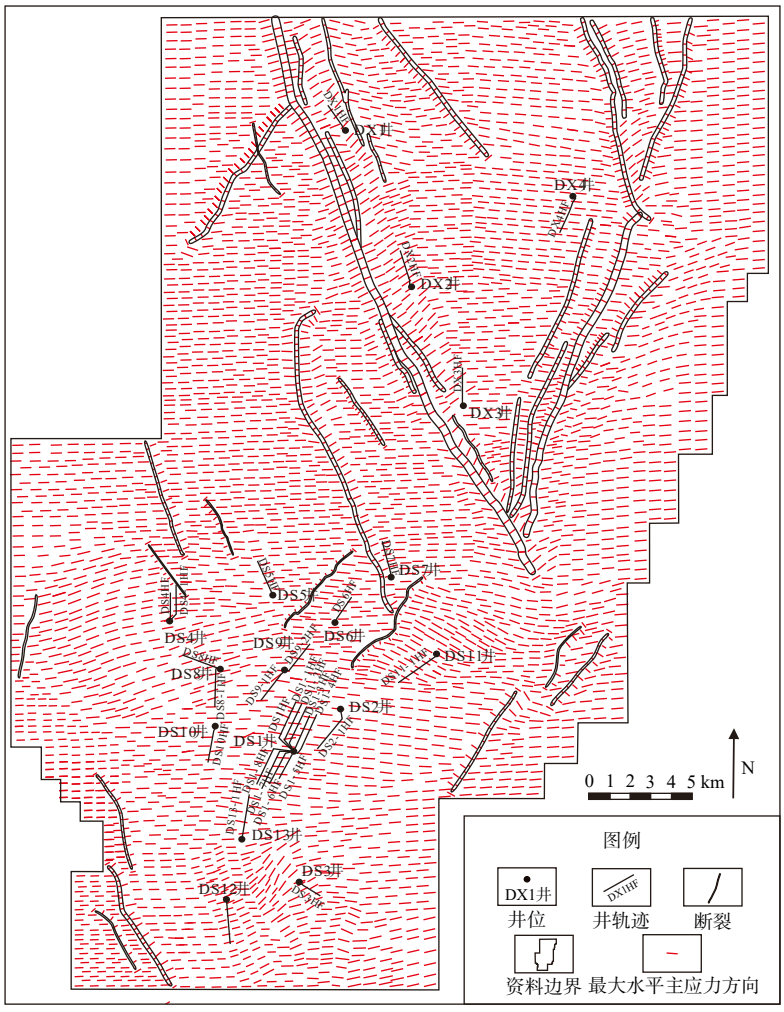
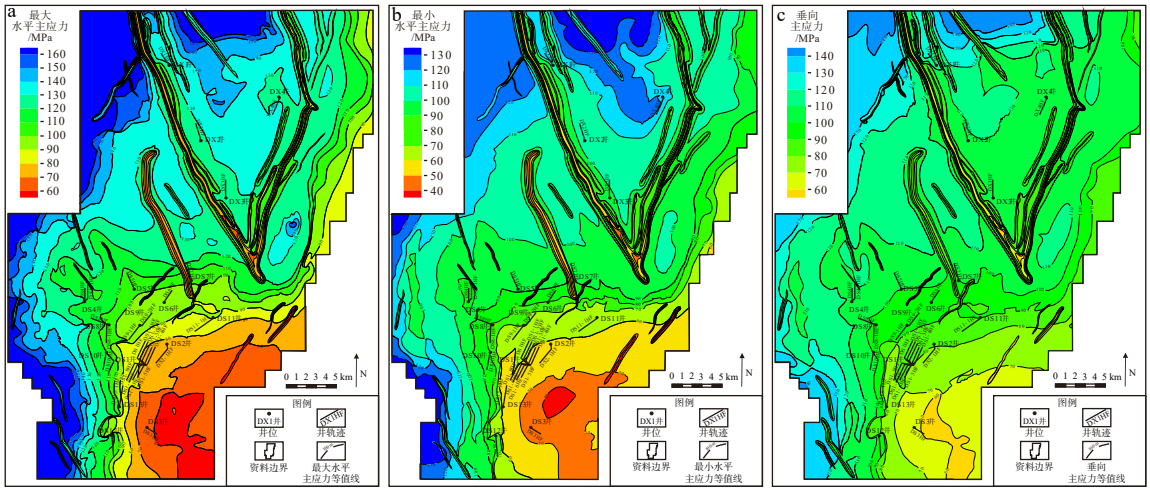



