川南井研地区筇竹寺组页岩现今地应力场特征及对压裂缝的影响

马顺婷[1],李瑞雪[1,2],宿　航[1,3],王晓振[1],熊　亮[4],邓虎成[1,2],杜奕霏[1],何建华[1,2],李可赛[1,2],邢梓萌[1]

(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. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川 成都　610059;3. 中国石油西南油气田分公司川中北部采气管理处,四川 遂宁　629000;4. 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川 成都　610041)

摘要:四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩层系的油气发现,开辟了页岩气规模增储新阵地.为明确川南井研地区筇竹寺组页岩现今地应力场特征及其对压裂缝的影响,综合多源数据对井研地区筇竹寺组页岩井剖面地应力方向和大小进行了精细解释;并通过建立精细地质结构模型和非均质岩石力学模型,基于单井解释结果约束,进行三维现今地应力场分布预测模拟,明确了研究区现今地应力场分布特征及其影响因素;之后进行了水平井压裂模拟,分析了现今地应力对压裂缝扩展的影响.研究结果表明:地应力大小和水平两向应力差整体受控于埋深,纵向上受岩性影响,1,5,9号黑色页岩层应力局部增加,平面上表现出工区地应力西北、东南高,中间低的特点.断层附近地应力和水平两向应力差减小,NE向断层对地应力大小的影响较NW向断层大,且断层规模越大影响越大,而构造变形影响较弱.目的层7号层最大、最小水平主应力和垂向主应力主要为75~95,60~80和65~85 MPa,水平两向应力差主要为11~16 MPa.研究区最大水平主应力方向主要集中在N75°~90°E之间,威远背斜西南倾末端区受构造变形影响,最大水平主应力稍向逆时针方向偏转,铁山背斜区和中部夹持区受断层影响,最大水平主应力方向顺时针偏转约5°~10°,NE向断层对地应力方向影响较NW向断层大.最小水平主应力增加,裂缝缝长、缝宽、缝高和改造体积均减小;水平两向应力差增加,裂缝缝长增加,缝宽、缝高和改造体积均减小.井轨迹与最大水平主应力方向夹角较大、最小水平主应力和水平两向应力差较小时,压裂效果较好.研究成果可为页岩储层地应力研究和页岩气的高效勘探开发提供科学依据.

关键词:川南;筇竹寺组;页岩;现今地应力场;压裂模拟
中图分类号:TE 37　　**文献标志码**:A　　**文章编号**:1000-1964(2026)01-0213-19

Characteristics of in-situ stress field and its impact on hydraulic fractures in Qiongzhusi Formation shale, Jingyan area, southern Sichuan.

MA Shunting[1], LI Ruixue[1,2], SU Hang[1,3], WANG Xiaozhen[1], XIONG Liang[4], DENG Hucheng[1,2], DU Yifei[1], HE Jianhua[1,2], LI Kesai[1,2], XING Zimeng[1]

(1. College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan

收稿日期:2025-08-20　　**修回日期**:2025-10-14　　**DOI**:10.13247/j.cnki.jcumt.20250334
基金项目:国家自然科学基金项目(42072182,42404144)
第一作者:马顺婷(2000—),女,四川省宁南县人,硕士研究生.
通信作者:李瑞雪(1994—),女,山东省东营市人,副教授,硕士生导师.E-mail:liruixue19@cdut.edu.cn
引用格式:马顺婷,李瑞雪,宿　航,等.川南井研地区筇竹寺组页岩现今地应力场特征及对压裂缝的影响[J].中国矿业大学学报,2026,55(1):213-231.
MA Shunting, LI Ruixue, SU Hang, et al. Characteristics of in-situ stress field and its impact on hydraulic fractures in Qiongzhusi Formation shale, Jingyan area, southern Sichuan.[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2026, 55(1): 213-231.

610059, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. North Part of Central Sichuan Gas Production Management, PetroChina Southwest oil and Gas Field Company, Suining, Sichuan 629000, China; 4. Exploration and Development Research Institute of Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The discovery of oil and gas in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale of the Sichuan Basin has opened up a new frontier for shale gas reserve growth. To delineate the current in-situ stress characteristics of the Qiongzhusi Formation shale in the Jingyan area, southern Sichuan, and their impact on hydraulic fractures, this study conducted a detailed interpretation of in-situ stress orientation and magnitude along well profiles using integrated multi-source data. A refined geological structure model and a heterogeneous geomechanical model were constructed. Building upon the constraints provided by single-well interpretations, a 3D simulation was performed to predict the distribution of the current in-situ stress field. This clarified the distribution characteristics of in-situ stress in the study area and its influencing factors. Subsequently, horizontal well fracturing simulations were conducted to analyze the impact of current in-situ stress on fracture propagation. The main research findings are as follows. The magnitude of in-situ stress and the horizontal stress difference are primarily controlled by burial depth. Vertically, stress locally increases within the black shale-bearing layers 1, 5, and 9 due to lithological influence. Planarly, the northwestern and southeastern parts of the study area exhibit higher values, while the middle part shows lower values. In-situ stress magnitude and horizontal stress difference decrease near faults. NE-trending faults have a greater influence on stress magnitude compared to NW-trending faults. The larger the fault scale, the more pronounced the impact. Structural deformation has a relatively weak influence. For the target layer 7, the maximum horizontal principal stress, minimum horizontal principal stress, and vertical principal stress mainly range between 75—95, 60—80, and 65—85 MPa, respectively. The horizontal stress difference primarily ranges between 11—16 MPa. The orientation of the maximum horizontal principal stress in the study area is predominantly concentrated between N75°—90°E. Influenced by structural deformation, the maximum horizontal principal stress orientation slightly rotates counterclockwise in the southwestern plunging end of the Weiyuan Anticline. In the Tieshan Anticline area and the central pinch zone, the maximum horizontal principal stress orientation rotates clockwise by approximately 5°—10° due to fault influence. NE-trending faults have a greater impact on in-situ stress orientation than NW-trending faults. An increase in the minimum horizontal principal stress leads to a decrease in fracture length, width, height, and stimulated reservoir volume. An increase in the horizontal stress difference results in an increase in fracture length but a decrease in fracture width, height, and stimulated reservoir volume. Better fracturing effectiveness is achieved when the well trajectory has a larger angle with the maximum horizontal principal stress direction, and when the minimum horizontal principal stress and horizontal stress difference are relatively small. The research results can provide a reference for the study of in-situ stress in shale reservoirs and the efficient exploration and development of shale gas.

Key words: southern Sichuan; Qiongzhusi Formation; shale; current in-situ stress field; fracturing simulation

页岩气在我国能源结构中扮演关键角色[1-2]. 四川盆地及周缘地区是我国页岩气勘探开发的核心区域,其中下寒武统筇竹寺组页岩层系油气的发现,开辟了页岩气规模增储新阵地. 2015年,围

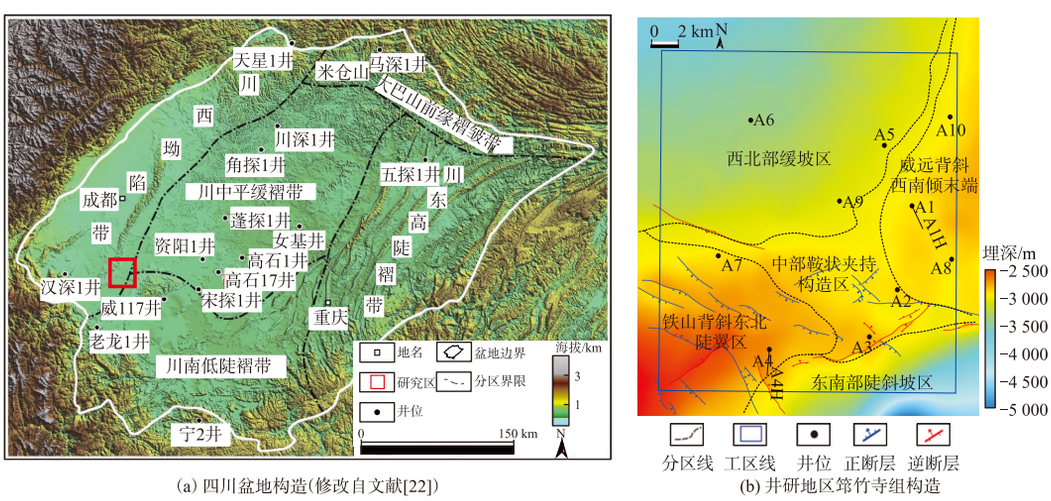
绕筇竹寺组薄层黑色页岩的勘探取得了一定成效，但由于厚度薄、产能低，未能实现商业突破．近几年来，川南井研地区作为重点勘探区，目前已有两口井筇竹寺组压裂测试获日产气 4～6 万 m^3，此外，研究区某单井获高产稳产工业气流，日产天然气 25.86 万 m^3，评价落实地质资源量 3 878 亿 m^3，开发潜力巨大[3-4]．但整体而言，目前对于川南井研地区筇竹寺组页岩层系的研究处于勘探的初步阶段，页岩气的勘探开发仍需继续深入研究．

随着地应力理论体系的逐步成熟，现今地应力方向解释方法已发展出数十种，并在油气领域得到广泛应用．主流方法主要包括：基于古地磁定向与地震波速各向异性分析的试验测试技术[5]、利用井筒诱导裂缝和井壁崩落特征进行反演的成像测井解释技术[6]、通过多井径测井数据建立井眼变形模型的井径分析法[7-8]、基于阵列声波测井波速各向异性特征的解释技术[9-10]、基于微地震事件定位与震源机制反演的监测方法[11]．现今地应力大小的解释方法呈现多元化的特点，主要有水力压裂法[12-13]、基于 Kaiser 效应的声发射试验法[14]、差应变法[15-16]、测井解释法[17]．但不同方法解释结果存在差异，为了准确解释单井现今地应力方向、大小，需综合多种方法．为全面揭示整个研究区的地应力分布情况，学者们广泛运用多种建模软件，并基于有限单元法、有限差分法、离散元法以及变分法等多种数值分析方法，实现了现今地应力场的数值模拟[18-19]．现今地应力场的方向与大小，直接决定着页岩储层压裂缝开启的难易程度、空间形态展布及延伸方向，影响压裂改造效果[20]．前人研究已明确川南井研地区筇竹寺组页岩以走滑型应力状态为主，且应力方向受区域褶皱构造与次级断层活动控制[21-22]．但目前存在地应力解释方法单一、区域应力场刻画不足、地应力与开发耦合研究不深入等问题，且较少分析地应力对压裂缝的影响，难以直接为区域开发方案优化提供支撑．因此，深化现今地应力场特征及其对压裂缝扩展的影响研究，对于指导页岩气藏的高效开发具有重要意义．

本文以川南井研地区筇竹寺组页岩为研究对象，综合试验测试、测井、压裂和生产等资料，解释了单井现今地应力大小和地应力方向，分析了其分布特征；并以单井现今地应力解释结果为约束，采用地质力学模拟软件对研究区进行了精细的三维地应力场建模预测；最后，根据现今地应力场分布结果进行水力压裂模拟，探讨了现今地应力对压裂缝的影响，根据不同井轨迹压裂模拟结果进行了井轨迹优选．相关研究成果可为研究区页岩气后续开采作业提供理论依据及技术上的支持．

1　区域地质概况

现今四川盆地根据区域性大断裂和构造变形差异，可划分为 5 个构造单元：川东高陡断褶带、川南低陡褶带、川中平缓褶带、川西坳陷带及米仓山—大巴山前缘褶皱带（图 1a）．井研地区位于四川盆地南部，绵阳—长宁拉张槽南段西侧边缘，隶属四川盆地川西南坳陷西北部铁山—威远构造带，具有“东南陡、西北缓”的特征，构造主体部位发育正断层，总体具有“南多北少、西强东弱”的分布规律[21]（图 1b）．



(a) 四川盆地构造(修改自文献[22])　　(b) 井研地区筇竹寺组构造

图 1　研究区构造

Fig. 1　Tectonics of the study area

川南筇竹寺组沉积环境为深水—浅水陆棚过渡带，整体厚度约为 350 m，根据测井及岩芯资料划分为 11 个层，其中 1，5，9 号层为黑色页岩储层，其他层主要为粉砂质页岩储层（图 2）[24]. 各层页岩渗透率普遍较低，黑色页岩渗透率为 0.001～0.098 mD，粉砂质页岩渗透率为 0.001～0.974 mD[25]. 川南筇竹寺组预测资源量超 1 万亿 m^3，开发潜力巨大，但气井压后产能差异较大，需进一步明确现今地应力分布特征及其对压裂缝的影响.

