

碳酸盐岩储层高精度构造应力场模拟与裂缝多参数分布预测方法及其应用

丁文龙^{1,2}, 李云涛^{1,2}, 韩俊³, 黄诚³, 王来源³, 孟庆修³

[1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 海相储层演化与油气富集机理教育部重点实验室, 中国地质大学(北京), 北京 100083; 3. 中国石油化工股份有限公司 西北油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011]

摘要:构造裂缝是碳酸盐岩的主要储集空间之一, 局部应力导致的构造破裂是影响裂缝发育的重要因素。基于有限元方法的构造应力场模拟已成为构造裂缝预测的重要方法, 但尚未能解决模型设置与实际地质情况相差较大、最优边界条件获取效率低以及构造裂缝发育的主控因素不清晰等问题。①引入非均质岩石力学模型构建方法和自适应边界条件约束算法以提升应力场模拟的精度, 根据储层破裂率和断裂活动性等参数定量表征储层裂缝发育特征; ②定量探讨走滑断裂变形特征的差异和应力扰动对构造裂缝发育的影响, 优选控制构造裂缝发育的最强因素构建碳酸盐岩裂缝型储集体发育指数并定量研究其主控因素; ③以储集体发育规模预测为基础, 结合单井裂缝测井和岩心解释成果, 建立不同级别碳酸盐岩裂缝型储集体的地质模式。将该方法在中国塔里木盆地顺北地区18号断裂带及邻区奥陶系碳酸盐岩储层中应用。结果表明, 张扭段、平移段与压扭段的裂缝发育程度依次降低。地层变形幅度越大, 裂缝发育程度越高。储层岩石力学参数、距断裂的距离、水平两向应力差、应力非均质性系数和综合破裂率被用于构建裂缝型储集体发育指数, 其分级结果与实际地质情况匹配度较高。

关键词:裂缝发育主控因素; 构造应力场模拟; 裂缝定量预测; 储集体定量评价; 碳酸盐岩储层; 奥陶系; 顺北地区; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Methods for high-precision tectonic stress field simulation and multi-parameter prediction of fracture distribution for carbonate reservoirs and their application

DING Wenlong^{1,2}, LI Yuntao^{1,2}, HAN Jun³, HUANG Cheng³, WANG Laiyuan³, MENG Qingxiu³

[1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Enrichment Mechanism (Ministry of Education), China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 3. Exploration and Development Research Institute, Northwest Oil Field Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China]

Abstract: Tectonic fractures serve as primary reservoir spaces of carbonate rocks, and local stress-induced tectonic fracturing acts as a prominent factor influencing their development. Simulating tectonic stress fields using the finite element method has become an important method for tectonic fracture prediction. However, this method faces challenges such as large discrepancies between model setting and actual geologic condition, low efficiency in obtaining optimal boundary conditions, and undefined factors governing the development of tectonic fractures. To address these issues, a method for constructing a heterogeneous rock mechanics model and a self-adaptive boundary constraint algorithm are introduced to enhance the precision of stress field simulations, and quantitatively characterize fracture development in reservoirs using parameters such as reservoir rupture rate and fault activity. Then, by quantitatively exploring the impacts of differences in strike-slip fault deformations and stress perturbations on tectonic fractures, the most significant factors controlling fracture development are selected to construct a development index for fractured carbonate reservoirs, and quantitatively investigate its dominant controlling factors. Lastly, based on reservoir scale prediction, as well as single-well fracture logs and core interpretations, we build a geologic model of fractured carbonate reservoirs at different

收稿日期: 2024-01-01; 修回日期: 2024-05-10。

第一作者简介: 丁文龙(1965—), 男, 教授、博士研究生导师, 石油构造分析与控油气作用、非常规油气储层裂缝形成机制与定量表征及工程甜点评价。E-mail: dingwenlong2006@126.com。

通信作者简介: 李云涛(1996—), 男, 博士研究生, 走滑断裂发育特征与形成机制、储层裂缝识别与多参数分布预测等。E-mail: liyuntao1230@126.com。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(42372171, 42072173)。

levels. This method has been applied to the Ordovician carbonate reservoirs in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area, Tarim Basin. The application results indicate that the degree of fracture development decreases in the order of transtensional, translational, and transpressional fault segments of the fault zone and that higher deformation amplitude of strata is associated with a higher developmental degree of fractures. In addition, the development index of fractured reservoirs is constructed using the rock mechanical parameters, distances from faults, horizontal bidirectional stress differences, stress heterogeneity coefficient, and comprehensive rupture rate of reservoirs. The reservoir classification results based on this index align closely with actual geologic conditions.

Key words: dominant factor controlling fracture development, tectonic stress field simulation, quantitative prediction of fracture distribution, quantitative assessment of reservoir, carbonate reservoir, Ordovician, Shunbei area, Tarim Basin

引用格式: 丁文龙, 李云涛, 韩俊, 等. 碳酸盐岩储层高精度构造应力场模拟与裂缝多参数分布预测方法及其应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 827–851. DOI: 10. 11743/ogg20240318.

DING Wenlong, LI Yuntao, HAN Jun, et al. Methods for high-precision tectonic stress field simulation and multi-parameter prediction of fracture distribution for carbonate reservoirs and their application[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 827–851. DOI: 10. 11743/ogg20240318.

构造裂缝能为致密灰岩提供油气运移的通道和储集空间,是碳酸盐岩的主要储集空间之一^[1-3]。中国石化近期在塔里木盆地顺北地区的重大油气勘探成果表明,走滑断裂是控制深层-超深层-特深层碳酸盐岩储层分布、发育程度和油气聚集模式的重要因素^[4-7]。走滑断裂带的活动使得核部两侧的破碎带发育大量改变原岩渗透率的诱导裂缝,利于流体运移与聚集^[8-9],但其复杂的几何学和运动学特征导致沿其走向不同构造位置部署的钻井所揭示储层发育特征与油气显示差距较大,构造裂缝发育的主控因素不明确。构造裂缝还在油藏注水开发阶段有重要作用,尤其是开启压力、开启顺序和储层破裂压力的预测与油气采收率和经济效益直接相关^[10-15]。将捕获的二氧化碳压缩后封存在地质储层或含盐含水层的地质封存技术在减缓由二氧化碳导致的全球升温方面已经起到了关键作用^[16-18],在这过程中产生于不同构造应力场中的构造裂缝往往具有不同的优势走向与充填特征,因此可对地质构造中的流体沿各个方向的流动造成不同程度的阻碍,进而影响大规模二氧化碳封存^[19-21]。因此,落实由走滑断裂带活动诱导产生的构造裂缝的发育特征与主控因素对裂缝型储层的油气勘探与开发,乃至对碳封存的部署均具有非常重要的理论与实践意义。

局部构造应力导致的构造破裂是影响构造裂缝的发育特征的重要因素^[22-30]。基于有限元方法的构造应力场模拟已成为预测储层构造裂缝发育特征的重要方法^[11, 31-33],但已开展的研究中仍未能解决力学模型设置与实际地质情况相差较大、最优边界条件获取效率低及构造裂缝发育的主控因素不清晰的问题。因此,引入在单井动态岩石力学参数约束下的基于三维地震数据体的岩石力学参数反演功能获取非均质岩石力学

模型以提升应力场模拟中模型力学参数的真实性和准确性;引入自适应边界条件约束方法以自动获取模拟结果与实测结果误差最小时的最优边界条件,从而显著提升应力场模拟的精度与可靠性。在此基础上,根据应力场模拟结果、应力非均质性参数、储层破裂率、断面活动性参数等定量表征顺北18(SHB18)号断裂带及邻区的储层裂缝发育特征。为明确构造裂缝发育的主控因素,探讨走滑断裂的差异变形特征、断裂面的滑动趋势和开启性以及走滑断裂的活动导致的应力扰动对构造裂缝发育的影响,并据此优选对构造裂缝发育的控制作用最强的岩石力学、应力和裂缝参数,构建奥陶系碳酸盐岩裂缝型储集体发育指数。将储层划分为从最优至最差的4类储集体(I—IV),并明确走滑断裂的变形方式对裂缝型储集体发育程度的影响;以单井裂缝解释为基础,建立不同级别储集体中奥陶系碳酸盐岩储集体发育的地质模式。本文开展的工作不仅提升了基于应力场模拟的裂缝发育特征及多参数分布定量预测的准确性和可靠性,而且对碳酸盐岩储层裂缝发育的控制因素的定性或定量研究、规模储集体发育指标的构建以及单井储集体发育的地质模式的建立对碳酸盐岩储集体的勘探与开发进程的加快具有重要的参考价值。

1 高精度构造应力场数值模拟方法

构造应力场的定量描述可以有效地预测裂缝分布,预测有利的油气聚集区,并为低渗透储层、页岩储层和致密储层的勘探和开发提供有用的参考。有限元法由于其精确的定量和离散近似,被广泛用于应力场的数值模拟。在数值模拟中,地质模型的建立和网格

化、岩石力学参数的确定和模型边界条件的确定均影响模型的精度,其中需要以目的层段实测的岩石力学静态参数来校正通过测井计算等手段获取的动态参数,在数值模拟的过程中单井目的层段的应力模拟值和实测值的误差应尽可能低,用对应的最佳边界条件开展构造应力场数值模拟并获得构造应力场分布。在此基础上,分别采用格里菲斯和库伦-摩尔(Coulomb-Mohr)破裂准则计算碳酸盐岩储层的张破裂率和剪破裂率,并依据从岩心观察定量统计得到的张性裂缝与剪切裂缝数量的比例,以及从电镜和薄片中性判断的张性裂缝与剪切裂缝数量的大小关系,求取碳酸盐岩的综合破裂率并综合判定碳酸盐岩储层破裂率。根据目的层的断裂展布特征和常规测井资料可计算出目的层的现今垂向主应力与断裂产状,结合从数值模拟中获取的构造应力可开展断面应力分解,计算断面滑动趋势系数、膨胀系数和开启压力等明确反映断裂活动性的参数。走滑断裂活动对构造裂缝发育的控制作用也需要被讨论,这是碳酸盐岩断缝储集体发育指数建立的基础,因此充分讨论了走滑断裂的差异变形、断裂面的滑动趋势和开启性以及走滑断裂的活动导致的应力扰动等因素与构造裂缝发育程度的相关性,并从

中优选出与构造裂缝发育程度相关性高的参数建立碳酸盐岩断缝储集体发育指数并对研究区目的层的储集体发育规模开展定量预测(图1)。在这过程中,已有钻井的储层裂缝发育情况被用来验证储集体发育规模的预测结果,并为研究区碳酸盐岩裂缝性储层的油气勘探提供构造地质依据。

此可见,构造应力场模拟虽然已成为裂缝分布预测较为成熟的有效方法之一,且已被广泛应用于储层裂缝的定量预测之中,但模拟精度和可靠性的提升仍是亟待解决的问题,应在以下两方面开展深入研究:① 如何提升地质力学模型与实际地质情况的匹配程度,使得地质力学模型可准确反映实际地质情况尤其是储层岩石力学性质的非均质性与各向异性;② 如何提升获取最佳边界条件的效率,尤其是当用于约束数值模拟结果的实测应力数据较多时,如何快速降低模拟结果与所有实测数据的综合误差。