图 12　丁山—东溪地区龙一段 3 小层最大水平主应力分布图

Fig. 12　Distribution map of maximum horizontal principal stress in layer 3 of the first member, Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area




a—最大水平主应力；b—最小水平主应力；c—垂向主应力

图 13　丁山–东溪地区龙一段 3 小层应力大小分布图

Fig. 13　Distribution map of in-situ stress magnitude in layer 3 of the first member, Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area

(a) Maximum horizontal principal stress; (b) Minimum horizontal principal stress; (c) Vertical principal stress

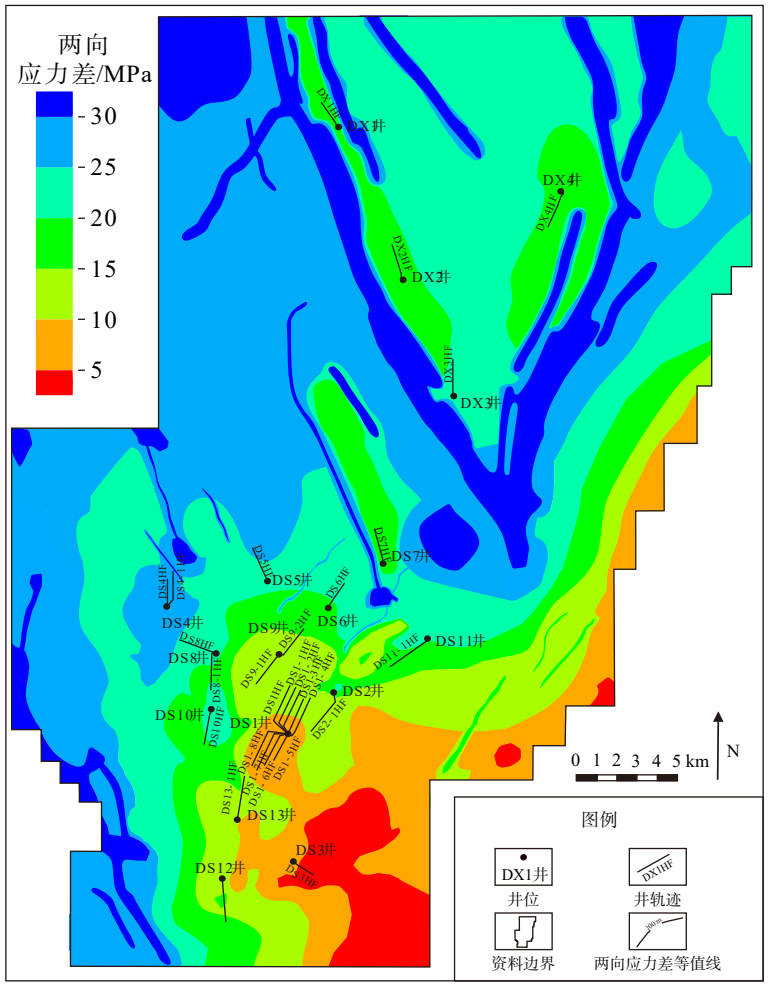
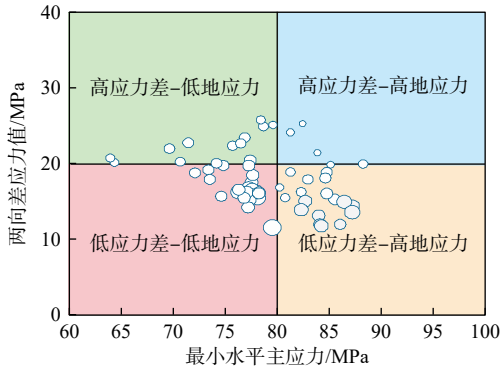



图 14 丁山—东溪地区龙一段 3 小层水平两向应力差分布图

Fig. 14 Distribution of horizontal stress difference in layer 3 of the first member, Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area




气泡大小表示压裂改造体积

图 15 应力分区准则示意图

Fig. 15 Diagram of stress zoning criteria

The size of the bubbles indicates the simulated volume.