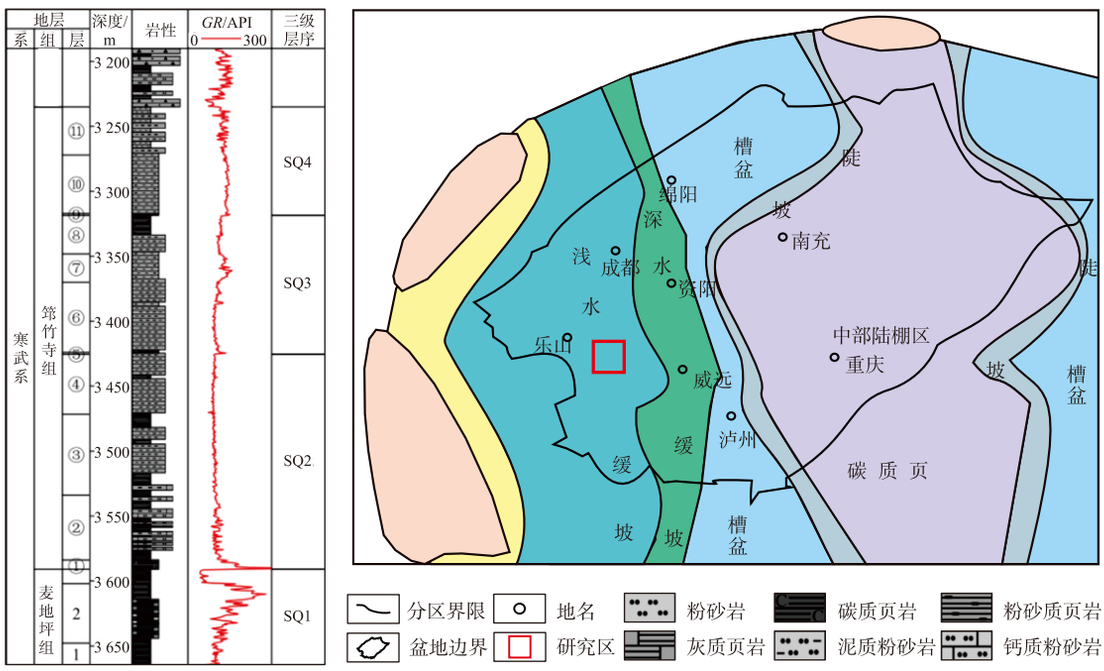


图 2 筇竹寺组沉积背景及地层特征（修改自文献[24-25]）

Fig. 2 The sedimentary background and stratigraphic characteristics of Qiongzhu Temple Formation

2 单井地应力大小解释及分布特征分析

2.1 单井地应力大小解释

2.1.1 水力压裂法

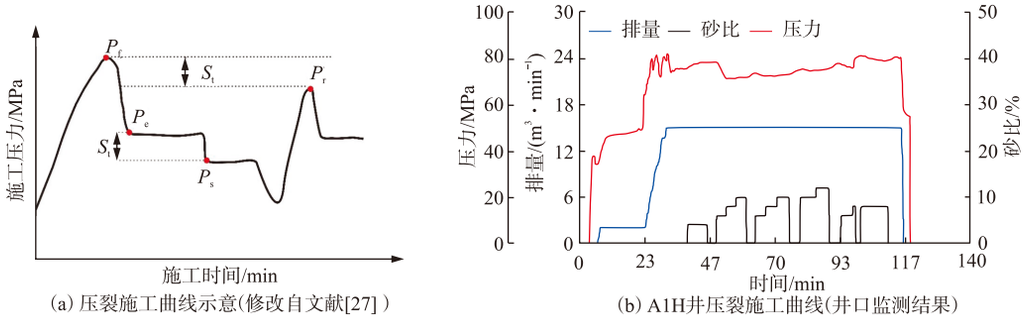
水力压裂法即基于压裂施工曲线关键节点压力值，结合井壁力学平衡分析，计算地应力大小的方法[26]. 具体计算公式如下：

$$\sigma_h = P_s, \tag{1}$$

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_f - \alpha P_p + S_t, \tag{2}$$

式中：σ_h 为最小水平主应力，MPa；P_s 为瞬时停泵压力，MPa；σ_H 为最大水平主应力，MPa；P_f 为地层破裂压力，MPa；α 为有效应力系数，无量纲；P_p 为地层压力，MPa；S_t 为岩石抗拉强度，MPa. S_t 可根据 P_f 和裂缝重张压力 P_r 的差值或裂缝延伸压力 P_e 和 P_s 的差值计算. 关键节点压力值可从压裂施工曲线上读取，如图 3a 所示. 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.

以 A1 井为例，根据其第 26 段水力压裂施工曲线（图 3b）可知破裂压力 P_f=82.52 MPa，裂缝延伸压力 P_e=77.81 MPa，瞬时停泵压力 P_s=57.43 MPa. 通过计算得到最小水平主应力为 73.74 MPa，最大水平主应力为 85.96 MPa.



(a) 压裂施工曲线示意（修改自文献[27]） (b) A1H井压裂施工曲线（井口监测结果）

图 3 水力压裂施工曲线

Fig. 3 Hydraulic fracturing construction curve

2.1.2　声发射试验

声发射试验依据Kaiser效应通过岩石的声发射信号来测量岩石先前受到的最大应力．由于地层岩石受多期构造应力影响，通常会出现多个声发射转折点（即Kaiser点）[28]，而基于相应的水力压裂法解释的现今地应力大小结果，可筛选出符合该样品实际现今地应力大小的Kaiser效应点[29]．对研究区岩样开展测试，利用水力压裂资料校正后的4组声发射样品的三向地应力大小见表1．

表1　川南井研地区下寒武统筇竹寺组页岩声发射试验测试结果

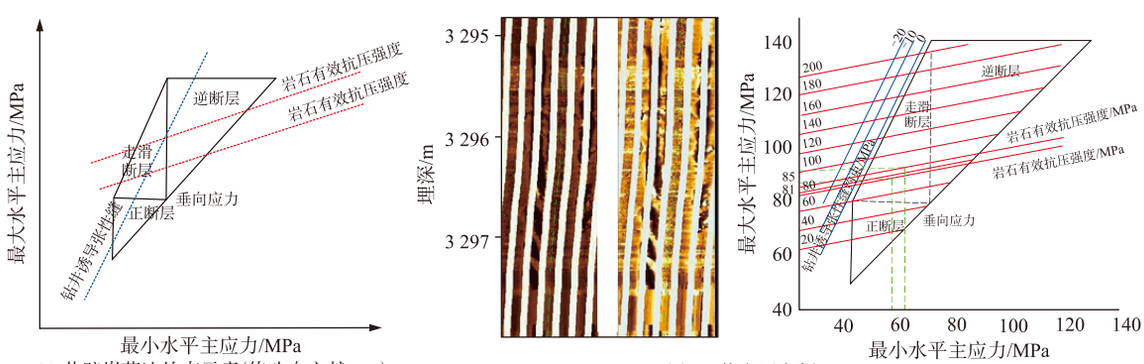
Table 1　Experimental results of acoustic emission in Qiongzhusi Formation，Lower Cambrian System，Jingyan area，Southern Sichuan

井号	井深/m	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力/MPa	垂向主应力/MPa
A1	3 573.42	85.76	79.33	84.33
A2	3 304.20	76.98	72.20	75.33
A4	3 138.00	81.59	70.92	78.45
A5	3 475.75	98.96	77.60	91.60

研究区岩样的最大水平主应力为76.98～98.96 MPa；最小水平主应力为70.92～77.60 MPa；垂向主应力为75.33～91.60 MPa．

2.1.3　井壁崩落特征反演

根据井周应力理论，当切向应力大于地层岩石抗压强度时会发生井壁崩落；当切向应力大于地层岩石抗拉强度时会产生张性诱导缝．结合摩尔-库伦强度准则与安德森断层理论，并基于应力多边形理论可对岩石地层中原岩应力进行一次约束[30-31]；根据成像测井解释得到的井壁崩落张开角度可给出地下岩石地层中原岩应力的二次约束[32]；若在成像测井井壁崩落段同时识别到钻井诱导张性缝（DITF），则还需根据岩石抗拉强度再加以约束[33]（图4a）．以A1井水力压裂法解释的最小水平主应力、应力多边形及井壁崩落法进行约束，求得最大水平主应力为81～85 MPa（图4b）．



(a) 井壁崩落法约束示意(修改自文献[28])　　(b) A1井应用实例

图4　井壁崩落法示意及应用实例

Fig. 4　Schematic and application example of well wall collapse method

2.1.4　测井解释

地层中的垂向主应力主要来自于上覆岩层累计的重力，根据其定义可以利用得到的密度资料来计算，具体公式如下：

$$\sigma_v = \int_0^H \rho_h \cdot g \, \mathrm{d}h, \tag{3}$$

式中：σ_v为垂向主应力，MPa；H为埋深，m；ρ_h为埋深为h时岩层的密度，g/cm^3（通过实测密度曲线外推，研究区近地表密度取值约为1.56～1.67 g/cm^3；g为重力加速度，取值为9.8 m/s^2．

通过黄氏模型[34]、组合弹簧模型[35]及邓金根模型[36]计算现今地应力大小，并将3种方法的解释结果与声发射试验测试及井壁崩落解释结果进行一致性分析，如图5a所示．由图5a可以看出，黄氏模型计算结果与试验及井壁崩落解释结果的一致性最高．因此，优选黄氏模型作为研究区测井解释模型．其计算公式如下：

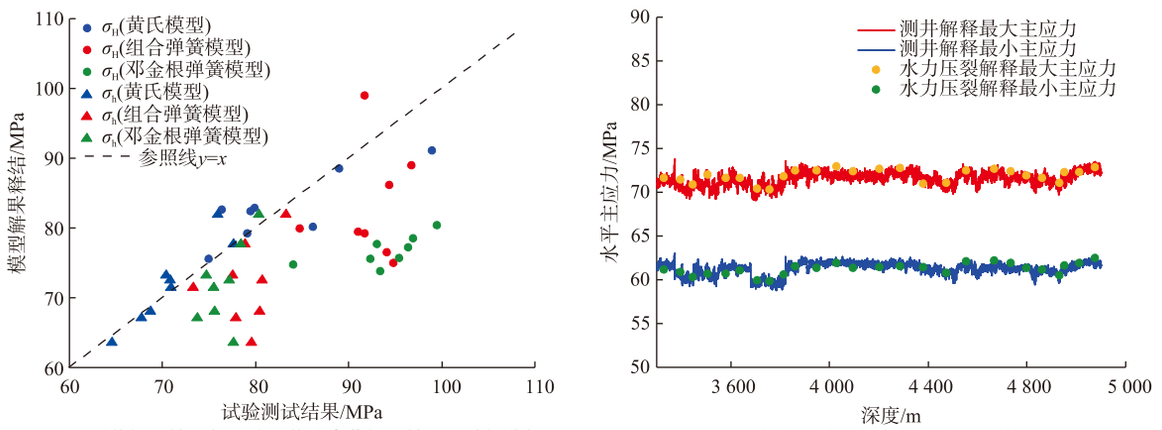
$$\sigma_H = \left(\frac{\mu_s}{1-\mu_s} + A\right)(\sigma_v - \alpha P_P) + \alpha P_P, \tag{4}$$

$$\sigma_h = \left(\frac{\mu_s}{1-\mu_s} + B\right)(\sigma_v - \alpha P_P) + \alpha P_P, \tag{5}$$

式中：μ_s为泊松比，无量纲；A，B为指示水平方向上构造应力大小的2个系数，无量纲．A，B值根据地应力大小实测结果采用回归分析与误差最小化迭代法反演得到，即先基于区域邻区已发表的黄氏模型系数范围设定A，B初始值，再将其代入式(3)～(5)计算理论地应力值，最后以“实测值与理论值的误差最小”为目标函数，对A，B值进行线性

回归拟合并通过迭代计算最终得到最优解 $A=0.677\,5$，$B=0.502\,6$. 根据黄氏模型计算出研究区各井现今地应力大小，并绘制单井现今地应力剖面.