1.1 地质模型

地质模型主要包括区域断裂构造体系及沉积环境两个方面^[31]。顺北地区经历的多个阶段的构造活动导致断裂构造体系具有复杂的几何学与运动学特

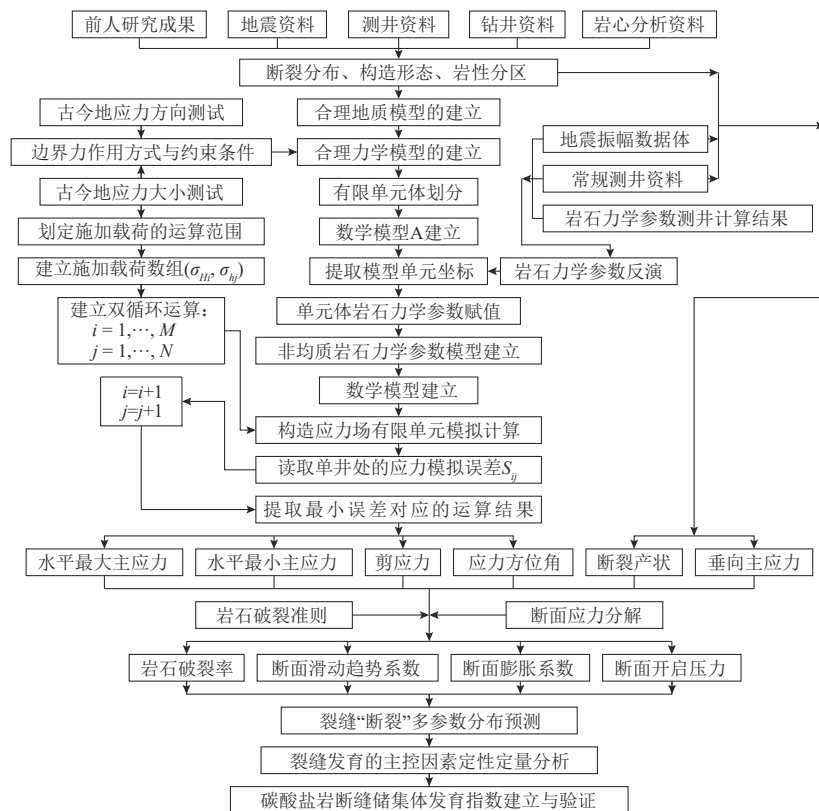


图1 高精度构造应力场数值模拟、裂缝多参数分布预测及奥陶系碳酸盐岩断缝储集体发育指数建立与验证的工作流程

Fig. 1 Workflow for numerical simulation of high-precision tectonic stress fields, multi-parameter prediction of fracture distribution, and the construction and verification of the development index for fractured carbonate reservoirs of the Ordovician

征^[34-37]。塔里木盆地在中奥陶世及以前处于伸展背景中^[38]。中-晚奥陶世,区域应力从伸展到挤压的转换使得塔中隆起、塔北隆起和塔中 I 号断裂形成^[39]。挤压应力场一直持续至中泥盆世^[40]。奥陶系断裂带中方解石胶结物的 U-Pb 同位素定年成果表明加里东中期为顺北地区走滑断裂的重要活动时期^[41]。塔里木盆地在二叠纪和三叠纪的主要特征分别为广泛发育的岩浆活动和由天山造山带的持续隆升导致的区域性剥蚀^[42-45]。自古近纪以来,远场挤压作用持续影响着塔里木盆地^[46-47]。

顺北地区的沉积地层由古生代、中生代和新生代 3 个层序构成,下-中泥盆统、侏罗系和上白垩统地层

缺失(图 2c)。奥陶系和碳酸盐岩裂缝型储层分别为顺北地区的主要勘探层系和最重要的储层类型,走滑断裂活动派生的构造裂缝对碳酸盐岩的储集能力和渗流能力有良好的改善作用^[2,8]。作为重点勘探层位的中奥陶统一间房组的地层厚度约为 90~190 m,主要由泥晶灰岩、亮晶砂屑灰岩和亮晶鲕粒灰岩等构成。

三条在平面上具有线性延伸、带状展布特征的基底走滑断裂带控制了顺北地区的构造格局(图 2b),其中 SHB18 号断裂带位于顺北地区东部边缘。塔中隆起在中奥陶世的初始抬升、在晚奥陶世的持续抬升、塔中隆起沿塔中 I 号断裂带对顺北地区的差异推挤和塔中 I 号断裂带的右行走滑被认为对顺北地区的走滑断

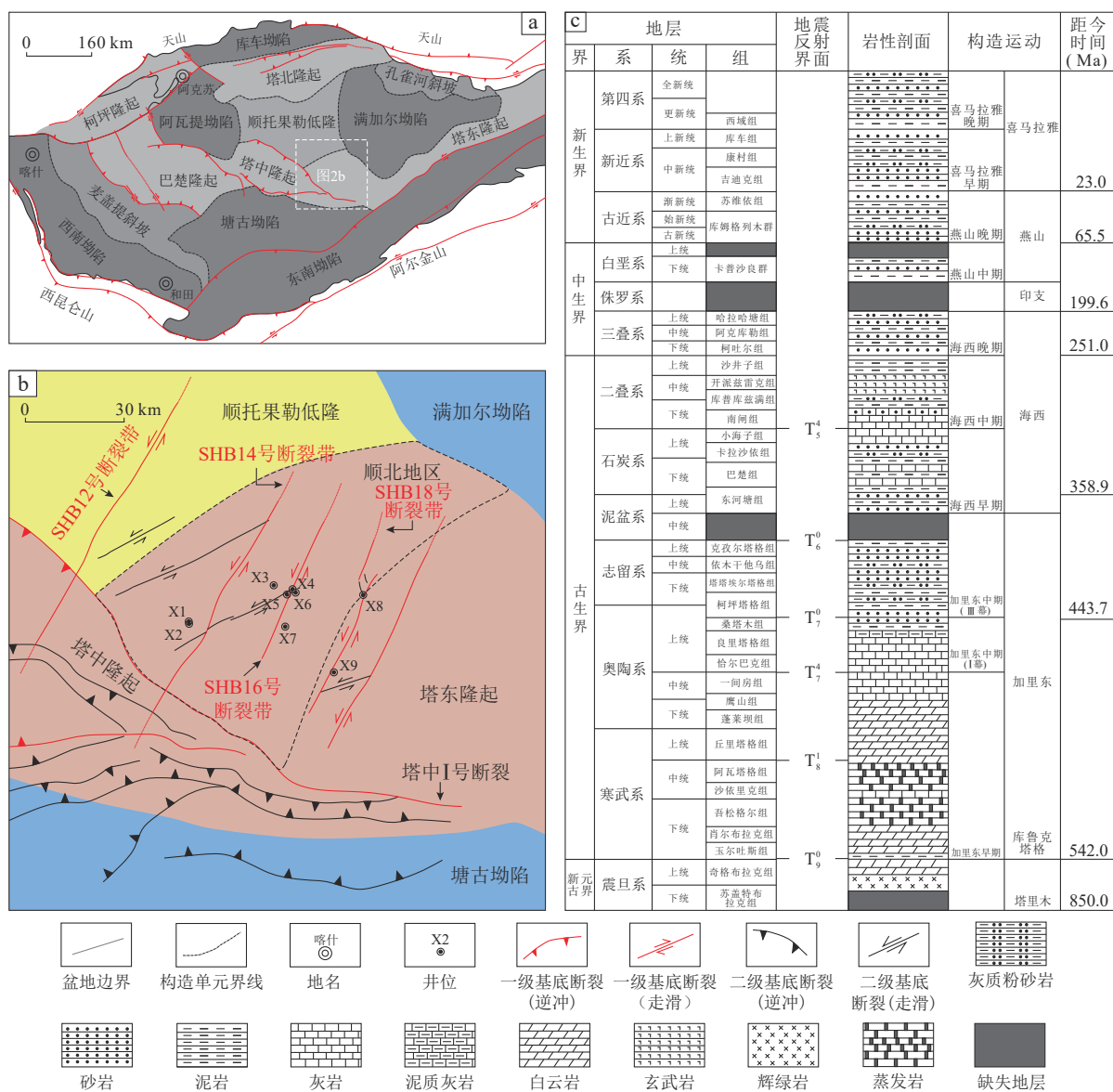


图2 塔里木盆地构造单元及地层格架

Fig. 2 Structural units and stratigraphic framework of the Tarim Basin

a. 塔里木盆地构造单元;b. 顺北地区及邻区走滑断裂系统(据文献[5, 8, 34, 48]补充修改,位置见图2a);c. 顺北地区地层格架(据文献[5]补充修改)

裂的形成与演化有较强的控制作用^[37]。当滑动方向与预先存在的断层的迹线的方向斜交时,转换挤压(transpression)或转换伸展(transtension)形成,并分别对应于正起伏(positive relief)和负起伏(negative relief)区域^[49-50]。由两个左阶或右阶排列的相邻的断层组成的断层配置中分别存在左侧阶步与右侧阶步^[51]。在 T_7^4 界面上,SHB18号断裂带的阶步排列并不明显,仅在无起伏区②和负起伏区④各存在一个小规模右阶排列和大规模的左阶排列(图3a)。

断层带在平面上展现出的正起伏、无起伏和负起伏交替出现的特征与在横剖面上正花状、单一直立断层和负花状构造样式的交替出现相对应(图3b—e)。

负起伏④中左阶排列的断层控制的叠接区具备拉张性质,这表明SHB18号断裂带为左行走滑断裂^[52-54]。 T_7^4 界面附近地层中的正花状构造与 T_7^4 至 T_5^4 界面之间的地层中的张性变形有明显差异,这表明 T_7^4 界面附近地层和 T_7^4 至 T_5^4 界面之间地层的变形处于完全不同的应力场环境中^[55-56]。海西运动中期的区域性伸展活动被认为控制了 T_5^4 界面附近地层的变形。 T_7^4 界面附近地层的变形则受加里东运动中期控制^[36]。