体积最大；当最小水平主应力大于 80 MPa 且两向应力差大于 20 MPa 时，压裂改造体积最小。因此，以最小水平主应力 80 MPa 和水平两向应力差 20 MPa 为阈值，将丁山–东溪地区龙马溪组页岩的地应力状态由好到差分为 4 类：低应力差–低地应力区、低应力差–高地应力区、高应力差–低地应力区和高应力差–高地应力区（图 15）。

基于地应力模拟结果与上述分区标准，对丁山–东溪地区龙一段 3 小层进行应力分区（图 16）。其中，有利于压裂改造的低应力差–低地应力区主要分布在丁山中部缓斜坡区构造高部位、东溪斜坡区及东溪断背斜区北部；较有利于压裂改造的低应力差–高地应力区主要分布在丁山主体背斜区和丁山东翼构造转折区东南部，压裂改造条件较差的高应力差–低地应力区主要分布在丁山中部缓斜坡区东部、丁山西翼高陡斜坡区、东溪冲断背斜区和断裂带附近；而不利于压裂改造的高应力差–高地应力区主要分布在埋深>4000 m 的区域。

### 4.2 应力状态分区验证

为验证上述应力分区结果是否适用于后续的

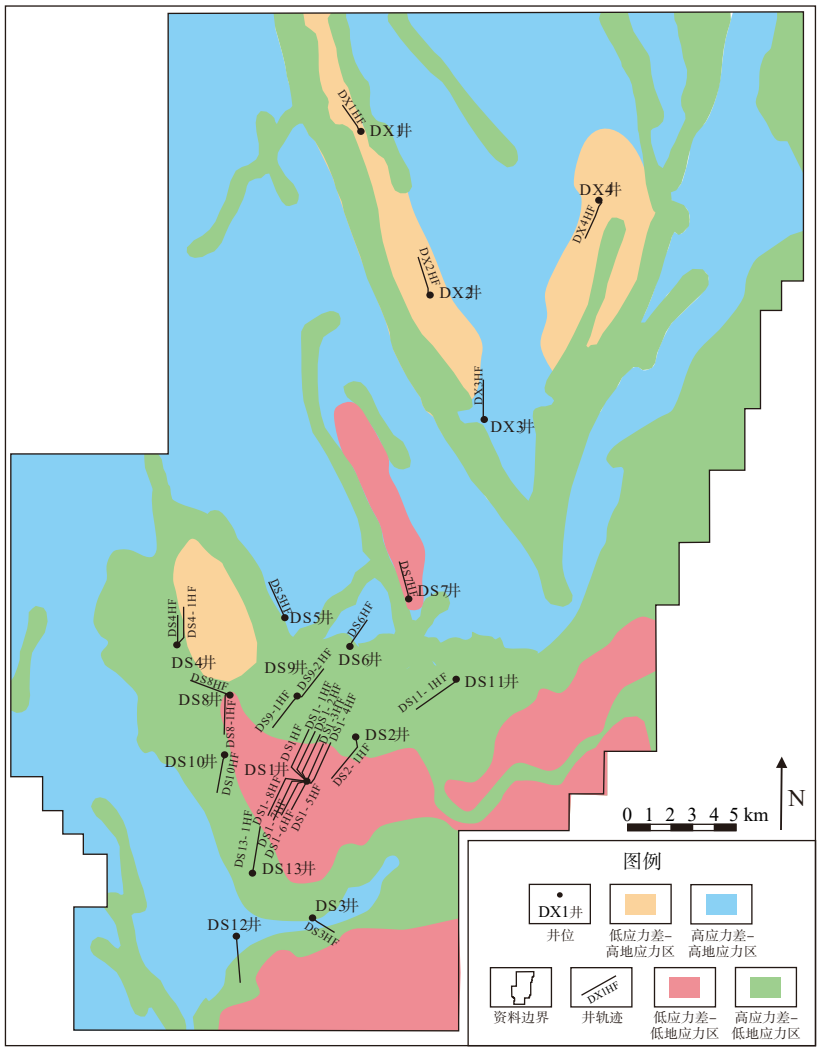



图 16　丁山–东溪地区龙一段 3 小层应力分区结果图

Fig. 16　Stress zoning result in layer 3 of the first member, Longmaxi Formation, Dingshan–Dongxi area

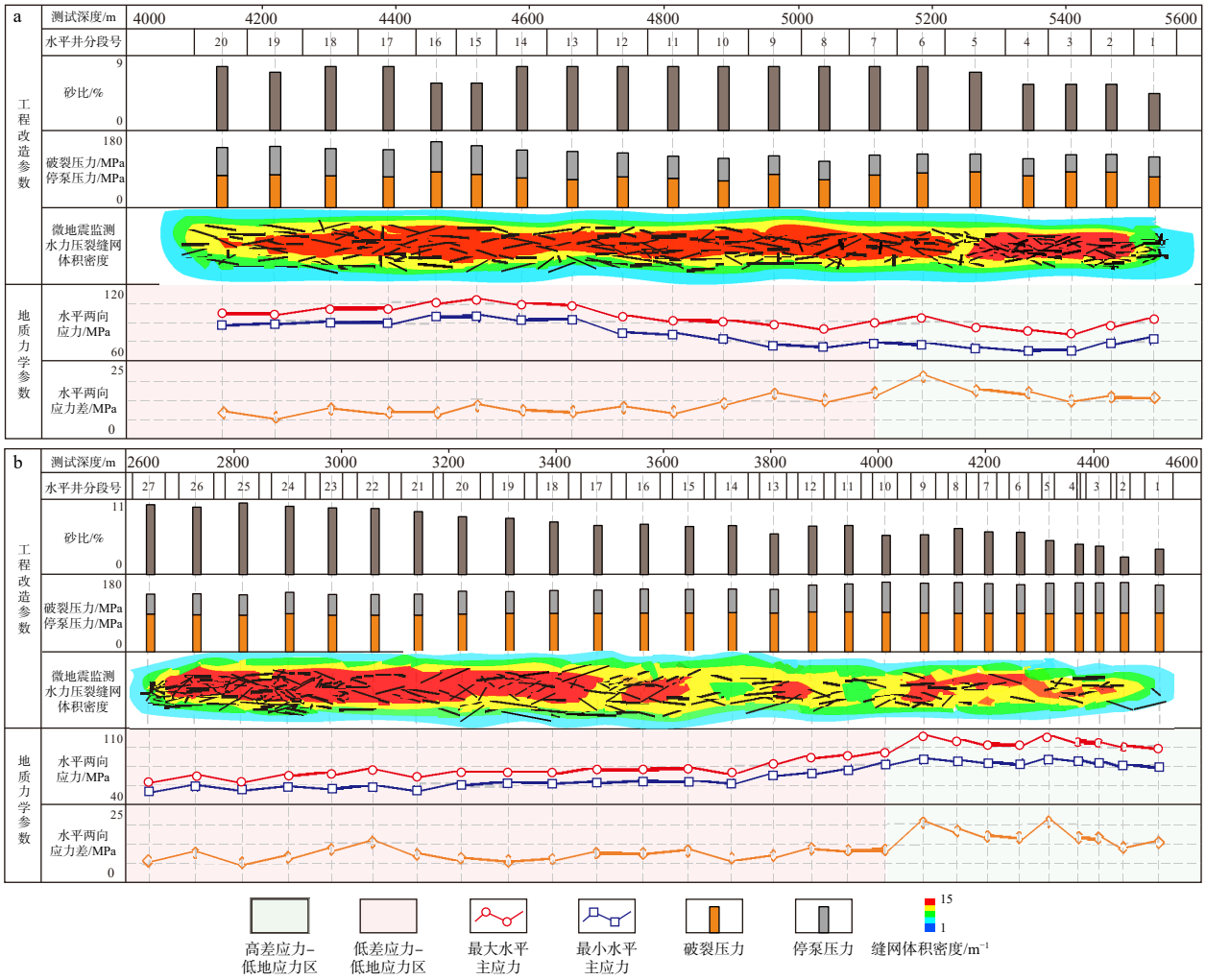
井位及井轨迹部署，并实现有效的压裂改造，采用新钻井 DS1-2HF 井和 DS8-1HF 井的工程监测数据，对各段的压裂改造效果与应力分区结果进行验证。如图 17 所示，位于低应力差–低地应力区的 DS1-2HF 井第 11—27 段和 DS8-1HF 井第 8—20 段，压裂改造体积均较大；而位于高应力差–低地应力区的 DS1-2HF 井第 1—10 段和 DS8-1HF 井第 1—7 段，压裂改造体积明显减小。上述对比结果表明，地应力分区评价结果可有效支撑后续井位及井轨迹部署。