为进一步验证测井解释现今地应力大小结果的准确性，对比A1H井水平段测井解释结果与各段水力压裂法解释结果(图5b)，2种方法所得各地层最大主应力与最小主应力均具有较好的吻合度，误差率小于15%，表明所建测井解释模型可用于研究区地应力大小解释.



(a) 测井解释结果与试验及井壁崩落解释结果一致性分析　(b) 测井解释结果与水力压裂解释结果对比

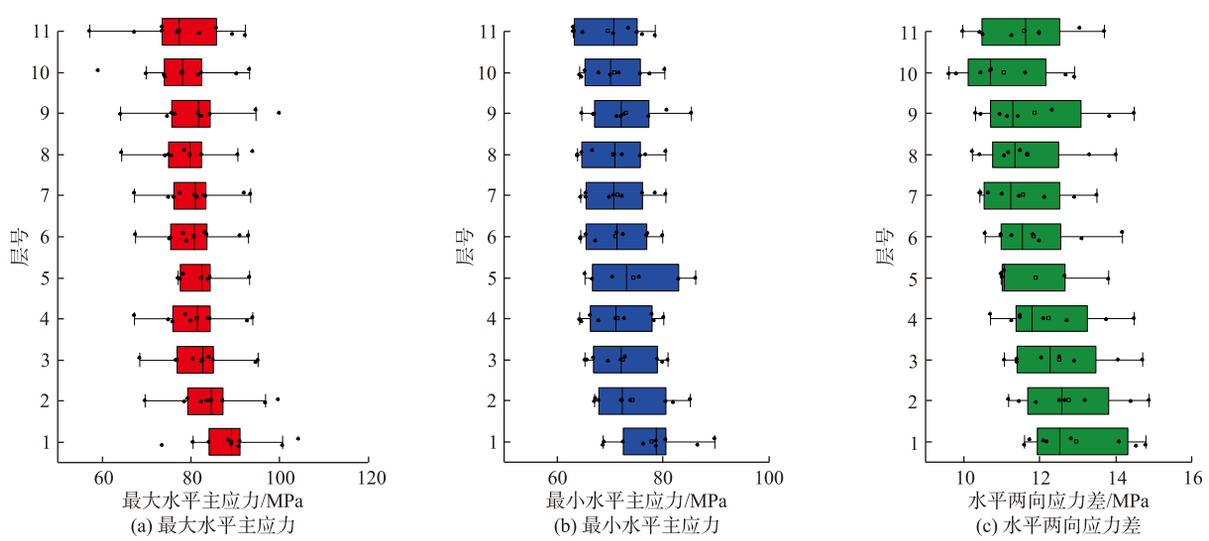
图5　3种测井解释方法计算结果与试验测试结果及水力压裂解释结果对比

Fig. 5　Comparison between calculation results of three logging interpretation methods and experimental test and hydraulic fracturing interpretation results

2.2　单井现今地应力大小分布特征

统计10口单井1～11层各层的最大、最小水平主应力及水平两向应力差，结果如图6所示. 纵向上地应力主要受控于埋深，埋深越大，水平主应力值与水平两向应力差值越大. 由图6可知，局部受岩性影响，相较于其他小层，1，5，9号黑色页岩层最大、最小水平主应力高2～5 MPa，水平两向应力差高0.5 MPa. 目的层7号层最大水平主应力、最小水平主应力和水平两向应力差分别为75～95，60～80，11～15 MPa.

断层与构造变形是地应力场发生扰动的主要因素，研究区构造变形较弱，因此主要分析断层影响. 研究区不同区域的现今地应力统计结果如图7所示，可知靠近断层区域较远离断层区域最大水平主应力减少4～8 MPa，最小水平主应力减少3～5 MPa，水平两向应力差减少2～4 MPa.



(a) 最大水平主应力　(b) 最小水平主应力　(c) 水平两向应力差

图6　研究区单井纵向各层现今地应力统计

Fig. 6　Statistics of the current in-situ stress in each vertical layer of a single well in the study area

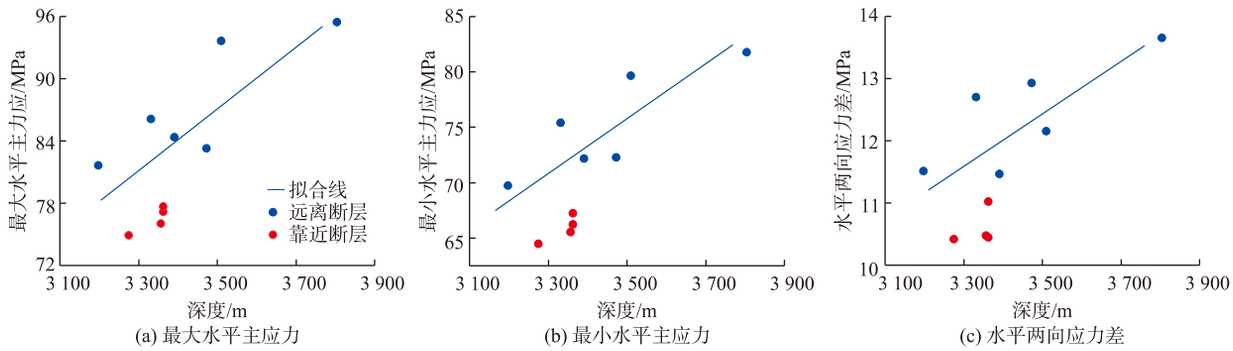


图 7　研究区不同区域的现今地应力统计

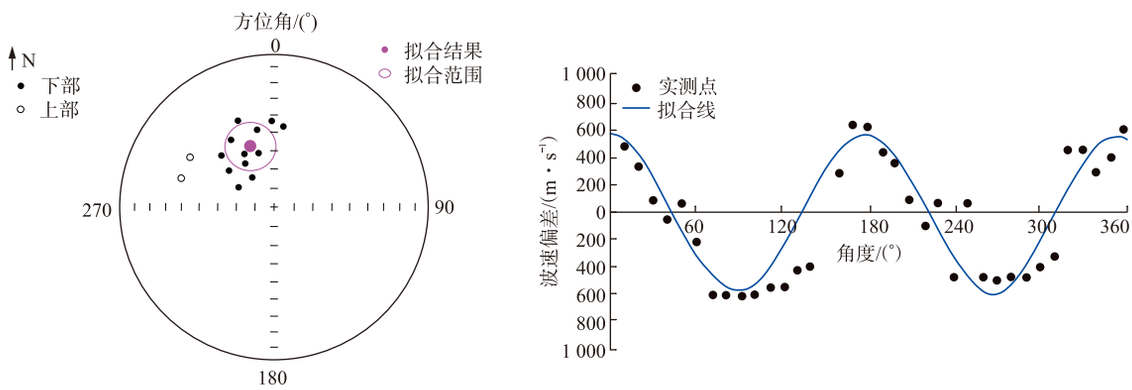
Fig. 7　Statistics of the current in-situ stress in different areas of the study area

3　单井地应力方向解释及分布特征分析

3.1　单井地应力方向解释

3.1.1　古地磁结合波速各向异性试验

现今地应力方向可以通过古地磁和波速各向异性试验联合确定. 首先通过古地磁试验确定岩芯样品在地下的古地磁方位(结果见图 8a),再通过波速各向异性试验确定最大水平主应力方向(结果见图 8b),以 A1 井为例,古地磁定向角度为 N338.2°E,最大水平主应力与标志线夹角为 89°,最终得到该样品最大水平主应力方向为 N67.2°E. 各测井古地磁和波速各向异性试验联合确定地应力方向结果如表 2 所示. 由表 2 可知,研究区现今最大水平主应力方向主要位于 N70°～95°E 之间.



(a) A1井古地磁试验结果　　(b) A1井波速各向异性试验结果

图 8　古地磁和波速各向异性试验原理及结果

Fig. 8　Experimental principles and results of paleogeomagnetism and wave velocity anisotropy

表 2　古地磁和波速各向异性试验联合确定地应力方向结果

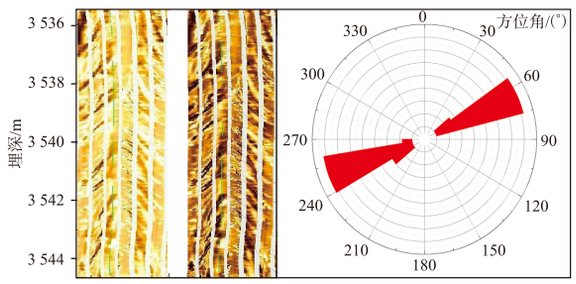
Table2　Results of determination of direction of in-situ stress by combining paleogeomagnetism and wave velocity anisotropy experiments

井号	深度/m	古地磁定向角度	最大水平主应力与标志线夹角/(°)	最大水平主应力方向
A1	3 358.6	N338.2°E	89	N67.2°E
A2	3 352.1	N209.8°E	64	N93.8°E
JY2	3 475.8	N77.8°E	173	N70.8°E
A3	3 169.4	N290.2°E	161	N91.2°E
A6	3 776.5	N173.2°E	82	N75.2°E

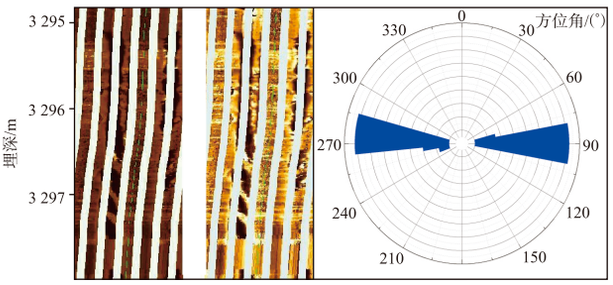
3.1.2　测井解释

根据井周应力理论分析可知,诱导缝的走向为最大水平主应力方向[37],而最小水平主应力方向与井壁崩落方向一致. A6 井在深度为 3 537～3 543 m 处发育诱导缝,最大水平主应力方向为 N75°±10°E(见图 9a);A2 井在深度为 3 295～3 297 m 处发生了井壁崩落,最大水平主应力方向为 N90°±10°E(见图 9b).