1.2 力学模型与数学模型

地质模型向力学模型的转换首先需要明确地质模型各部分的材料属性。为模型各部分定义材料属性的

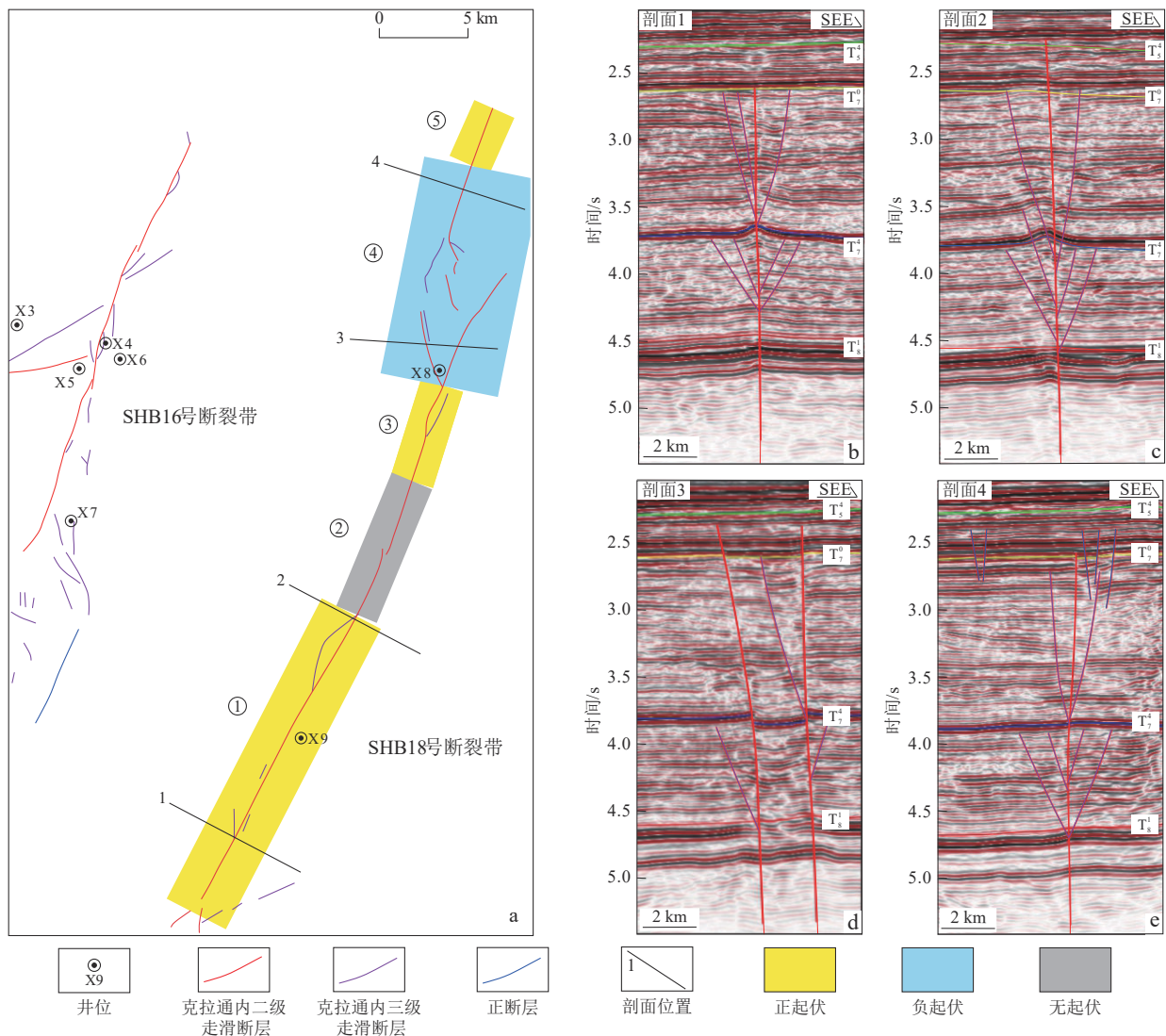


图3 顺北地区18(SHB18)号断裂带几何学特征

Fig. 3 Structural geometry of the No. 18 fault zone in Shunbei area

a. SHB18号断裂带在 T_7^4 界面的展布特征;b. 与SHB18号断裂带走向垂直的剖面1的地层-断裂综合解释;c. 与SHB18号断裂带走向垂直的剖面2的地层-断裂综合解释;d. 与SHB18号断裂带走向垂直的剖面3的地层-断裂综合解释;e. 与SHB18号断裂带走向垂直的剖面4的地层-断裂综合解释(剖面1—4的位置见图3a;图3a中的断裂带位置见图2b。)

传统方法为将模型划分为不同类型的材料单元,例如断裂带、褶皱带和普通沉积地层等,并对不同的材料单元进行不同的岩石力学属性赋值(主要为杨氏模量和泊松比)。但这将存在两个问题:①传统方法在断裂和褶皱等构造较发育的复杂构造区较为适用,因为相关地区的岩石力学属性受构造控制非常明显,但当研究地区的构造和沉积特征较为简单时(例如地层平缓地区和沉积相带单一的地区),该方法并不能体现目的层岩石力学性质的非均质性^[57],只能将整个研究区设置为统一的岩石力学属性,这将很难反映真实的地质情况进而难以得到精确的数值模拟结果;②不同的材料单元的岩石力学属性通常情况下来自单轴和三轴压缩变形试验,但断裂带因其岩石力学性质特殊性往往不能通过试验直接获取力学参数,而是要通过普通沉积地层乘以经验系数来获取(杨氏模量通常为普通沉积地层的30%~70%,泊松比通常比普通沉积地层高0.02~0.10^[31]),这就使得断裂带材料单元的力学属性赋值具有较强的主观性,而且这样简单的赋值方式也未能体现断层复杂的核-带结构。故设置非均质的岩石力学模型是提升数值模拟精度的第一步,这要求单独考虑研究区目的层的每个构造位置的力学属性。

除上述因素外,力学模型的建立还包括边界条件的厘定,即确定地质体的边界构造应力的加载方式、大小及约束条件。以往开展的数值模拟需要不断调整边界条件以使得应力模拟结果与应力实测结果达到能被允许的最小误差,这将存在两个问题:①手动调整将带来较大的工作量,往往很难在短时间内达到最佳效果;②当用于检验数值模拟精确度的应力实测数据较多时,手动调整很难使得所有模拟结果与实测数据的综合误差达到精度要求。自适应边界条件约束算法可显著提升最佳边界条件的获取效率:在指定给模型施加的应力方向后,人为确定给模型施加的应力大小的测试范围和测试间隔,并用ANSYS参数化设计编程(APDL)提供的自动完成有限元分析的命令实现构造应力场的自动计算与误差分析。当输出的最佳边界条件不符合研究的精度要求时,可通过调整给模型施加的应力大小的测试范围和测试间隔或应力的方向来重新获取最佳边界条件。自适应约束边界条件计算模型减少了工作量,同时可保证获取最佳的边界条件。

将力学模型转换为数学模型的依据是有限元原理,其基本思想是:地质体可以被离散为有限连续单元,不同的单元之间用节点连接,每个单元被赋予适当的力学参数,所有单元中的应力张量可通过求解多个变量的方程来确定,即所有单元的组合被用来计算整

个地质体的构造应力场^[58-60]。故模型的单元数量越多,用于检验的实测数据越丰富,有限元法的准确性也就越高^[61]。

1.2.1 非均质地质力学模型

SHB18号断裂带及邻区奥陶系岩性单一,主要为灰色泥晶灰岩,裂缝较为发育,且普遍被泥质充填。裂缝的力学性质与产状多样,高角度缝、中-高角度缝和水平缝可分别在X4井,X8井和X6井的奥陶系灰岩段被观察到(图4)。奥陶系裂缝发育段在不同测井曲线响应特征具有明显不同的状态,其中声波时差(AC),井径(CAL),自然电位(SP)和自然伽马(GR)测井数值在裂缝发育段表现为高值,密度(DEN)数值在裂缝发育段上表现为低值(图5a—d)。根据钻井的阵列声波测井数据及常规测井数据并分别根据公式(1)和公式(2)计算出奥陶系灰岩段的动态杨氏模量与泊松比^[62-63]:

$$E_d = \frac{\rho}{\Delta t_s^2} \cdot \frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \quad (1)$$

$$\mu_d = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \quad (2)$$

式中: E_d 为动态杨氏模量,GPa; Δt_p 为纵波时差, $\mu\text{s}/\text{ft}$; Δt_s 是横波时差, $\mu\text{s}/\text{ft}$; ρ 为岩石体积密度, g/cm^3 ; μ_d 为动态泊松比,无量纲。

根据碳酸盐岩储层裂缝发育层段具有的“低杨氏模量、高泊松比”特征,对SHB18号断裂带周缘钻井中奥陶统一间房组和下-中奥陶统鹰山组的裂缝发育层段进行划分,其中X8井具有“裂缝发育层段数量多、间距小、厚度小”的特征(图5e),X9井具有“裂缝发育层段数量少、间距大、厚度大”的特征(图5f)。

非均质岩石力学模型建立的关键在于利用三维地震数据体及钻井的动态岩石力学参数进行奥陶系碳酸盐岩储层杨氏模量和泊松比的反演,获得储层非均质岩石力学数据体,并结合前人在研究区开展的奥陶系碳酸盐岩岩石力学实验结果(即静态岩石力学参数,见表1)对反演得到的动态岩石力学参数进行校正,以此获取奥陶系碳酸盐岩储层现今静态杨氏模量和泊松比,具体操作如下:表1中具备静态岩石力学参数的钻井并不具备动态岩石力学参数,所以分别计算静态杨氏模量和静态泊松比的平均值,再分别计算研究区动态杨氏模量和动态泊松比的平均值,明确静态岩石力学参数和动态岩石力学参数的比值,最终将所有动态岩石力学参数乘以该比值,可完成动态岩石力学参数至静态岩石力学参数的转换。在此之前需根据有效应力理论确定对不同深度的岩石样品开展三轴岩石力学