## 5　结论

（1）区域应力方向为近东西向，丁山主体背斜区的现今地应力方向与之一致。丁山中部斜坡区鼻状构造两侧受构造变形影响，地应力方向发生偏转：西南侧逆时针偏转，东北侧顺时针偏转。东溪断背斜区南部及东溪缓坡区受断裂影响，现今地应力方向垂直于断裂发生偏转，偏转程度主要受控于断裂级次和形成期次。

（2）龙一段 3 小层最大水平主应力、最小水平主应力及垂向主应力范围分别为 58.4～167.0 MPa、38.6～135.4 MPa 和 54.7～148.2 MPa，水平两向应力差为 5～30 MPa。地应力大小和水平两向应力差整体受控于埋深，构造变形高部位地应力及水平两向应力差均呈减小趋势。断裂附近地应力减小、水平两向应力差增大，其影响范围与幅度与断裂级次及形成期次相关。同级断裂中，喜山期断裂或燕山晚期形成且后期复活的断裂，对地应力大小的影响范围和强度更大。

（3）压裂改造体积随最小水平主应力和水平两




a—DS8-1HF 井; b—DS1-2HF 井

图 17 单井压裂改造效果与应力状态对应关系图

Fig. 17 Correspondence diagram between single-well fracturing stimulation effect and stress state

(a) Well DS8-1HF; (b) Well DS1-2HF

向应力差的增大而减小。以最小水平主应力 80 MPa 和水平两向应力差 20 MPa 为阈值，将丁山–东溪地区龙马溪组页岩的地应力状态由好到差分为低应力差–低地应力区、低应力差–高地应力区、高应力差–低地应力区和高应力差–高地应力区 4 类。其中，有利于压裂改造的低应力差–低地应力区主要分布在丁山中部缓斜坡区构造高部位、东溪斜坡区和东溪断背斜区北部。新钻井压裂改造体积与分区结果有较好的对应关系，表明地应力分区评价结果可有效支撑后续井位及井轨迹部署。

**作者贡献声明：** 马顺婷、李瑞雪负责论文构思、研究实施、数据分析和论文写作；陈鑫豪参与数据分析和实验研究；杜奕霏、杨鸿参与数据分析和图件修改；邓虎成、何建华、魏力民提供技术及材料支持。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

**Author's Contributions:** MA Shunting and LI Ruixue conceived the study, conducted the research, performed data analysis, and drafted the manuscript; CHEN Xinhao participated in data analysis and experimental research; DU Yifei and YANG Hong were involved in data analysis and figure modification; DENG Hucheng, HE Jianhua and WEI Limin provided technical and material support. All authors have read and approved the submission and publication of the manuscript.