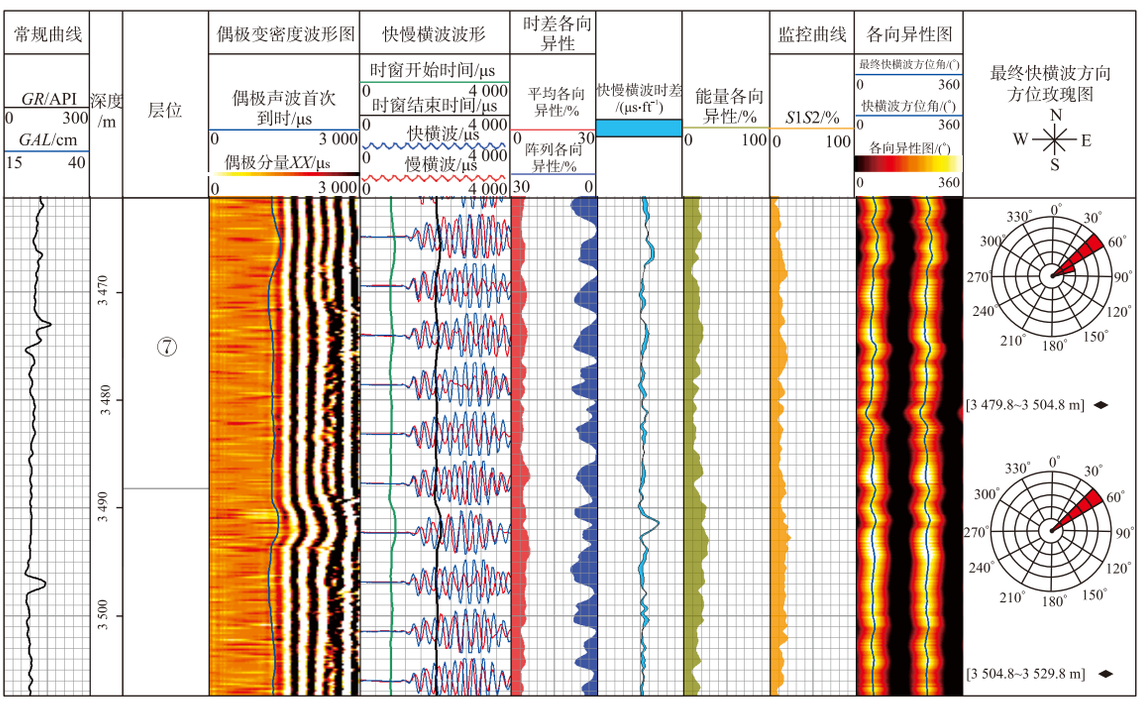
横波在各向异性地层中传播时，将分裂为方向互相垂直的快慢横波，快横波方位角对应水平最大主应力方向或断层、裂缝或地层层理的走向．以无天然裂缝发育且各向异性较强的A5井3 429～3 529 m层段为例，解释得到最大水平主应力方向为N60°±5°E(见图9c)．



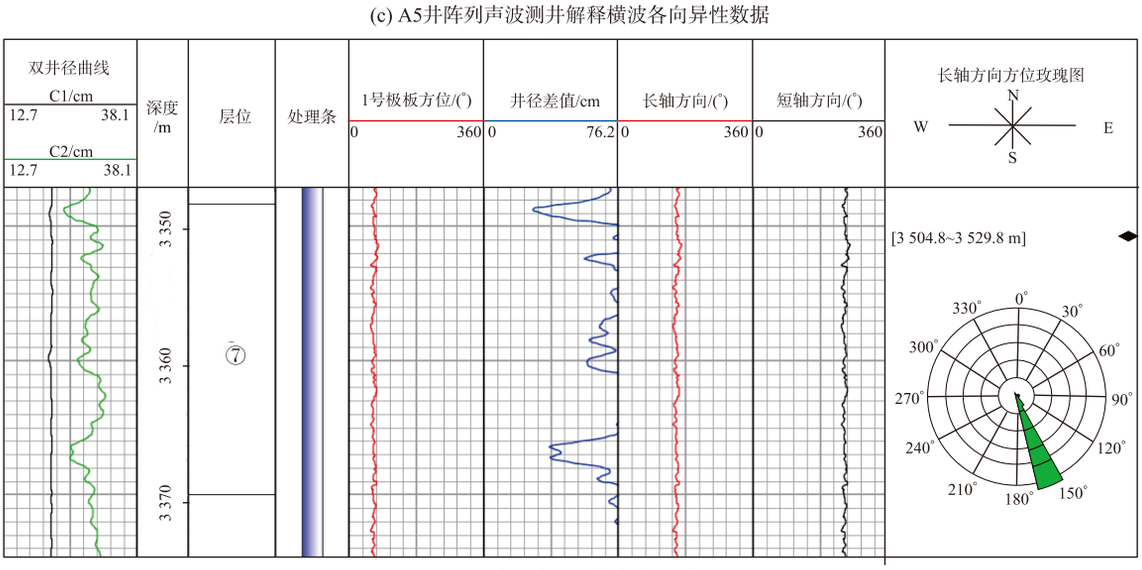
(a) A6井诱导缝影像及解释地应力方向



(b) A2井壁崩落影像及解释地应力方向



(c) A5井阵列声波测井解释横波各向异性数据



(d) A1井双井径测井解释结果

图9 测井解释地应力方向

Fig. 9 Directional of in-situ stress from well logging interpretation

受井周应力差异影响，井眼会出现变形、崩落甚至垮塌现象，多井径测井识别的井径长轴方向便指示着最小水平主应力方向；但当地层出现整体溶蚀性垮塌、冲刷性垮塌、坍塌性垮塌等情况时多井径测井难以解释现今地应力方向；因此，若要使用此方法，需要注意其中短轴的井径数值需与钻头尺寸相近[38]. 在 A1 井 3 350～3 370 m 层段，长轴方位为 N160°±5°E，故最大水平主应力方向为 N70°±5°E（见图 9d）.

3.1.3　微地震监测

由于受现今地应力的影响，水力压裂裂缝总是沿着最大水平主应力方向进行延伸，该方向为裂缝在地下的优势延伸方向. A4 井水平段压裂监测的微地震事件分布如图 10 所示，由该图可以得到 A4 井的现今水平最大主应力方向约为 N90°E.

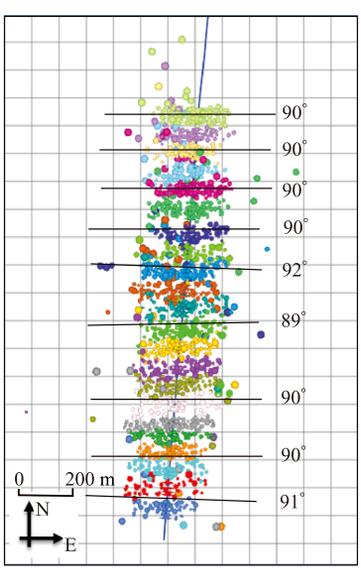


图 10　A4 井微地震监测解释的现今地应力方向

Fig. 10　Direction of the current in-situ stress of A4 well explained by microseismic monitoring

3.2　单井现今地应力方向分布特征

井研地区筇竹寺组 7 号层单井地应力方向解释结果如图 11 所示，A6 井、A9 井处于西北缓坡区且无断层影响，未发生偏转，最大水平主应力方向为 N75°～90°E，可作为区域地应力方向；A2 井、A3 井、A4 井、A7 井研究区受南部断层影响最大水平主应力方向沿顺时针方向偏转较大，约为 N90°～100°E. A1 井、A10 井受威远背斜末端影响，其最大水平主应力方向沿逆时针方向偏转变小，约为 N65°～75°E；A5 井处于威远背斜西南倾末端区与西北部缓坡区交界地带，最大水平主应力方向顺时针偏转变大. 分析表明，研究区现今地应力方向偏转主要受断层影响，构造影响较弱.

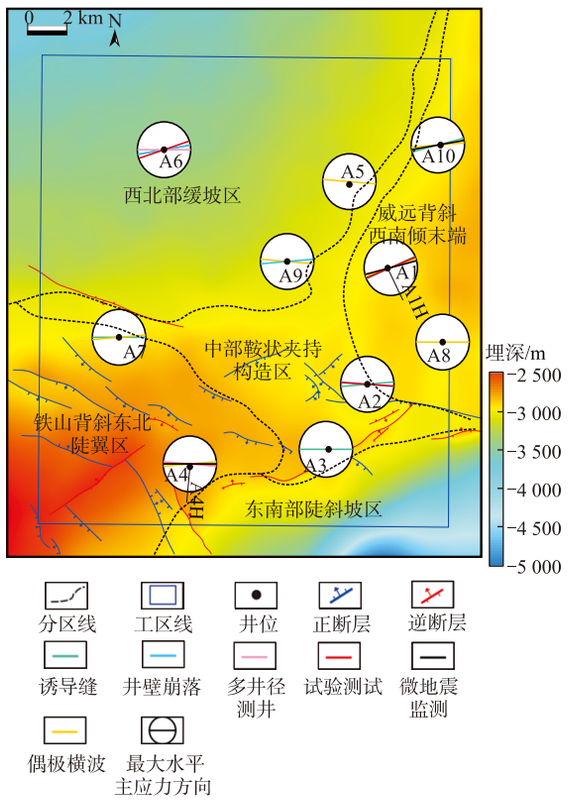


图 11　井研地区筇竹寺组 7 号层现今地应力方向分布

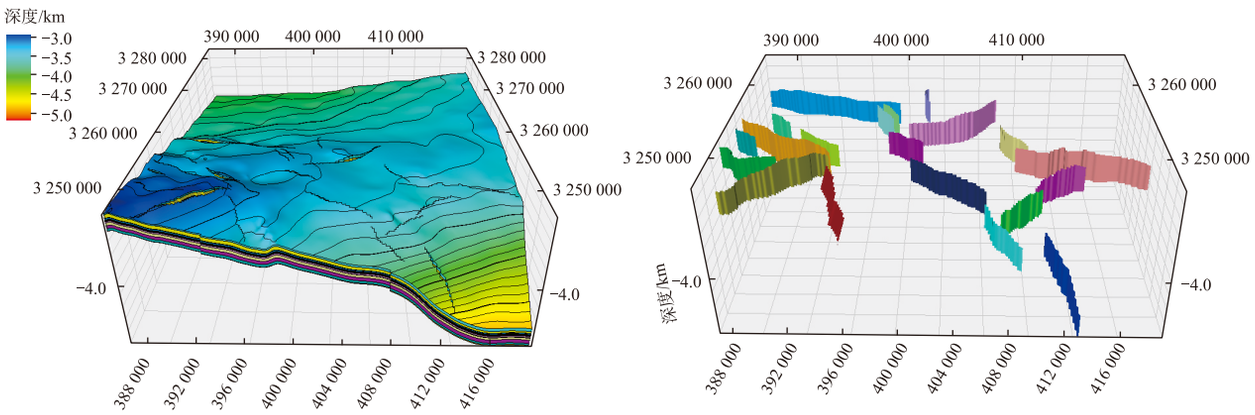
Fig. 11　Direction of the current in-situ stress distributed in the layer 7 of Qiongzhu Formation in Jingyan area

4　现今地应力场模拟与分布特征评价

4.1　三维现今地应力场数值模拟模型构建

4.1.1　地质建模

基于研究区现有的构造埋深图、地层等厚图、地层岩相分布图等地质资料，明确井研地区下寒武统筇竹寺组层面的起伏情况；以研究区钻井数据标定各层层面深度，针对 1～11 号小层构建了精细化的地质结构模型，如图 12a 所示. 研究区内断层较为发育，精细刻画不同尺度断层对地应力的影响尤为重要. 因此基于地震数据反演的断层特征参数，全面考虑了断层断距、延伸长度、倾向、倾角和宽度等关键参数，构建了研究区内断层的结构模型，如图 12b 所示. 研究区内断层的结构模型平面上网格尺寸为 100 m×100 m，纵向上根据研究区层系划分结果，首先将构造模型划分为 11 个层，考虑到目的层的精细化分析，将目的层及其上下相邻的 2 个层（即 6，7，8 号层）进行细化，各划分为 3 个小层.