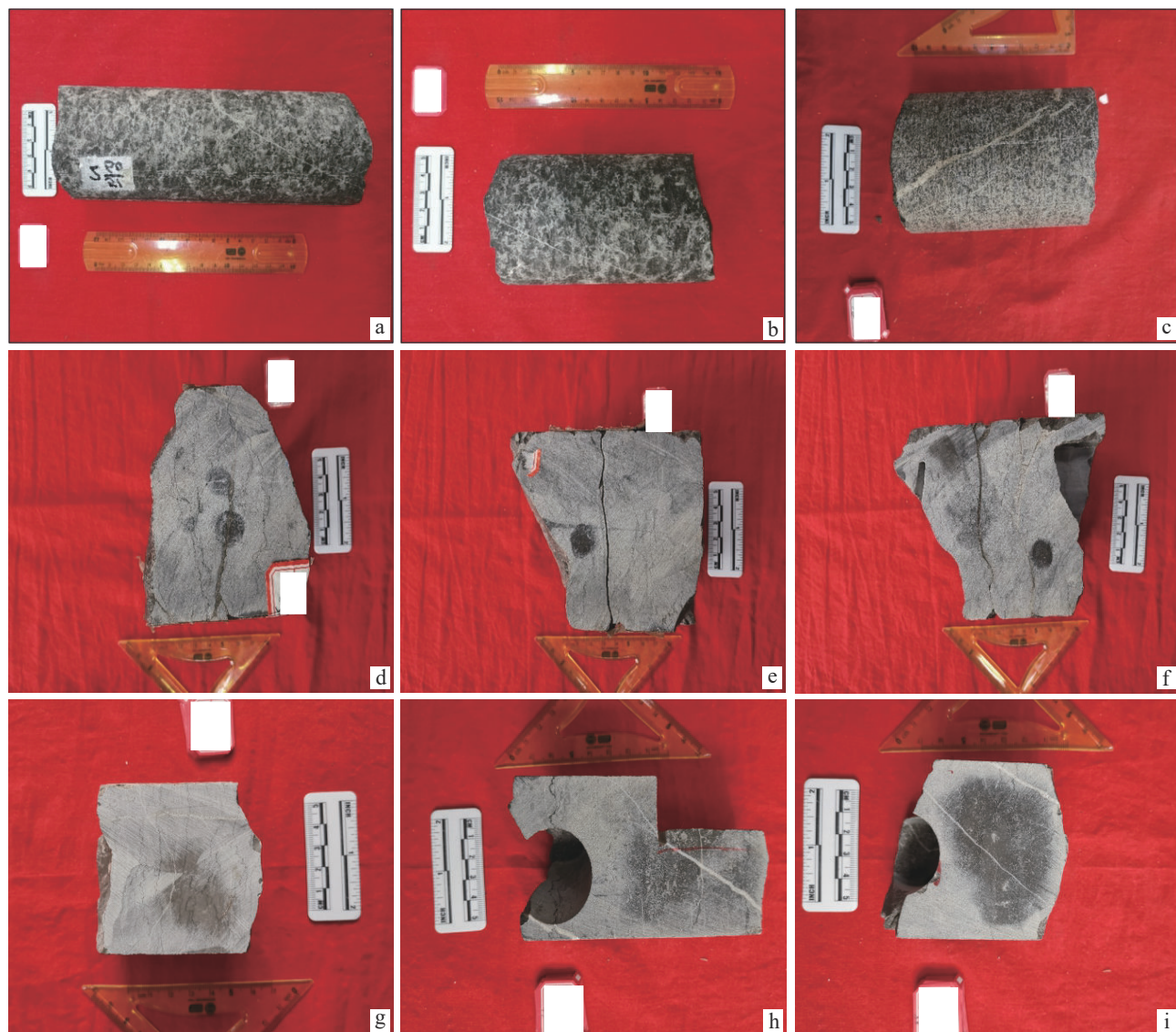


图4 顺北地区奥陶系碳酸盐岩裂缝发育特征岩心照片

Fig. 4 Core photos showing the characteristics of fracture development in the Ordovician carbonate rocks in Shunbei area

a. X4井,灰色泥晶灰岩高角度裂缝,埋深6 932.00 m;b. X4井,灰色泥晶灰岩高角度裂缝,埋深6 934.88 m;c. X4井,灰色泥晶灰岩高角度裂缝,埋深6 936.91 m;d. X6井,灰色泥晶灰岩中-低角度裂缝,埋深6 460.58 m;e. X6井,灰色泥晶灰岩中-低角度裂缝,埋深6 462.14 m;f. X6井,灰色泥晶灰岩中-低角度裂缝,埋深6 463.26 m;g. X8井,灰色泥晶灰岩低角度缝和近直立缝,埋深6 554.43 m;h. X8井,灰色泥晶灰岩水平缝和中-高角度裂缝,埋深6 871.82 m;i. X8井,灰色泥晶灰岩中-高角度裂缝,埋深6 874.14 m

(钻井位置见图3a。)

实验的最佳围压,以此来筛选出最可靠的实验结果。根据有效应力理论,实验约束压力等于上覆岩石压力减去地层孔隙压力:

$$P_c = 10^{-3} \rho g h - 10^{-2} \alpha \delta h \quad (3)$$

式中: P_c 为实验围压,MPa; g 为重力加速度,取9.8 m/s²; ρ 为上覆地层平均密度,由密度测井计算得出该参数为2.3 g/cm³; h 为上覆地层厚度,m; α 为孔隙弹性系数,无量纲,取1; δ 为地层孔隙压力梯度,取1.153 5 MPa/hm。根据公式(3),表1中岩石样品深度至少为7 470.15 m,实验围压因此至少为82.2 MPa,故编号3和6的样品

实验测试结果最可靠,两组实验获取的静态杨氏模量和静态泊松比的平均值分别为36.865 GPa和0.220 0,而根据测井数据计算得到的动态杨氏模量和动态泊松比的平均值分别为74.330 GPa和0.320 5(图6a,b),所以将动态杨氏模量乘以0.496(36.865与74.33的比值),将动态泊松比乘以0.686(0.220 0与0.320 5的比值)后,可将研究区奥陶系碳酸盐岩储层动态岩石力学参数转换为静态岩石力学参数(图6c,d)。

静态杨氏模量和泊松比在断裂带处均具有较为明显的响应,分别表现为低值和高值,而在普通沉积地层

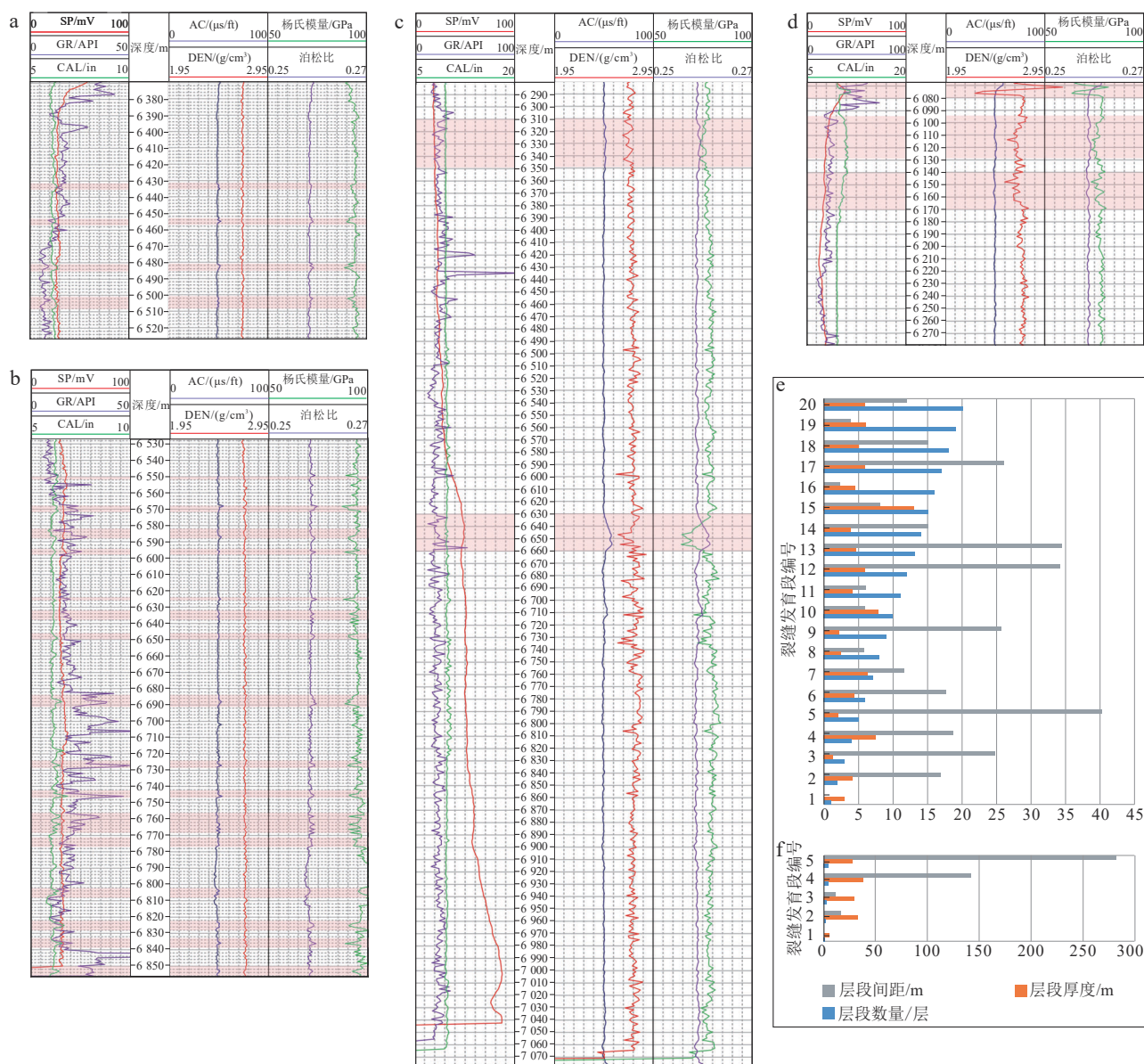


图5 顺北地区X8井和X9井奥陶系碳酸盐岩储层动态岩石力学参数计算结果与裂缝发育层段参数统计结果

Fig. 5 Calculation results of dynamic rock mechanical parameters and statistical results of parameters denoting fracture intervals for the Ordovician carbonate reservoirs in wells X8 and X9 in Shunbei area

a. X8井中奥陶统一间房组动态岩石力学参数测井计算结果;b. X8井中-下奥陶统鹰山组动态岩石力学参数测井计算结果;c. X9井中-下奥陶统鹰山组动态岩石力学参数测井计算结果;d. X9井中奥陶统一间房组动态岩石力学参数测井计算结果;e. X8井中奥陶统一间房组和中-下奥陶统鹰山组的裂缝发育层段间距、层段厚度和层段数量分布柱状图;f. X9井中奥陶统一间房组和中-下奥陶统鹰山组的裂缝发育层段间距、层段厚度和层段数量分布柱状图

则表现为杨氏模量高值和泊松比低值,这说明通过岩石力学参数反演获取的非均质岩石力学参数模型中对断裂带和普通沉积地层已有明显区分。

从X4井奥陶系一间房组的不同深度共选取3个样品以开展古地磁和声速各向异性测试,明确现今水平应力的方向。声波在最大主应力和最小主应力方向上分别具有最慢和最快的速度,当声波穿过岩心的波速的振幅超过3%时,认为是原位应力导致了声速的

差异^[11]。对上述3个岩石样品开展的声速实验可分别明确声速最大和最小的位置与样品标记线的夹角,根据该结果,结合古地磁实验,可明确现今水平最大主应力的方向。声速各向异性实验的结果表明:样本1和2的声速的振幅超过3%(图7a),认为是原位应力导致了声速的差异,故将这两个样品的最大主应力测试结果取平均值,结果指示了NE51°的水平最大主应力方向(表2)。多极子声波测井被广泛用于裂缝的评价和

表1 顺北地区奥陶系岩石力学参数

Table 1 Rock mechanical parameters of the Ordovician strata in Shunbei area

样品编号	井号	深度/m	围压/MPa	抗压强度/MPa	泊松比	杨氏模量/GPa	内聚力/MPa	内摩擦角/(°)
1	X10	7 470. 15 ~ 7 470. 21	65	—	0. 210	39. 88		
2	X10	7 470. 15 ~ 7 470. 21	75	—	0. 260	42. 93	—	—
3	X10	7 470. 15 ~ 7 470. 21	85	—	0. 220	37. 13		
4	X11	7 560. 23 ~ 7 560. 38	65	—	0. 230	34. 70		
5	X11	7 560. 23 ~ 7 560. 38	75	—	0. 220	36. 50	38	26. 3
6	X11	7 560. 23 ~ 7 560. 38	85	—	0. 220	36. 60		
7	X12	7 652. 00 ~ 7 653. 73	0	70. 16	0. 204	36. 83		
8	X12	7 652. 00 ~ 7 653. 73	0	75. 74	0. 226	43. 43		
9	X12	7 656. 46 ~ 7 656. 57	30	279. 06	0. 242	44. 65	—	—
10	X12	7 656. 46 ~ 7 656. 57	30	274. 83	0. 273	46. 24		
11	X12	7 656. 46 ~ 7 656. 57	30	249. 73	0. 235	42. 63		
12	X12	7 656. 38 ~ 7 656. 46	0	72. 14	0. 252	37. 68		
13	X12	7 656. 38 ~ 7 656. 46	60	310. 22	0. 338	60. 89	17. 6	41. 6
14	X12	7 656. 38 ~ 7 656. 46	30	267. 40	0. 314	56. 86		