**利益冲突声明：** 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

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

## References

BAI X, ZHANG D M, WANG H, et al., 2018. A novel *in situ* stress measurement method based on acoustic emission Kaiser effect: a theoretical and experimental study[J]. Royal Society Open Science, 5(10): 181263.

BOUCHACHI Y, BOUDELLA A, BOUROUIS S, et al., 2022. In-situ stress analysis of Ahnet Basin, South western Algeria: a 1D geomechanical approach[J]. Journal of African Earth Sciences, 196: 104678.

CHEN S D, TANG D Z, TAO S, et al., 2021. Implications of the in situ stress distribution for coalbed methane zonation and hydraulic fracturing in multiple seams, western Guizhou, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 204: 108755.

CHEN S J, XIAO M, CHEN J T, et al., 2020. Disturbance law of faults to in-situ stress field directions and its inversion analysis method[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 39(7): 1434-1444. (in Chinese with English abstract)

CHEN X H, 2023. Evaluation and engineering application of current in-situ stress for shale reservoir of Longmaxi Formation in Dingshan-Dongxi area[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology. (in Chinese with English abstract)

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

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)

HAN Y N, FENG Y C, LI X R, et al., 2020. Evaluation of in-situ stress orientation: a laboratory approach combining paleomagnetic test and acoustic anisotropy test[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 195: 107870.

HAN Z H, ZHOU J, ZHANG L Q, 2018. Influence of grain size heterogeneity and in-situ stress on the hydraulic fracturing process by PFC2D modeling[J]. Energies, 11(6): 1413.

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

HOU S X, TIAN G R, 1999. Palaeomagnetic orientation of cores and its applications for insitu stress measurements[J]. Journal of Geomechanics, 5(1): 90-96. (in Chinese with English abstract)

HU D F, WEI Z H, LIU R B, et al., 2023. Discovery of the Qijiang shale gas field in a structurally complex region on the southeastern margin of the Sichuan Basin and its implications[J]. Oil & Gas Geology, 44(6): 1418-1429. (in Chinese with English abstract)

KURITA K, FUJII N, 1979. Stress memory of crystalline rocks in acoustic emission[J]. Geophysical Research Letters, 6(1): 9-12.

LI F, 2012. Numerical simulation of 3D in-situ stress in Hailaer oil field[J]. Procedia Environmental Sciences, 12: 273-279.

LI X B, CHEN J Z, MA C D, et al., 2022. A novel in-situ stress measurement method incorporating non-oriented core ground re-orientation and acoustic emission: a case study of a deep borehole[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 152: 105079.

LI Z, LI G, YU H, et al., 2022. Fracability evaluation based on the three-dimensional geological numerical simulation of in situ stress: case study of the Longmaxi Formation in the Weirong Shale Gas Field, southwestern China[J]. Mathematical Geosciences, 54(6): 1069-1096.

LIU J G, XU B, SUN L, et al., 2022. In situ stress field in the Athabasca oil sands deposits: field measurement, stress-field modeling, and engineering implications[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 215: 110671.

MENG Z P, WANG Y H, ZHANG K, et al., 2019. Analysis of hydraulic fracturing cracks for coal reservoirs and in-situ stress direction in Southern Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 47(10): 216-222. (in Chinese with English abstract)

QIU N S, FENG Q Q, BORJIGIN T, et al., 2020. Yanshanian-Himalayan differential tectono-thermal evolution and shale gas preservation in Dingshan area, southeastern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 41(12): 1610-1622. (in Chinese with English abstract)

REN P F, WANG Q, TANG D Z, et al., 2022. In situ stress–coal structure relationship and its influence on hydraulic fracturing: a case study in Zhengzhuang Area in Qinshui Basin, China[J]. Natural Resources Research, 31(3): 1621-1646.