(a) 地层结构 (b) 断层结构

图 12 井研地区下寒武统筇竹寺组构造模型

Fig. 12 Structural model of Qiongzhusi Formation in Lower Cambrian Series, Jingyan area

4.1.2 岩石力学参数属性建模

本文基于单井岩石力学参数试验测试结果(表 3)、测井解释数据以及地震反演分析数据等地质资料,建立了研究区储层弹性模量、泊松比等参数的属性模型. 研究区校验井岩石力学参数模拟结果及测井解释结果对比如图 13 所示,由该图可知,测井解释岩石力学参数和模型中岩石力学参数吻合率较高,因此该属性模型可以用于后续地质力学模拟. 图 14 展示了 7 号层岩石力学参数的分布情况,可知井研地区筇竹寺组 7 号层弹性模量分布在 22~32 GPa 之间,泊松比分布在 0.23~0.28 之间. 模型中断层为不连续体,需对其穿过单元的刚度、强度等参数进行定义,以邻近井地应力解释结果为约束,反演得到不同走向断层的关键力学参数,见表 4.

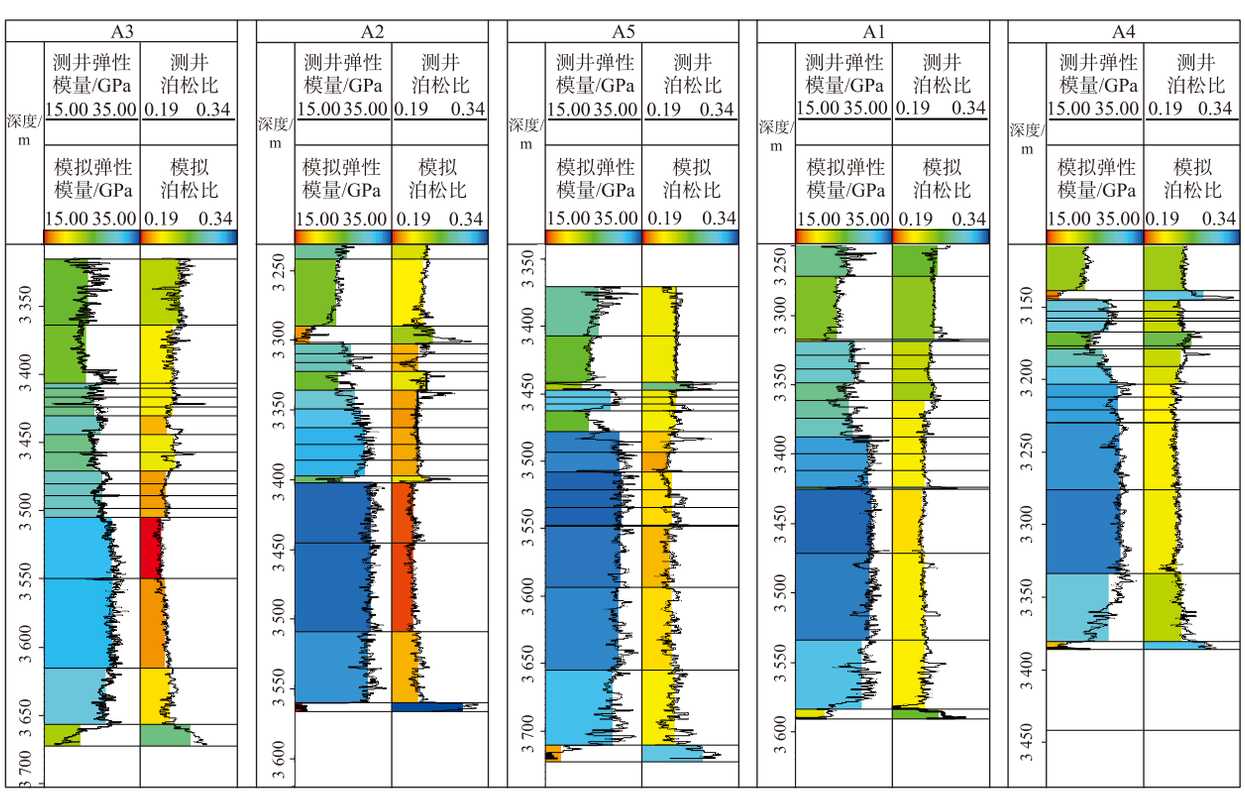


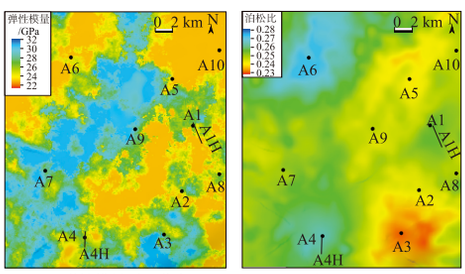
图 13 井研地区筇竹寺组校验井岩石力学参数模拟结果及测井解释结果对比

Fig. 13 Comparison of the simulation results of rock mechanics parameters and logging interpretation results in Qiongzhu Temple Formation, Jingyan area

表 3　井研地区筇竹寺组三轴岩石力学参数试验测试结果

Table 3　Experimental results of rock mechanics parameters on three axes of Qiongzhusi Formation, Jingyan area

井号	深度/m	围压/MPa	温度/℃	泊松比	弹性模量/GPa
A1	3 323.00	35	100	0.186	21.371 9
A1	3 358.50	35	100	0.221	31.955 3
A1	3 392.98	35	100	0.246	30.859 3
A1	3 524.48	35	100	0.232	33.600 7
A1	3 356.30	35	100	0.187	27.811 9
A1	3 429.46	35	100	0.217	38.632 9
A2	3 411.97	35	100	0.201	42.957 4
A2	3 547.28	35	100	0.253	33.736 4
A5	3 445.57	35	100	0.205	38.735 0
A5	3 456.20	35	100	0.214	30.074 8
A6	3 751.28	35	100	0.169	28.922 3



(a) 弹性模量平面分布　(b) 泊松比平面分布

图 14　井研地区 7 号层岩石力学参数平面分布

Fig. 14　Plane distribution of rock mechanical parameters in layer 7, Jingyan area

表 4　井研地区筇竹寺组不同走向断层内岩石力学参数赋值

Table 4　Assignment of rock mechanical parameters in faults of different orientations in Qiongzhusi Formation, Jingyan area

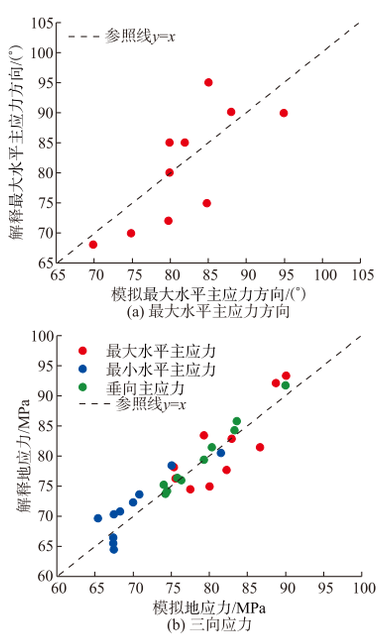
断层走向	刚度/(GPa·m^{-1})	内聚力/MPa	内摩擦角/(°)
NE 向断层	2 000	20.5	26.2
NW 向断层	1 000	14.8	22.4

4.1.3　地质力学模型构建

为避免应力直接加载到研究区储层上导致储层边界变形，需用围岩及刚性板材料包裹住研究区储层，再进行地质力学模拟．本次模型设计围岩材料为完整岩体，水平上 X，Y 这 2 个方向均扩张至模型的 3 倍，纵向上向上延伸至地面、向下延伸至 10 000 m 处．其中，围岩力学参数设定为岩石力学参数属性模型的平均值，刚性板材料弹性模量设置为 150 GPa，泊松比为 0.23[39]．根据前文单井解释确定的研究区现今地应力大小和方向设置模型的应力加载条件，最小水平主应力加载梯度设置为 2.1 MPa/100 m，最大水平主应力加载梯度为 2.4 MPa/100 m，最大水平主应力方向为 N80°E.

4.1.4　现今地应力数值模拟结果校验

通过构建三维地应力场模型，得到了研究区 1～11 号层三维现今地应力场的预测结果．依据前文单井现今地应力大小、方向的解释结果对模拟结果进行验证．将研究区校验井模拟结果与测井解释结果进行一致性分析，如图 15 所示．由该图可知，地应力方向模拟结果与单井解释结果的绝对误差小于 10°，地应力大小模拟结果与单井解释结果吻合度大于 85%，表明模拟结果具有较高准确性，可以用来分析井研地区筇竹寺组的现今地应力场分布特征．



(a) 最大水平主应力方向　(b) 三向应力

图 15　井研地区筇竹寺组校验井模拟结果与测井解释结果一致性分析

Fig. 15　Consistency analysis between simulation results and interpretation results of verification well in Qiongzhuji Formation, Jingyan area

4.2 现今地应力方向分布特征评价

研究区筇竹寺组 7 号层最大水平主应力方向数值模拟结果如图 16 所示.

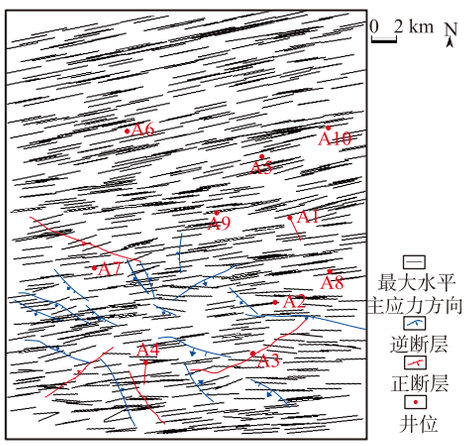


图 16 井研地区 7 号层现今最大水平主应力方向数值模拟结果

Fig. 16 Numerical simulation results of the direction of the maximum current in-situ stress in layer 7 of Jingyan area

由图 16 可知,研究区筇竹寺组 7 号层最大水平主应力方向主要分布在 N75°~95°E 之间,整体呈现出由北向南逐渐增大的趋势. 受构造变形和断层影响,现今地应力方向分布局部存在差异. 西北缓坡区无断层发育,构造变形较小,总体与区域应力方向一致,最大水平主应力方向约为 N80°E. 威远背斜西南倾末端区受构造变形影响,最大水平主应力方向稍向逆时针偏转,但整体上构造变形对地应力方向的影响较小. 铁山背斜区和中部夹持区主要受断层影响,地应力方向顺时针偏转;同时,不同走向断层对地应力方向影响规律不同,在 NW 向断层附近,现今地应力方向偏转角度较小并沿断层走向偏转,约偏转 5°;在 NE 向断层附近,现今地应力方向偏转角度较大并垂直于断层走向偏转,约偏转 10°. 整体上,NE 向断层对地应力方向影响较大,对 NW 向断层的影响较弱.