注:“—”表示未取得计算结果。

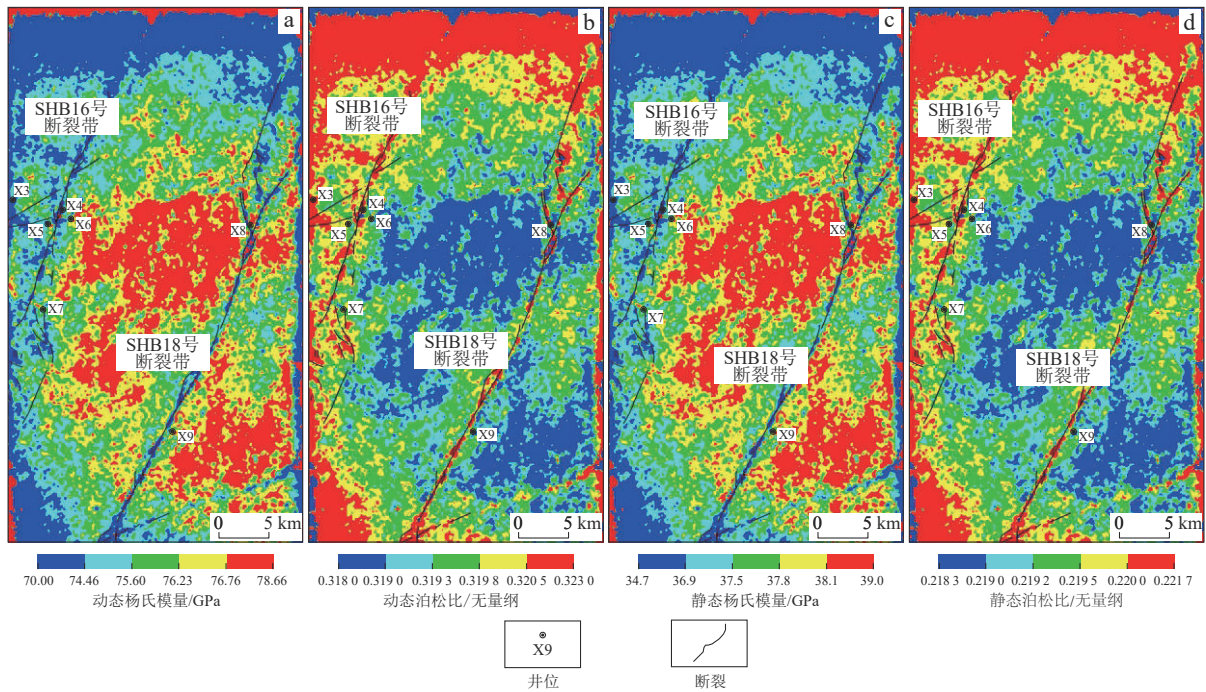


图6 SHB18号断裂带及邻区奥陶系碳酸盐岩动态和静态岩石力学参数平面分布(断裂带位置见图2b)

Fig. 6 Planar distributions of the dynamic and static rock mechanical parameters of the Ordovician carbonate rocks in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area (see Fig. 2b for the fault location)

a. 动态杨氏模量;b. 动态泊松比;c. 静态杨氏模量;d. 静态泊松比

分析^[64],从X5井的正交多极子阵列声波测井获取的声波各向异性数据显示水平最大主应力的平均方位为NE49.8°(图7b)。井眼崩落数据也可直观反映水平应力的方向,根据X6井的地层倾角测井数据开展的井径分析表明现今水平最大主应力方向为NE45°(图7c)。从成像测井资料中识别出的钻井诱导缝可直接反映现

今水平应力的方向,在X9井奥陶系成像测井中(图7e),钻井诱导缝的走向为NE30°~50°(图7d),倾角通常大于80°,故水平最大主应力的方位角也应为NE30°~50°。根据声速各向异性、阵列声波测井、井眼崩落和钻井诱导缝产状等资料的分析,SHB18号断裂带及邻区的现今水平最大主应力方向被定为NE45.9°。

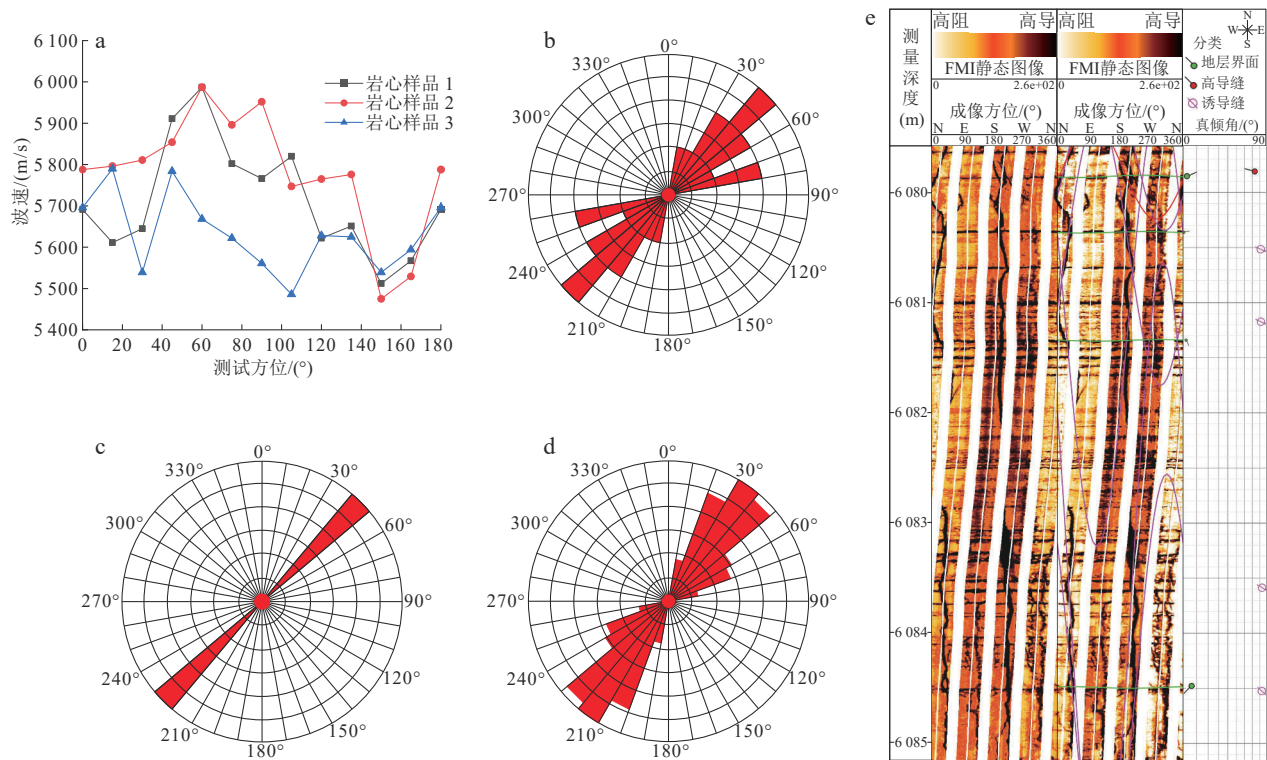


图7 顺北地区奥陶系碳酸盐岩储层现今水平主应力方位测试分析

Fig. 7 Analysis of the present-day horizontal principal stress orientation of the Ordovician carbonate reservoirs in Shunbei area
a. X4井中奥陶统一间房组3个样品的声速各向异性测试结果;b. 从阵列声波测井获取的X5井的现今水平最大主应力方位的玫瑰花图;c. 从井眼崩落获取的X6井的现今水平最大主应力方位的玫瑰花图;d. X9井奥陶系成像测井解释的钻井诱导缝走向的玫瑰花图(埋深6 079.6~6 085.2 m);
e. 基于X9井奥陶系成像测井的钻井诱导缝深度、走向和倾角解释成果(以埋深6 079.6~6 085.2 m地层为例)

表2 顺北地区X4井奥陶系碳酸盐岩岩心古地磁与声波各向异性测量结果

Table 2 Measured paleomagnetism and acoustic anisotropy of the Ordovician carbonate rock cores from well X4 in Shunbei area

岩心编号	测试方位/(°)	直径/mm	走时/ μ s	波速/(m/s)	磁偏角/(°)	最小波速与标志线的夹角/(°)	最大主应力方向
No. 1	150	65.52	11.89	5 512	141.5	185	N43.9°E
No. 2	150	65.58	11.98	5 475	316.9	185	N58.1°E
No. 3	105	64.78	11.81	5 486	289.3	145	N35.7°E

用现今NE45.9°的水平最大主应力施力方向确定了模型的施力边界方向(图8a)。为消除模型在模拟过程中产生的边界效应,将施力方框的面积设置为研究区外框面积的12.5倍。模型的西侧和东侧两个顶点被固定,SW侧和NE侧的边界将施加水平最大主应力载荷,而SE侧和NW侧的边界将施加水平最小主应力载荷。用ANSYS有限元分析软件将力学模型分为3个层次进行网格划分,分别是断裂带、研究区中除断裂带以外的地区、施力边框和研究区边框之间的地区,这3个层次的三角网格单元划分密度由高至低(图8b, c)。网格化后得到的数学模型共包含95 854个单元和192 281个节点。将非均质岩石力学参数(见图6)赋予数学模型中的各个单元以构建非均质且高精度的岩石

力学模型。
1.2.2 基于自适应边界条件约束的边界条件厘定方法
开展自适应边界条件约束首先需要获取单井目的层的应力实测数据。声发射技术被广泛用于评估地层产生微裂缝时的古应力和原位应力的大小^[65-68]。在本研究中,对X4井中奥陶统一间房组的1个岩石样品开展了声发射分析(图9a, b),用沿岩心不同方向确定的法向应力来计算水平主应力。声发射实验表明SHB18号断裂带及邻区至少经历了6~7期应力(图9c—f)。声发射实验结果显示的原位应力为:水平最大主应力为122.43 MPa;水平最小主应力为88.37 MPa;垂向主应力为124.70 MPa。