SU H, LI R X, DENG H C, et al., 2024. Comprehensive evaluation of geological and engineering factors affecting fracturing effectiveness in tight sandstone reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 46(6): 1349-1361. (in Chinese with English abstract)

TANG X M, CHUNDURU R K, 1999. Simultaneous inversion of formation shear-wave anisotropy parameters from cross-dipole acoustic-array waveform data[J]. Geophysics, 64(5): 1502-1511.

TANG Y, ZHOU L F, CHEN K Q, et al., 2018. Analysis of tectonic stress field of southeastern Sichuan and formation mechanism of tectonic deformation[J]. Geological Review, 64(1): 15-28. (in Chinese with English abstract)

TIAN H, ZENG L B, XU X, et al., 2021. Factors influencing the in-situ stress orientations in shales: a case study of the Wufeng-Longmaxi formations in the Jiaoshiba area, southeastern Sichuan Basin, China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 94: 104110.

WANG H J, GONG W L, YUAN G X, et al., 2022. Effect of in-situ stress on hydraulic fracturing of tight sandstone based on discrete element method[J]. Energies, 15(15): 5620.

WANG K, HAN W, WANG G, et al., 2017. Effect of in-situ stress to hydraulic fracturing[J]. Coal Technology, 36(12): 130-132. (in Chinese with English abstract)

WANG Q Y, 2009. Study on 3-D stress field for Economical effective development low permeability oil and gas resources in Daqing oil field[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing). (in Chinese with English abstract)

WANG Y Y, 2021. Evaluation and application of current in-situ stress field of shale reservoir in complex tectonic area: take Long 1st Member shale in YC area as an example[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology. (in Chinese with English abstract)

WEI S M, JIN Y, KAO J W, et al. , 2022. Reservoir stress evolution and fracture optimization of infill wells during the drilling-fracturing-production

process[J]. Acta Petrolei Sinica, 43(9): 1305-1314, 1324. (in Chinese with English abstract)

WENG J Q, ZENG L B, LYU 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)

XIONG L, YANG Z H, SHEN B J, et al., 2022. Micro reservoir space characteristics and significance of deep shale gas in Wufeng-Longmaxi formations in Weirong area, South Sichuan[J]. Natural Gas Geoscience, 33(6): 860-872. (in Chinese with English abstract)

XU K, TIAN J, YANG H J, et al., 2020. Prediction of current in-situ stress filed and its application of deeply buried tight sandstone reservoir: a case study of Keshen 10 gas reservoir in Kelasu structural belt, Tarim Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 49(4): 708-720. (in Chinese with English abstract)

YIN X Y, MA N, MA Z Q, et al., 2018. Review of in-situ stress prediction technology[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 57(4): 488-504. (in Chinese with English abstract)

YONG R, WU J F, HUNG H Y, et al., 2022. Complex in situ stress states in a deep shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin, China: from field stress measurements to in situ stress modeling[J]. Marine and Petroleum Geology, 141: 105702.

ZHANG H, JU W, XU K, et al., 2021. Present-day in situ stress prediction in Bozi 3 deep sandstone reservoir, Kuqa Depression: implications for gas development[J]. Arabian Journal of Geosciences, 14(15): 1434.

ZHAO J H, JIN Z J, JIN Z K, et al., 2016. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 37(5): 572-586. (in Chinese with English abstract)

ZHOU W, 2006. The characteristics of in-situ earth stress and its application research in engineering geology of petroleum on compact reservoir in western Sichuan depression[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology. (in Chinese with English abstract)

ZHU M Y, QIN Q R, LI H, et al., 2017. Development characteristics and controlling factors of shale fractures in the Longmaxi Formation in DS area, Southeast Sichuan[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 24(6): 54-59. (in Chinese with English abstract)

ZIAIE M, FAZAELIZADEH M, TANHA A A, et al., 2023. Estimation of the horizontal in-situ stress magnitude and azimuth using previous drilling data[J]. Petroleum, 9(3): 352-363.