4.3 现今地应力大小分布特征评价

井研地区筇竹寺组三向主应力及水平两向应力差连井剖面图如图 17 所示. 由该图可知,纵向上,井研地区筇竹寺组三向主应力与水平两向应力差主要与埋深存在正相关关系. A3 井靠近断层处两向水平主应力与应力差均减小,两向水平主应力下降 10 MPa. A2 井与 A8 井相比,A2 井受构造变形拉张作用影响,两向水平主应力与应力差略有减小;A8 井受构造变形挤压影响,两向水平主应力与应力差略有增大. 总体上,构造变形对两向水平主应力与水平两向应力差影响较小,而断层影响较大;构造及断层对垂向主应力的影响较水平主应力小.

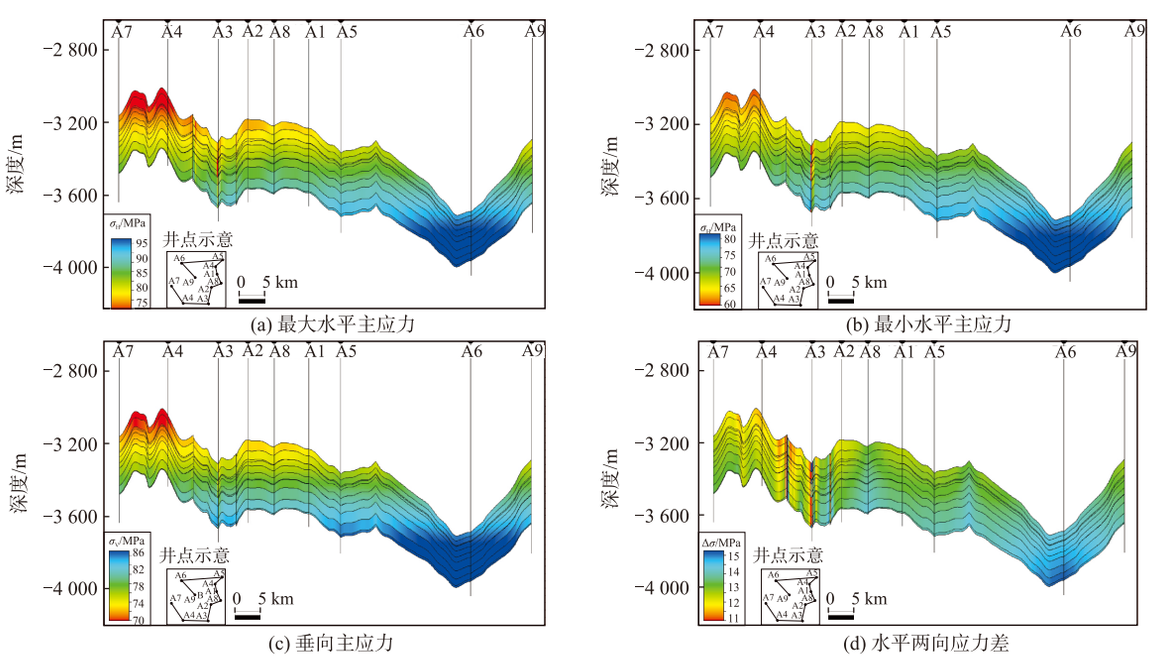
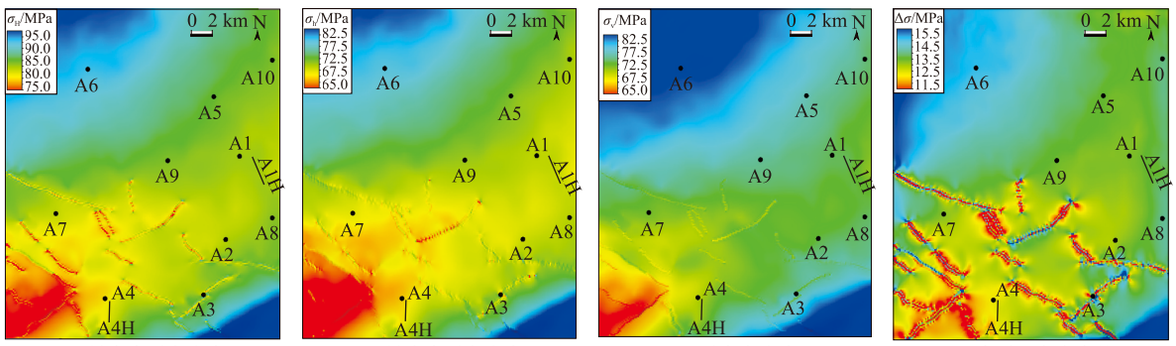


图 17 井研地区筇竹寺组三向主应力及水平两向应力差连井剖面图

Fig. 17 Cross section of the three-directional in-situ stress and horizontal two-directional stress difference of Qiongzhu Formation in Jingyan area

平面上,以筇竹寺组 7 号层为例(图 18),最大水平主应力、最小水平主应力、垂向主应力、水平两向应力差分别为 75~95, 60~80, 65~85, 11~16 MPa. 三向主应力与水平两向应力差整体受埋

深影响，表现出西北、东南高，中间低的特点，局部受构造、断层影响，其中构造影响较弱．中部夹持区及铁山背斜区断层发育，三向主应力值普遍偏低，越靠近断层核部，三向主应力值减小得越明显，较远离断层区域减小约 10 MPa．NE 向断层附近地应力减小程度较大，NW 向断层附近地应力减小程度较小；断层规模越大，现今地应力减小程度也越明显．



(a) 最大水平主应力　(b) 最小水平主应力　(c) 垂向主应力　(d) 水平两向应力差

图 18　井研地区 7 号层三向主应力及水平两向应力差模拟结果

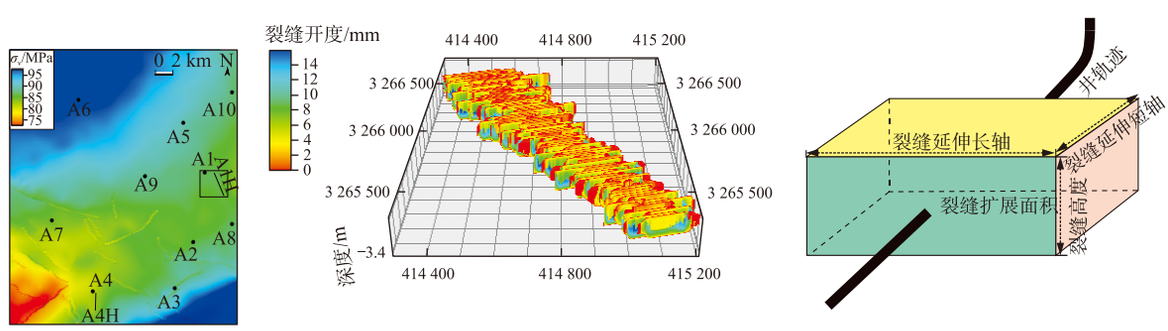
Fig. 18　Numerical simulation results of the three-directional in-situ stress and horizontal two-directional stress difference in Jingyan area

5　现今地应力对压裂缝的影响分析

水平井分段、分簇压裂作为页岩储层增产改造的关键技术手段，是最为常见的储层改造方法之一．本文采用非常规裂缝模型，通过水平井压裂模拟对重点井进行压裂复现，以进一步验证现今地应力场分布特征的准确性；设置不同井轨迹，分析现今地应力对水平井裂缝扩展的影响，可为研究区实际水平井井轨迹设计提供理论支撑．

5.1　水力压裂模拟模型构建及验证

选择已完成水平井压裂的 A1H 井进行压裂复现．截取上述所建的三维地质力学模型中 A1H 井附近尺寸为 3 600 m×3 500 m 的矩形区域为水平井水力压裂模拟区域（见图 19a），压裂模拟区域中的储层物性、岩石力学及地质力学参数与前文所建模型一致，最大水平主应力方向为 N75°E．A1H 井总压裂段长 1 766 m，共分为 26 个压裂段，采用套管压裂，基于 A1H 井实际井身结构、压裂液配方、支撑剂配方及泵注程序等相关参数完成相应的压裂模型参数设置．压裂模拟结果（图 19b）显示压裂裂缝走向与最大水平主应力方向一致，各簇裂缝延伸长轴和短轴长度分别为 160～300 m 和 1～5 m，各段裂缝高度和面积分别为 60～72 m 和 4．2～7．0 万 m^2．其中，以各压裂段中各簇裂缝延伸长轴长度的平均值作为模拟所得各段裂缝长度，以各压裂段中各簇裂缝延伸短轴长度的累加值作为模拟所得各段裂缝缝宽，以模拟所得各压裂段裂缝面积与各段压裂缝缝宽的乘积作为模拟所得的缝网体积（图 19c）．



(a) 水力压裂模拟区域选取图　(b) A1H井水力压裂模拟结果　(c) 单簇裂缝扩展规模示意

图 19　水力压裂模拟

Fig. 19　Hydraulic fracturing simulation

将 A1H 井实际压裂微地震监测所得到的改造体积（M-SRV）、解释缝长、解释缝高和解释缝宽等参数与压裂模拟结果进行进行一致性分析，如图 20 所示．其中解释缝长通过先计算缝长的最大可

能范围，再结合经验系数估算的方式获取；解释缝高通过统计微地震事件的垂直深度序列，以事件分布的最深与最浅深度差值确定；解释缝宽则通过地震矩公式反推裂缝位移，再结合弹性理论的简化关联关系得出[40]. 由于微地震解释本身固有的不确定性，且压裂模拟所得参数与实际微地震监测所得解释参数数值不完全相同，故仅分析不同压裂段各参数趋势的一致性. 经验证，不同压裂段数值模拟预测的压裂缝缝长、缝宽、缝高、缝网体积与微地震监测结果均具有较好的相似趋势，证明压裂模型可靠，可以用于后续井轨迹优化模拟.

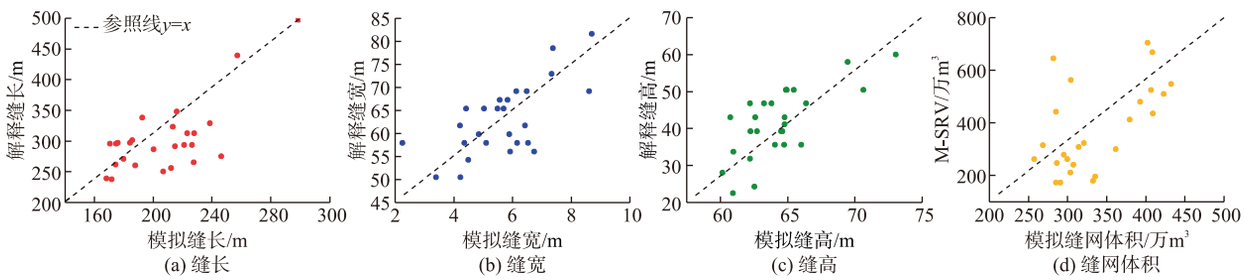


图 20 压裂模拟结果与微地震监测解释结果一致性分析

Fig. 20 Consistency analysis of fracturing simulation results and microseismic monitoring interpretation results

5.2 现今地应力对压裂缝的影响分析

现今地应力大小影响着储层被压开的难易程度，进而影响压裂改造体积的大小[41]；本文选取最小水平主应力表征地应力大小. 为有效分析现今地应力对压裂缝的影响，从A1H井中筛选出12段施工设计参数相近或相同的压裂段，保证最大程度上排除施工参数对压裂结果的影响，进而准确分析现今地应力对压裂缝特征的影响(图21).