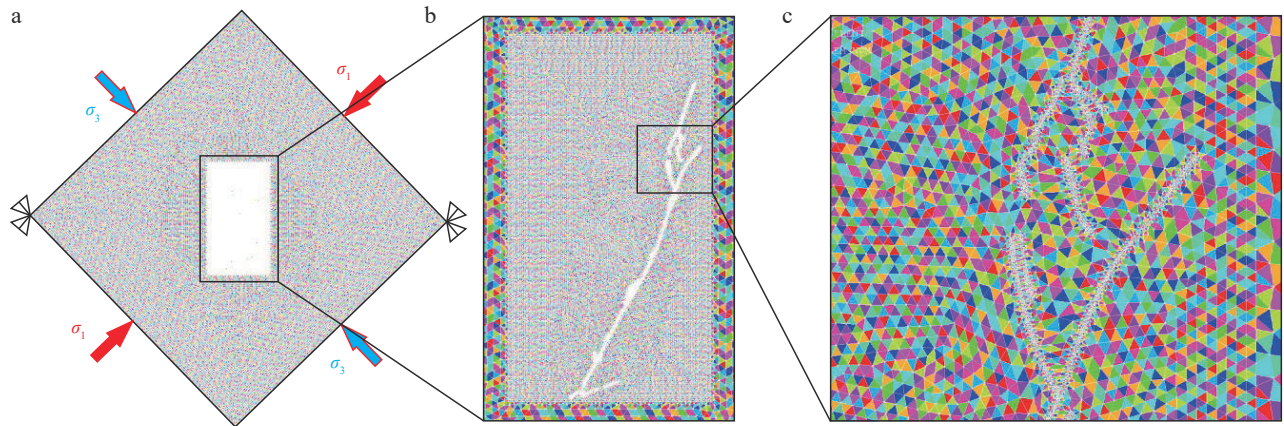


图8 顺北18(SHB18)号断裂带及邻区中奥陶统一间房组现今应力场模拟的数学模型

Fig. 8 Mathematical model for present-day stress field simulation of the Middle Ordovician Yijianfang Formation in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area

a. 数学模型中施力边框的方向;b. 施力边框内位于研究区以外的地区、研究区内的普通沉积地层区域及研究区内的断裂带周缘地区的网格化精度的区别;c. 对断裂带周缘地区的网格化精度和普通沉积地层的区别的直观展示

使用自适应边界条件约束算法以获取最佳边界条件时,在模型边界上施加118~127 MPa的水平最大主应力和84~93 MPa不等的水平最小主应力,运算间隔均为1 MPa,共运算100次,获取了每次运算中距离SB16X井最近的单元处的应力模拟值(图10a),并用公式(3)计算SN16X井处的水平最大主应力模拟数值与实测数值的误差:

$$error = \lg \frac{\sigma_{H-sim} - \sigma_{H-mea}}{\sigma_{H-mea}} \quad (4)$$

式中: $error$ 为模拟数值与实测数值的误差; σ_{H-sim} 为水平最大主应力的模拟值,MPa; σ_{H-mea} 为水平最大主应力的实测值,MPa。

当给模型施加的水平最大主应力和水平最小主应力分别为123 MPa和87 MPa时,SB16X井处的 σ_{H-sim} 为122.440 555 MPa,和 σ_{H-mea} (122.430 000 MPa)之间的误差最小且仅为0.008 6%(图10b),故123 MPa和87 MPa分别作为给模型施加的最优边界条件中的水平最大主应力载荷和水平最小主应力载荷。

1.3 构造应力场分布

基于上述非均质地质力学模型和数学模型的设置,对奥陶系碳酸盐岩储层现今应力场进行二维平面的数值模拟,可获得水平最大主应力、水平最小主应力、剪应力和应力方向的分布。其中,水平最大主应力是控制构造变形和断裂形成及分布的主要因素,其绝对值大小及应力强度的大小决定着区域范围内构造作用的强弱和断裂、褶皱发育的程度,而剪应力的强弱则对断裂、褶皱的破碎及扭曲变形具有重要控制作

用^[31]。水平两向应力差和应力非均质系数可显著反映应力状态的非均质性,对岩石的破裂也具有良好的指示作用。

1.3.1 构造应力大小与方向

规定应力模拟结果的正值为张应力,负值为压应力。奥陶系碳酸盐岩储层现今最大主应力集中分布在-105~-136 MPa(图11a),断裂带内部岩石破碎程度较高,其内部的最大主应力相对于普通沉积地层较低,强度值主要分布在-105~-116 MPa。与断裂带相比,普通沉积地层在区域上岩性分布稳定,最大主应力值分布范围在-116~-136 MPa,该范围值在研究区内分布面积最广。水平最大主应力方位角集中在NE33°左右(图11d),断裂带附近水平最大主应力的方位角相较于普通沉积地层略微增大,这说明在断裂带附近水平最大主应力的方向发生了顺时针偏转,偏转角度约为2°~3°。

奥陶系碳酸盐岩储层最小主应力集中分布在-73.54~-90.67 MPa(图11b)。普通地层的水平最大主应力主要集中在-73.54~-85.00 MPa,而断裂带附近的地层则体现为水平最小主应力的减小并形成较为明显的应力扰动带,例如在应力平面分布图上的红色区域内(-80.85~-90.67 MPa),断裂带附近地层的应力分布体现为黄色带(-79.86~-80.85 MPa)。X8井附近的走滑断裂发育处的水平最小主应力低值条带非常明显。

奥陶系碳酸盐岩储层剪应力为-8.72~-26.58 MPa(图11c),规定正值代表剪应力方向为左旋,负值代表剪应力方向为右旋。SHB18号断裂带在现今表现出了

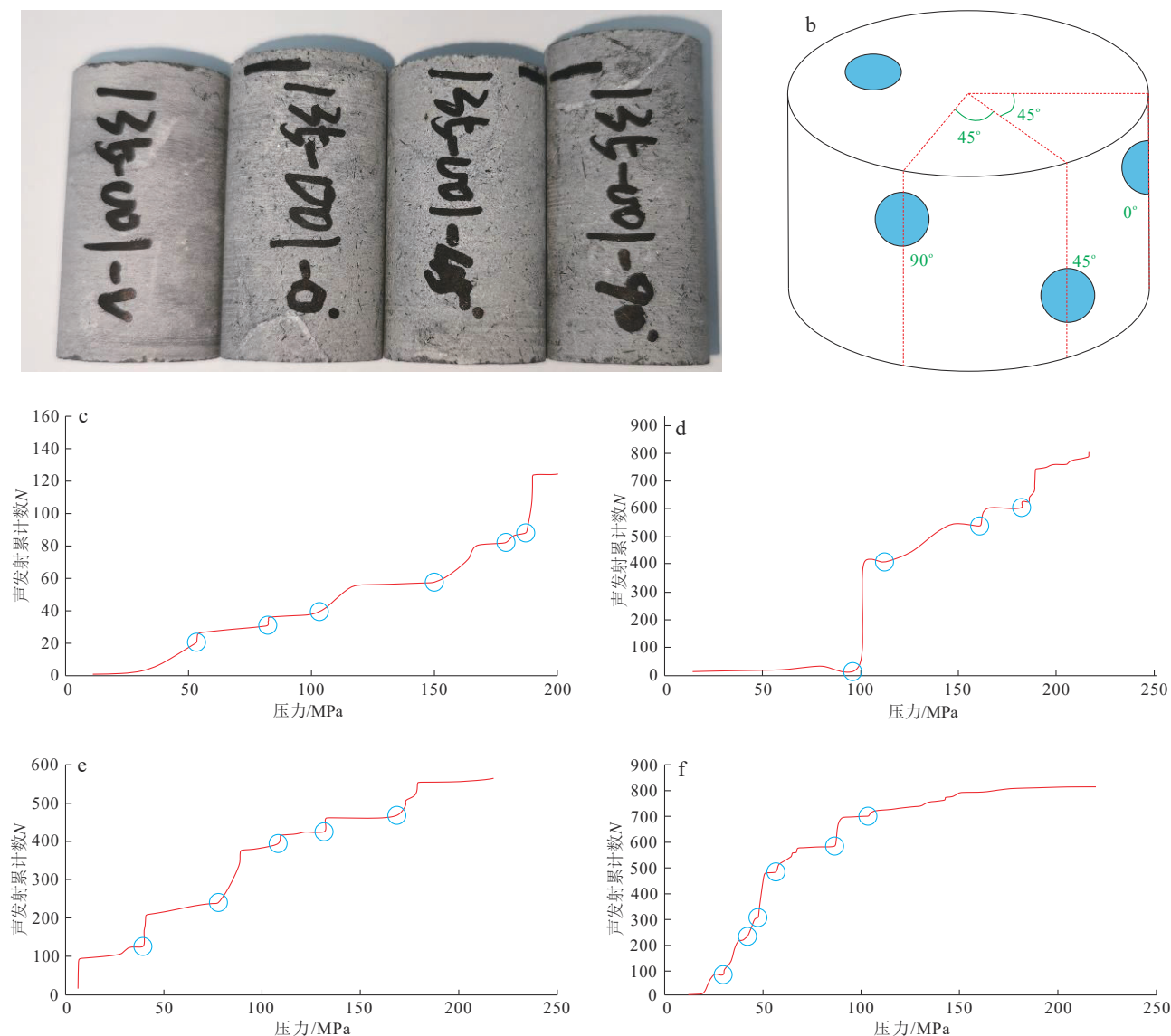


图9 顺北地区奥陶系碳酸盐岩声发射试验采样与测试结果

Fig. 9 Sampling and results of acoustic emission tests on the Ordovician carbonate rocks in Shunbei area

a. X4井中奥陶统一间房组的声发射测试样品岩心照片;b. 声发射实验采样示意图;c—f. 基于声发射初始压力的古应力测量曲线,分别为图9a中从左至右4个岩心样品的声发射实验结果

明显的右旋走滑特征,反映顺北地区奥陶系碳酸盐岩储层现今处于顺时针右旋剪切应力场中。断裂带周缘地层的剪应力在研究区南侧约为 $-8.72 \sim -17.01$ MPa,在北侧约为 $-17.01 \sim -18.19$ MPa,均小于附近的普通沉积地层。

1.3.2 构造应力非均质性

SHB18号断裂带及邻区奥陶系碳酸盐岩储层现今水平两向应力差的分布表明断裂带处及附近的水平两向应力差在研究区南侧普遍小于 36.4 MPa,在研究区北侧约为 $36.40 \sim 39.13$ MPa,而断裂带附近的普通沉

积地层的水平两向应力差通常大于断裂带处及附近的水平两向应力差(图11e)。奥陶系碳酸盐岩储层现今应力非均质系数的分布表明断裂带附近地层的应力非均质性相对普通沉积地层较小(图11f),在研究区南侧应力非均质系数普遍小于 1.455 ,在研究区北侧约为 $1.455 \sim 1.493$ MPa。