ZOU C N, YANG Z, HE D B, et al., 2018. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 45(4): 575-587. (in Chinese with English abstract)

Li Y X, Dong P C, 2009. In-situ stress measurement of reservoir using Kaiser effect of rock[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 28: 2802-2807. (in Chinese with English abstract)

LI Z K, DA R, JIANG Y M, 2002. Improvement of the generation of the initial stress field by using FLAC 3D and application in a huge underground cavern group[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 21: 2387-2392. (in Chinese with English abstract)

WANG W F, 2016. Analysis on the technology and application tunneling passing through fault[J]. Shandong Coal Science and Technology. (in Chinese with English abstract)

## 附中文参考文献

陈世杰，肖明，陈俊涛，等，2020. 断层对地应力场方向的扰动规律及反演分析方法[J]. 岩石力学与工程学报，39(7)：1434-1444.

陈鑫豪，2023. 丁山-东溪地区龙马溪组页岩储层现今地应力场评价与工程应用[D]. 成都：成都理工大学.

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

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.

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

侯守信，田国荣，1999. 古地磁岩心定向及其在地应力测量上的应用[J]. 地质力学学报，5(1)：90-96.

胡东风，魏志红，刘若冰，等，2023. 川东南盆缘复杂构造区綦江页岩气田的发现与启示[J]. 石油与天然气地质，44(6)：1418-1429.

李彦兴，董平川，2009. 利用岩石的Kaiser效应测定储层地应力[J]. 岩石力学与工程学报，28(S1)：2802-2807.

李仲奎，戴荣，姜逸明，2002. FLAC 3D分析中的初始应力场生成及在大型地下洞室群计算中的应用[J]. 岩石力学与工程学报，21(S2)：2387-2392.

孟召平，王宇恒，张昆，等，2019. 沁水盆地南部煤层水力压裂裂缝及地应力方向分析[J]. 煤炭科学技术，47(10)：216-222.

宿航，李瑞雪，邓虎成，等，2024. 致密砂岩储层压裂效果地质—工程影响因素评价[J]. 石油实验地质，46(6)：1349-1361.

唐永，周立夫，陈孔全，等，2018. 川东南构造应力场地质分析及构造变形成因机制讨论[J]. 地质论评，64(1)：15-28.

王珂，韩伟，王刚，等，2017. 地应力对水力压裂效果的影响[J]. 煤炭技术，36(12)：130-132.

王群嶷，2009. 大庆油田三维地应力研究与低渗油气资源经济开发[D]. 北京：中国地质大学(北京).

王伟峰，2016. 浅析煤矿掘进过断层技术及应用[J]. 山东煤炭科技(11)：39-40, 44.

王园园，2021. 复杂构造区页岩储层现今地应力场评价及应用：以YC地区龙一段页岩为例[D]. 成都：成都理工大学.

韦世明，金衍，考佳玮，等，2022. 钻井—压裂—生产全过程储层应力演化与加密井压裂优化[J]. 石油学报，43(9)：1305-1314, 1324.

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.

熊亮，杨振恒，申宝剑，等，2022. 川南威荣地区五峰组—龙马溪组深层页岩气微观储集空间发育特征及意义[J]. 天然气地球科学，33(6)：860-872.

徐珂，田军，杨海军，等，2020. 深层致密砂岩储层现今地应力场预测及应用：以塔里木盆地克拉苏构造带克深10气藏为例[J]. 中国矿业大学学报，49(4)：708-720.

印兴耀，马妮，马正乾，等，2018. 地应力预测技术的研究现状与进展[J]. 石油物探，57(4)：488-504.

赵建华，金之钧，金振奎，等，2016. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境[J]. 石油学报，37(5)：572-586.

周文，2006. 川西致密储层现今地应力场特征及石油工程地质应用研究[D]. 成都：成都理工大学.

朱梦月，秦启荣，李虎，等，2017. 川东南DS地区龙马溪组页岩裂缝发育特征及主控因素[J]. 油气地质与采收率，24(6)：54-59.

邹才能，杨智，何东博，等，2018. 常规-非常规天然气理论、技术及前景[J]. 石油勘探与开发，45(4)：575-587.