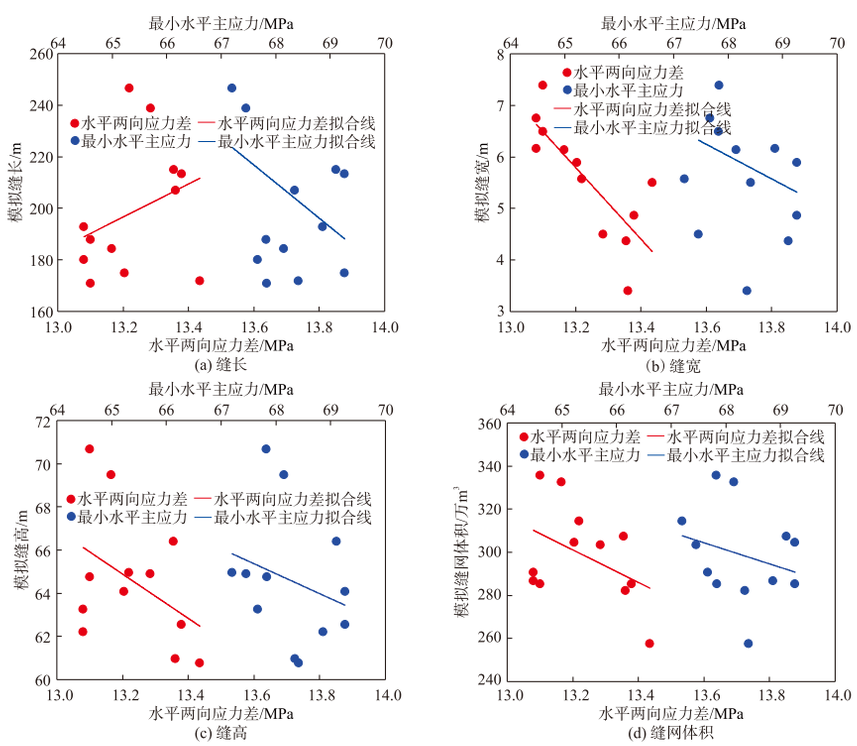


图 21 压裂模拟缝网特征与最小水平主应力及水平两向应力差交会图

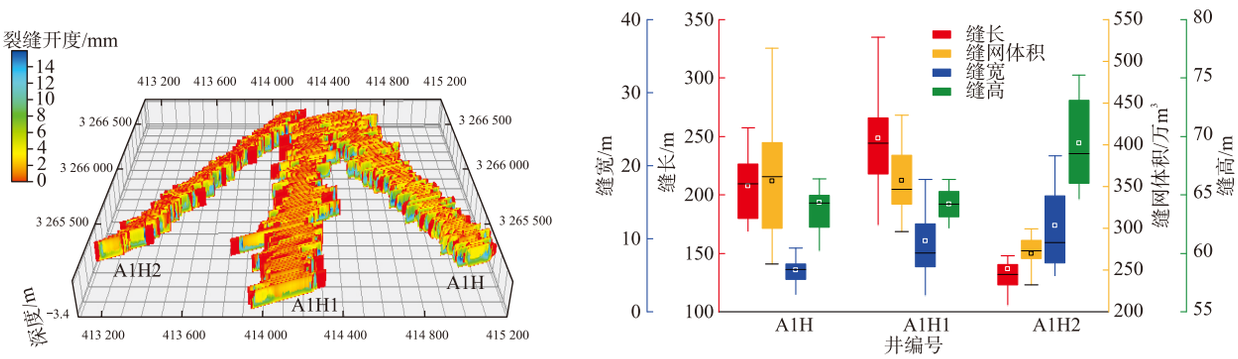
Fig. 21 Crossplot of fracture network characteristics from fracturing simulation vs. minimum horizontal principal stress and horizontal stress difference

如图21所示，最小水平主应力与模拟缝长、模拟缝高、模拟缝宽及模拟缝网体积均呈负相关关系；这是由于最小水平主应力越大地层越难以压开，从而导致裂缝整体规模减小. 水平两向应力差值较小时，压裂裂缝易沿多方向扩展形成复杂压裂缝网，压裂改造体积较大；当水平两向应力差值

较大时，压裂缝则主要沿最大水平主应力方向扩展，形成单一主缝，压裂改造体积较小[42]. 水平两向应力差与模拟缝长呈正相关关系，水平两向应力差越大，裂缝越容易朝单一方向延伸，缝长变长；水平两向应力差与模拟缝宽、缝高及缝网体积呈负相关关系，水平两向应力差越大，越容易形成单一主缝，抑制了缝宽和缝高增加，且无法形成复杂缝网，从而减小了缝网体积.

5.3　井轨迹优化

水平井压裂缝总是倾向于沿最大水平主应力方向延伸，水平井水平段与最大水平主应力方向的夹角越接近 90°，压裂改造裂缝越易于张开与延伸[43]. 因此，多数水平井井轨迹沿着与最大水平主应力相垂直的方向来进行设计，但当不同井轨迹钻遇不同地层区域时现今地应力场会发生变化，进而影响压裂改造效果. 为分析这种影响，设计了与最大水平主应力方向夹角分别为 60°和 30°的 A1H1 井与 A1H2 井. 在其他压裂施工参数完全相同的情况下，分析压裂模拟缝网体积、缝长、缝宽和缝高的变化. 三口井压裂模拟结果如图 22 所示，压裂缝走向均与最大水平主应力方向一致，为 N75°E；A1H1 井、A1H2 井缝长分别为 105～190，130～370 m，缝宽分别为 5～19，2～17 m，缝高分别为 62～67，64～75 m，缝网体积分别为 303～479，212～305 万 m^3. 对比三口井压裂模拟结果，A1H1 井的模拟缝长、缝宽和缝网体积均最大，压裂效果最好；A1H 井次之，而 A1H2 井效果最差.



(a) 缝长压裂模拟结果　　(b) 压裂模拟结果对比

图 22　三口井压裂模拟结果

Fig. 22　Simulation results of the three well fracturing

为进一步明确最小水平主应力和水平两向应力差对三口井压裂效果的影响，分别统计三口井各段平均最小水平主应力和水平两向应力差，结果见图 23. 由该图可以看出，各压裂段平均最小水平主应力与水平两向应力差，A1H1 井最低，A1H2 井最高. 受最小水平主应力与水平两向应力差影响，虽然 A1H1 井与最大水平主应力夹角较 A1H 井小，但其总体压裂改造效果最好；而 A1H2 井与最大水平主应力夹角仅为 30°，且其井轨迹上最小水平主应力和水平两向应力差均较大，导致该井压裂效果最差且与前两者差距较大. 因此，在水平井井轨迹设计时，除考虑井轨迹与最大水平主应力的夹角外，还需综合考虑不同井轨迹方向所钻遇地层的地应力大小、结构特征的影响；当井轨迹与最大水平主应力夹角较大时，井轨迹方向所钻遇地层的地应力大小、结构特征将最终决定压裂改造效果.

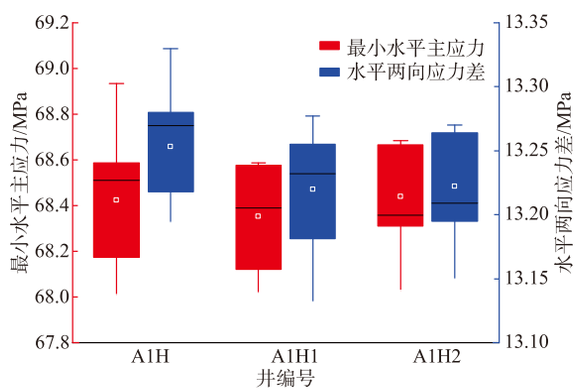


图 23　三口井各压裂段地质力学参数统计

Fig. 23　Statistics of geological mechanical parameters in each fracturing section of three well

6　结　论

1）研究区地应力和水平两向应力差受埋深的影响整体呈现西北、东南高，中间低的趋势，7 号层最大、最小水平主应力和垂向主应力主要分布在

75～95,60～80和65～85 MPa,水平两向应力差主要分布在11～16 MPa;1,5,9号黑色页岩层受岩性影响,应力较高;构造变形对三向主应力影响较小,而断层的影响较大,靠近断层处三向水平主应力值减小约10 MPa,水平两向应力差较平缓区减小约1～2 MPa.

2)川南井研地区整体现今地应力方向约为N75°～90°E,平面上自北向南总体呈顺时针偏转,这是由于构造变形及南部断层发育导致其附近地应力方向发生偏转;总体上受断层影响较大,受构造变形影响较小.威远背斜西南倾末端区受构造变形影响,最大水平主应力方向稍向逆时针方向偏转,铁山背斜区和中部夹持区受断层影响,最大水平主应力方向顺时针偏转约5°～10°,不同走向断层对地应力方向影响程度不同,整体上NE向断层对最大水平主应力方向影响较大,对NW向断层影响较弱.

3)水力压裂模拟结果显示,随着最小水平主应力的增加,裂缝模拟缝长、缝宽、缝高均减小,缝网体积也随之减小;随着水平两向应力差的增加,裂缝模拟缝长增加,模拟缝宽、缝高、缝网体积减小;对比3种井轨迹压裂模拟结果,得出井轨迹方向与最大水平主应力方向夹角为60°的A1H1井压裂效果最好,这是由于该井最大水平主应力和水平两向应力差均较小,导致压裂缝网规模更大;由此可知,在水平井井轨迹设计时,除考虑井轨迹与最大水平主应力方向的夹角外,还需综合考虑不同井轨迹方向所钻遇的不同区域地质力学性质,进而优选最合适的井轨迹方向.

参考文献:

[1] 邹才能,杨 智,何东博,等.常规-非常规天然气理论、技术及前景[J].石油勘探与开发,2018,45(4):575-587.
ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 575-587.

[2] 门晓溪,韩志辉,王 磊.页岩气资源勘探开发历史及现状[J].新疆石油地质,2018,39(3):372-376.
MEN Xiaoxi, HAN Zhihui, WANG Lei. History and current situation of shale gas exploration and development [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(3): 372-376.

[3] 邹才能,董大忠,熊 伟,等.中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J].石油与天然气地质,2024,45(2):309-326.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays sequences and new types in China [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 309-326.

[4] 王 同,熊 亮,董晓霞,等.川南地区筇竹寺组新层系页岩储层特征[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):443-451.
WANG Tong, XIONG Liang, DONG Xiaoxia, et al. Characteristices of shale reservoir in new strata of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 443-451.

[5] 严泽宇,梁 兵,孙雅雄,等.苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段深层页岩储层地应力方向及主控因素[J].石油实验地质,2024,46(6):1187-1197.
YAN Zeyu, LIANG Bing, SUN Yaxiong, et al. In-situ stress orientation and main controlling factors of deep shale reservoirs in the second member of Paleogene Funing Formation in Gaoyou Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1187-1197.

[6] YOUCEF B, AMAR B, SEID B, et al. In-situ stress analysis of Ahnet Basin, South western Algeria: A 1D geomechanical approach [J]. Journal of African Earth Sciences, 2022, 196: 104678.

[7] 刘洪涛,韩子俊,韩 洲,等.三维应力场中不同空间角下钻孔稳定性研究[J].中国矿业大学学报,2024,53(5):925-942.
LIU Hongtao, HAN Zijun, HAN Zhou, et al. Study on borehole stability under different spatial angles in three-dimensional stress field [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2024, 53(5): 925-942.

[8] WILLIAMS J, FELLGETT M, KINGDON A, et al. In-situ stress orientations in the UK Southern North Sea: Regional trends, deviations and detachment of the post-Zechstein stress field [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 67: 769-784.