2 裂缝多参数分布预测方法

2.1 岩石破裂程度定量预测

研究区奥陶系碳酸盐岩储层中主要发育高角度与

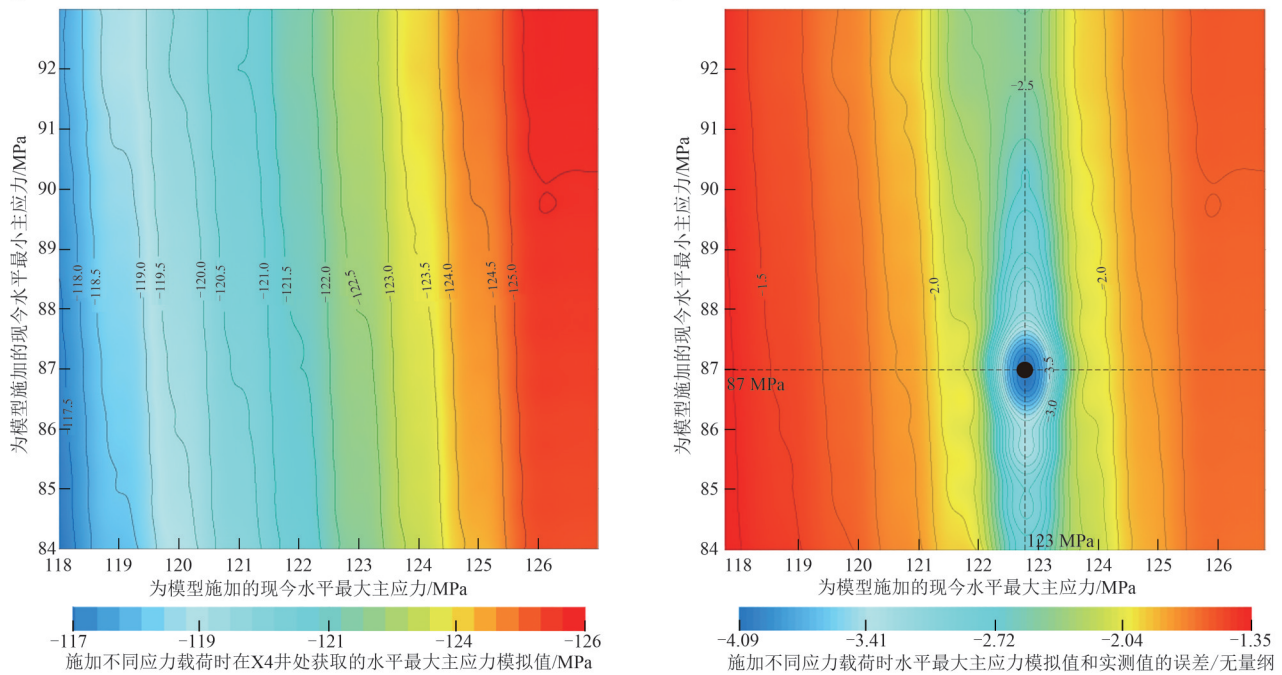


图10 基于自适应边界条件约束算法的现今应力场模拟的边界条件最优化

Fig. 10 Boundary condition optimization for present-day stress field simulation using a self-adaptive boundary constraint algorithm

a. 施加不同应力载荷时在X4井处获取的水平最大主应力模拟值; b. 施加不同应力载荷时水平最大主应力模拟值和实测值的误差
[计算方法见公式(4)。]

低角度的张-剪性缝,因此依据裂缝的成因类型,采用不同的裂缝判别准则。张性破裂和剪切破裂分别根据库伦-摩尔(Coulomb-Mohr)剪切破裂准则和格里菲斯(Griffith)破裂准则来判别^[69-70]。当 $\sigma_1 + 3\sigma_3 \geq 0$ 时,格里菲斯强度理论的平面破裂准则表达式为:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)^2 - 8(\sigma_1 + \sigma_3)\sigma_T = 0 \quad (5)$$

而当 $\sigma_1 + 3\sigma_3 < 0$ 时,该破裂准则为:

$$\sigma_3 + \sigma_T = 0 \quad (6)$$

式中: σ_1 为最大主应力,MPa; σ_3 为最小主应力,MPa; σ_T 为岩石的张应力,MPa。

在库伦-莫尔准则中,岩石沿某一截面发生剪切破裂,与该截面上的剪应力 τ 和正应力 σ 的大小有关:

$$|\tau| = C + \sigma \tan \varphi \quad (7)$$

式中: $|\tau|$ 为岩石的抗剪强度,MPa; σ 为正应力,MPa; C 为黏聚力,是正应力为0时岩石的抗剪强度,MPa; φ 为内摩擦角,°; $\tan \varphi$ 为内摩擦系数,无量纲。

岩石是否发生破裂则要根据张应力值和剪应力值分别与岩石的抗张强度和抗剪强度的比较来判断。为便于定量分析计算,丁文龙等^[31]引入了裂缝的张破裂率 I_t 和剪破裂率 I_n :

$$I_t = \sigma_v / \sigma_t \quad (8)$$

式中: I_t 和 I_n 分别为张破裂率和剪破裂率,无量纲; σ_T 为

有效张应力,MPa; σ_t 为岩石的抗张强度,MPa。当 $I_t \geq 1$ 时,岩石发生张破裂。

$$I_n = \tau_n / |\tau| \quad (9)$$

式中: τ_n 为有效剪应力,MPa; $|\tau|$ 为岩石的抗剪强度,MPa。当 $I_n \geq 1$ 时,岩石发生剪破裂。

根据构造应力场模拟结果和公式(5)~(9)得到了研究区奥陶系碳酸盐岩储层的张破裂率和剪破裂率并对这两个参数分别进行了归一化处理以提升可比较性(图12a,b)。在实际情况下,碳酸盐岩储层中张性裂缝和剪切裂缝均非常发育,岩石的破裂方式是张性应力和剪切应力两者的综合反映。因此,引入综合破裂率以更好地定量表征碳酸盐岩储层中构造裂缝发育程度^[31]:

$$I_z = (aI_t + bI_n) / 2 \quad (10)$$

式中: I_z 指代的是综合破裂率,无量纲; a 和 b 分别是碳酸盐岩岩心和电镜观察中所得到的张裂缝(包括张剪缝)和剪裂缝所占比例,从X4井奥陶系碳酸盐岩岩心裂缝定量统计与岩心和电镜中微观裂缝定性观察结果中得到张性裂缝与剪切裂缝的比例为6:4(数据主要源于X4井奥陶系一间房组总长共计221 m的岩心裂缝观察结果,张性裂缝和剪切裂缝条数分别为30和20)。当 $I_z \geq 1$ 时,岩石达到破裂状态,而且综合破

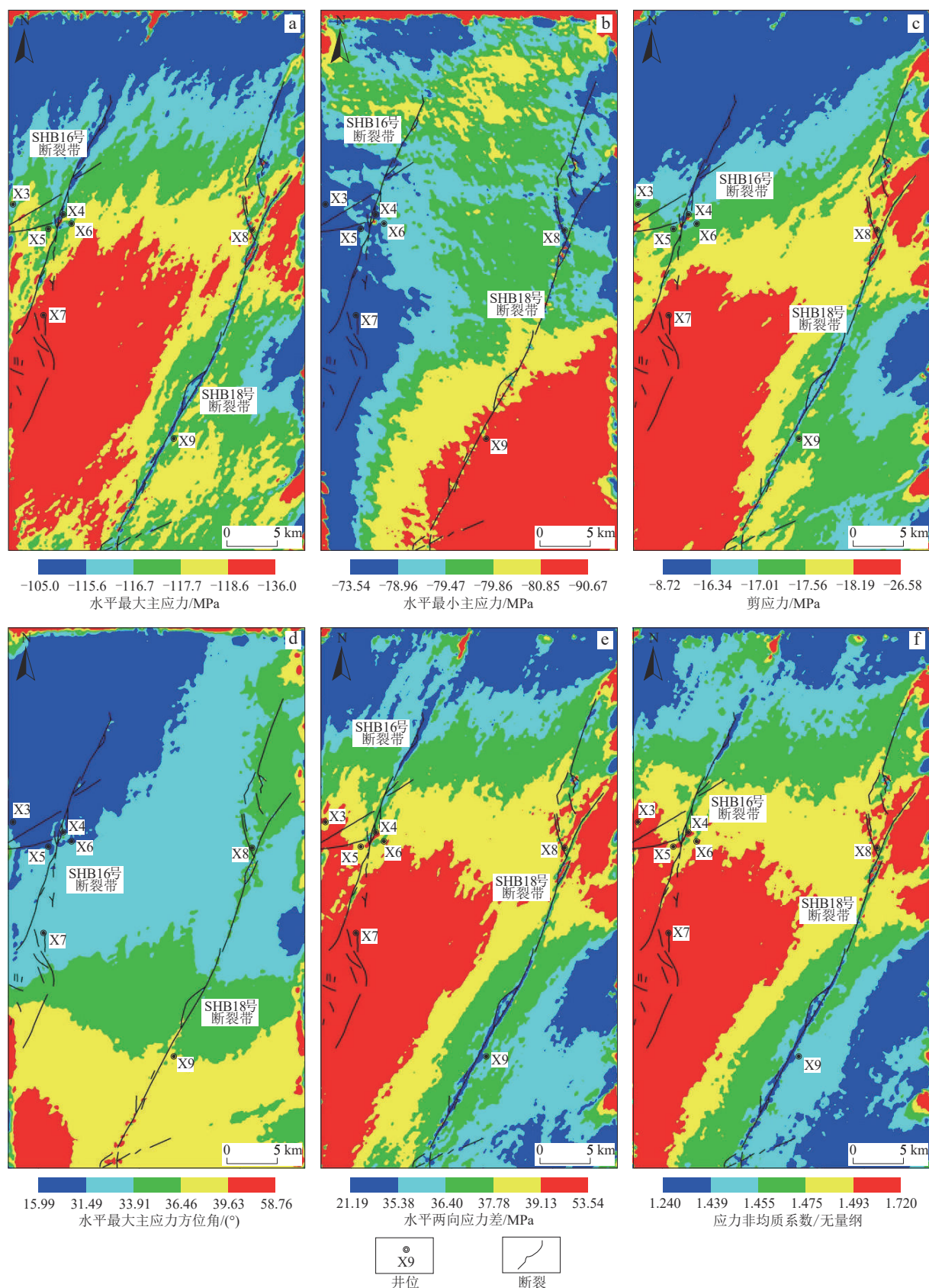


图 11 SHB18号断裂带及邻区中奥陶统一间房组现今应力场模拟结果(断裂带位置见图2b)