[9] 王 猛,李明涛,张志强,等.基于交叉偶极子阵列声波资料精细评价地应力方法[J].海洋石油,2019,39(3):66-70.
WANG Meng, LI Mingtao, ZHANG Zhiqiang, et al. The method of evaluating ground stress based on cross dipole acoustic [J]. Offshore Oil, 2019, 39(3): 66-70.

[10] 曾 楷,翟 昆,曾成杰,等.交叉偶极阵列声波测井在川南龙潭组煤系气中的应用[J].冶金管理,2023,36(17):53-55.

ZENG Kai, ZHAI Kun, ZENG Chengjie, et al. Application of cross dipole array acoustic logging in gas in coal system of Longtan Formation, Southern Sichuan [J]. Metallurgical Management, 2023, 36(17): 53-55.

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

[12] YANG H J, SUN X W, PAN Y, et al. Structural deformation laws and oil & gas exploration direction in the western Kslasu tectonic zone of the Tarim Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 31-37.

[13] LIU J, YANG H, WU X, et al. The in-situ stress field and microscale controlling factors in the Ordos Basin, central China [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2020, 57(135): 104482.

[14] 邢梓萌,李瑞雪,邓虎成,等.塔里木盆地博孜—大北逆冲推覆带超深层致密砂岩地应力场模拟及分区评价[J].石油实验地质,2025,47(2):296-310.
XING Zimeng, LI Ruixue, DENG Hucheng, et al. Simulation and zoning evaluation of in-situ stress field within ultra-deep tight sandstone reservoirsin thrust-nappe structures of Bozi—Dabei area, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(2): 296-310.

[15] 何建华,曹　峰,邓虎成,等.四川盆地HC地区须二段致密砂岩储层地应力评价及其在致密气开发中的应用[J].中国地质,2023,50(4):1107-1121.
HE Jianhua, CAO Feng, DENG Hucheng, et al. Evaluation of in-situ stress in dense sandstone reservoirs in the second member of Xujiahe Formation of the HC area of the Sichuan Basin and its application to dense sandstone gas development [J]. Geology in China, 2023, 50(4): 1107-1121.

[16] 王锦山,彭　华.渤海海峡跨海通道工程区海域三维地应力测试[J].岩土力学,2024,45(1):245-256.
WANG Jinshan, PENG Hua. Measurement of 3D in-situ stress in the sea area of trans-Bohai strait passage engineering region [J]. Rock and Soil Mechanics, 2024, 45(1): 245-256.

[17] 张　辉,鞠　玮,徐　珂,等.库车坳陷博孜气藏超深致密砂岩储集层现今地应力预测[J].新疆石油地质,2023,44(2):224-230.
ZHANG Hui, JU Wei, XU Ke, et al. Prediction of present-day in-situ stress in ultra-deep tight sandstone reservoirs in Bozi gas reservoir, Kuqa depression [J]. XinJiang Petroleum Geology, 2023, 44(2): 224-230.

[18] 李　勇,何建华,邓虎成,等.深层页岩储层现今地应力场特征及其对页岩储层改造的影响:以川南永川页岩气区块五峰—龙马溪组为例[J].中国矿业大学学报,2024,53(3):546-563.
LI Yong, HE Jianhua, DENG Hucheng, et al. The present-day in-situ stress filed characteristic of deep shale reservoirs and its effect on the reconstruction of shale reservoirs: A case study of the Yongchuan shale gas field in South Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2024, 53(3): 546-563.

[19] NING W, JU W, GUO W. The present-day in-situ stress field and its effect on shale gas development in Zigong area of southern Sichuan Basin [J]. Unconventional Resources, 2024, 4: 100078.

[20] 王　珂,韩　伟,王　刚,等.地应力对水力压裂效果的影响[J].煤炭技术,2017,36(12):130-132.
WANG Ke, HAN Wei, WANG Gang, et al. Effect of in-situ stress to hydraulic fracturing [J]. Coal Technology, 2017, 36(12): 130-132.

[21] 罗成波,周兴付,欧　彪,等.川南下寒武统筇竹寺组井研—犍为地区页岩气安全优快钻井技术及应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2024,46(6):146-154.
LUO Chengbo, ZHOU Xingfu, OU Biao, et al. Technology and application of safe and efficient shale gas drilling in the Qiongzhusi Formation of Jingyan—Qianwei Area, Southern Sichuan [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(6): 146-154.

[22] 鲁　国,田方磊,何登发,等.四川盆地中部高石梯—磨溪地区F19走滑断裂带构造特征与演化[J].地球科学,2023, 48(06) : 2238-2253.
LU Guo, TIAN Fanglei, HE Dengfa, et al. Structural characteristics and evolution of No.9 strike-slip fault zone in Gaoshiti—Moxi area in central Sichuan basin[J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2238-2253.

[23] 张国东,夏　彪,李友培,等.井研—犍为筇竹寺页岩气井套变机理及预防措施[J].西南石油大学学报(自然科学版),2024,46(6):165-176.
ZHANG Guodong, XIA Biao, LI Youpei, et al. Mechanism and preventive measures of casing deformation in shale gas wells of Qiongzhusi Formation in Jingyan—Qianwei Area [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(6): 165-176.

[24] 唐建明,王　同,周　桦,等.川南下寒武统筇竹寺组层序地层及其对储层的控制[J].西南石油大学学报(自然科学版),2024, 46(6): 32-44.
TANG Jianming, WANG Tong, ZHOU Hua, et al. Sequence stratigraphy of the Cambrian Qiongzhusi formation and its control over reservoirs in

southern Sichuan basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(6): 32-44.

[25] 史洪亮,邓明全,周 桦,等.川南笕竹寺组页岩储层孔隙连通及油气充注特征[J].西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(6): 74-90.
SHI Hongliang, DENG Mingquan, ZHOU Hua, et al. Pore connectivity and oil and gas filling characteristics of shale reservoirs in the Qiongzhusi Formation, southern Sichuan [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(6): 74-90.

[26] 陈文婷,郑质彬,彭岩岩.水力压裂法在地应力测量中的应用[J].煤炭技术,2020,39(2):66-68.
CHEN Wenting, ZHENG Zhibin, PENG Yanyan. Application of hydraulic fracturing method in in-situ stress measurement [J]. Coal Technology, 2020, 39(2): 66-68.

[27] 吴 捷.水力压裂法在地应力测量中的应用[J].广东化工, 2012, 39(13): 124-125.
WU Jie. The application of hydraulic fracturing in the geostress survey [J]. Guangdong Chemical Industry, 2012,39(13):124-125.

[28] 刘 畅,王 翔,赵长虎,等.沁水盆地南部山西组致密砂岩古构造应力场模拟及裂缝预测[J].石油物探,2019,58(2):292-302.
LIU Chang, WANG Xiang, ZHAO Changhu, et al. Paleotectonic stress field simulation and fracture prediction of tight sandstone in the Shanxi Formation, southern Qinshui Basin, China [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2019, 58(2): 292-302.

[29] 黄 滔,刘 岩,何建华,等.川西孝泉—丰谷地区须二段深层致密砂岩储层地应力大小评价方法及其工程应用[J].中国地质,2024,51(1):89-104.
HUANG Tao, LIU Yan, HE Jianhua, et al. Evaluation method and engineering application of in-situ stress of deep tight sandstone reservoir in the second member of Xujiahe Formation in Xiaoquan—Fenggu area, western Sichuan [J]. Geology in China, 2024, 51(1): 89-104.

[30] ZOBACK M D, BARTON C A, BRUDY M, et al. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2023, 40(7): 1049-1076.

[31] 陈 念,王成虎,高桂云,等.基于应力多边形与钻孔崩落的白鹤滩右岸厂房区地应力场特征研究[J].岩土力学,2021,42(12):3376-3384.
CHEN Nian, WANG Chenghu, GAO Guiyun, et al. Characteristics of in-situ stress field in the powerhouse area on the right bank of Baihetan based on stress polygon and borehole breakout method [J]. Rock and Soil Mechanics, 2021, 42(12): 3376-3384.

[32] 唐志强,李 黔,尹 虎.利用斜井井壁破坏信息计算最大水平地应力[J].断块油气田,2017,24(5):709-713.
TANG Zhiqiang, LI Qian, YIN Hu. Calculation of maximum horizontal stress using failure information of inclined wellbore [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(5): 709-713.

[33] 张家维,李瑞雪,邓虎成,等.超深层逆冲推覆构造致密砂岩储层地应力场扰动特征:以塔里木盆地博孜—大北地区白垩系储层为例[J].石油实验地质,2024,46(4):760-774.
ZHANG Jiawei, LI Ruixue, DENG Hucheng, et al. Disturbance characteristics of in-situ stress field within ultra-deep tight sandstone reservoirs in thrust-nappe structures: A case study from Cretaccous reservoins in Bozi—Dabei area, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(4): 760-774.

[34] 黄荣樽,庄锦江.一种新的地层破裂压力预测方法[J].石油钻采工艺,1986(3):1-14.
HUANG Rongzun, ZHUANG Jinjiang. A new method for predicting formation fracture pressure [J]. Oil Drilling Process, 1986(3): 1-14.

[35] 赵毅鑫,赵良辰,杨东辉,等.基于改进组合弹簧模型的矿井地应力场计算方法[J].采矿与岩层控制工程学报,2024,6(1):103-116.
ZHAO Yixin, ZHAO Liangchen, YANG Donghui, et al. Calculation of mine in-situ stress field based on the improved composite spring model [J]. Journal of Mining and Strata Control Engineering, 2024, 6(1): 103-116.

[36] 邓金根,陈峥嵘,耿亚楠,等.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),2013,37(6):59-64.
DENG Jingen, CHEN Zhengrong, GENG Yanan, et al. Prediction model for in-situ formation stress in shale reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(6): 59-64.

[37] 赖 锦,白天宇,肖 露,等.地应力测井评价方法及其地质与工程意义[J].石油与天然气地质,2023,44(4):1033-1043.
LAI Jin, BAI Tianyu, XIAO Lu, et al. Well-logging evaluation of in-situ stress fields and its geological and engineering significances [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1033-1043.

[38] 王兆生,曾联波,李 晶,等.地应力测井解释方法及其可靠性对比[J].西南石油大学学报(自然科学

版),2022,44(6):1-9.
WANG Zhaosheng, ZENG Lianbo, LI Jing, et al. In-situ stress logging interpretation methods and reliability analysis [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(6): 1-9.

[39] 邓乃尔,徐　浩,邓虎成,等.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,2025,52(1):95-110.
DENG Naier, XU Hao, DENG Hucheng, et al. 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, 2025, 52(1): 95-110.

[40] 李海鹏.微地震监测裂缝反演方法研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2015.
LI Haipeng. Study on inversion method of microseismic monitoring fracture [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2015.

[41] 宿　航,李瑞雪,邓虎成,等.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,2024,46(6):1349-1361.
SU Hang, LI Ruixue, DENG Hucheng, et al. Comprehensive evaluation of geological and engineering factors affecting fracturing effectiveness in tight sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1349-1361.

[42] 董建华,刘　鹏,王　薇.地应力剖面在水力压裂施工中的应用[J].大庆石油学院学报,2005,29(2):40-42.
DONG Jianhua, LIU Peng, WANG Wei. Application of in-situ stress profile to hydraulic fracturing [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2005, 29(2): 40-42.

[43] 曾凡辉,郭建春,徐严波,等.压裂水平井产能影响因素[J].石油勘探与开发,2007, 34(4): 474-477.
ZENG Fanhui, GUO Jianchun, XU Yanbo, et al. Factors affecting production capacity of fractured horizontal wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 474-477.

(责任编辑　沈春妮　仝　腾)