Fig. 11 Simulation results of the present-day stress field in the Middle Ordovician Yijianfang Formation in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area (see Fig. 2b for the fault location)

a. 水平最大主应力; b. 水平最小主应力; c. 剪应力; d. 水平最大主应力的方位角; e. 水平两向应力差; f. 应力非均质系数

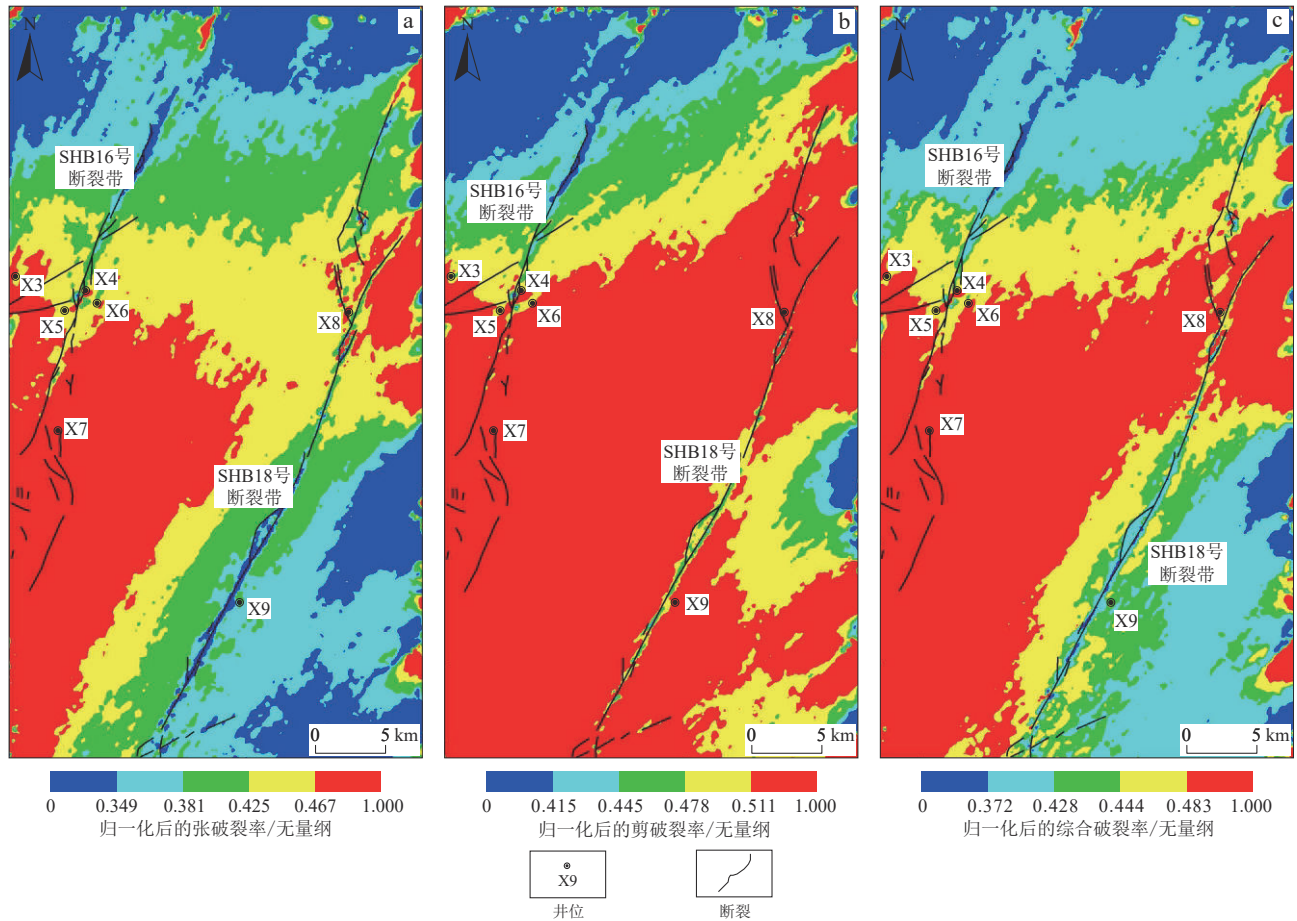


图12 SHB18号断裂带及邻区中奥陶统一间房组地层破裂率预测结果(断裂带位置见图2b)

Fig. 12 Predicted rupture rates of the Middle Ordovician Yijianfang Formation in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area (see Fig. 2b for the fault location)

a. 归一化后的张破裂率; b. 归一化后的剪破裂率; c. 归一化后的综合破裂率

裂率值越高,破裂程度就越大。利用该方法得到了SHB18号断裂带及邻区奥陶系碳酸盐岩储层现今综合破裂率并进行了归一化处理(图12c)。

SHB18号断裂带附近奥陶系碳酸盐岩储层张破裂率较低,相较于普通沉积地层来说不易发生张性破裂。研究区西侧沉积地层的张性破裂率明显较高,更易形成张性裂缝。现今剪破裂率也表现出断裂带附近地层数值小,普通沉积地层数值大的特点,并且研究区的西北侧和东侧的剪破裂率较低,更不容易发生剪破裂,研究区的西侧剪破裂率较高,更容易发生剪破裂。研究区的综合破裂率在断裂带附近更低,更不容易发生破裂,同时在研究区北部和南东侧的普通沉积地层中,综合破裂率也较低,更不容易产生破裂,最容易产生破裂的是研究区的南西侧,其次为研究区中部。

2.2 断裂面滑动趋势系数、膨胀系数和开启压力预测

断面滑动趋势系数即断面剪应力 σ_τ 与正应力 σ_n

的比值,可显著反映断裂的活动性,且当滑动趋势系数大于0.6时,断裂(裂缝)处于临界应力状态,地下流体能够在其中流动^[71]。根据研究区三维地震数据体和常规测井数据计算出奥陶系碳酸盐岩垂向主应力(图13a)。从应力场模拟中可获取主干断裂处的水平最大主应力和水平最小主应力。对水平最大主应力、水平最小主应力以及垂向主应力开展断面应力分解,分别计算出主干断裂的剪应力、正应力和滑动趋势系数。滑动趋势系数受断裂走向影响较大,其中NE走向主干断裂的滑动趋势系数明显较高,通常高于0.8,如断层F4和F5(图13e,f),而NW向断裂的滑动趋势系数显著降低,如断层F2和F3(图13c,d),其中断层F3的滑动趋势系数甚至小于0.6,表明这种情况下断裂不能作为地下流体的渗流通道。断层F1因其走向多变,滑动趋势系数沿断裂走向的变化幅度也较大(图13b)。

断面膨胀系数 C_E 同样可反映断面的活动性和开启性,计算公式为:

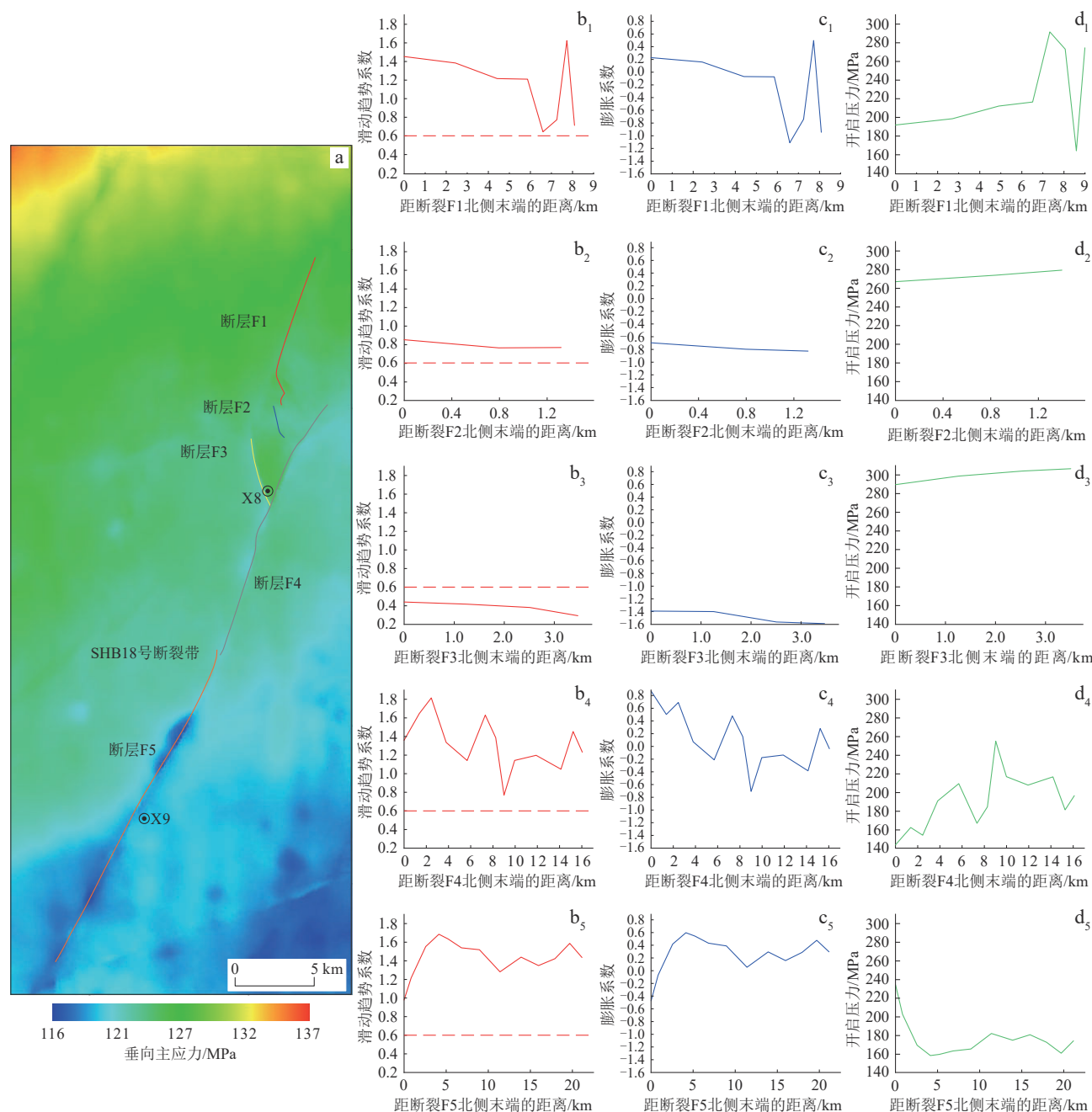


图13 SHB18号断裂带主干断裂的滑动趋势系数、膨胀系数与开启压力评价

Fig. 13 Assessment of the sliding trend coefficients, expansion coefficients, and fracture opening pressures of the major faults in the No. 18 fault zone in Shunbei area

a. T_1 界面的现今垂向主应力;b—b. 分别为断层1—断层5的滑动趋势系数;c—c. 分别为断层1—断层5的膨胀系数;d—d. 分别为断层1—断层5的开启压力

$$C_E = (\sigma_1 - \sigma_n) / (\sigma_1 - \sigma_3) \quad (11)$$

膨胀系数受断裂走向影响较大(图13g—k),其中NW向断层的膨胀系数最低,均小于-0.6(图13h和i);断层F4可分为NE向和NNE向两段,如图13j所示其中NE向的断裂的膨胀系数较高(>-0.2),而NNE向断裂的膨胀系数相对较低(<0.2)。断层F5北侧末端的走向相对断裂主体来说逆时针偏转了一定角度,其膨胀系数也显著降低(图13k)。总的来说,NE向断裂膨

胀系数最高(-0.2~0.8),其次为NNE向断裂(-0.6~0.2),最低的是NW向断裂(<-0.6)。

当注水压力超过裂缝开启压力时,容易导致天然裂缝的张开、延伸和扩展并使之成为流体流动的“高速公路”,开启压力较低的裂缝(断裂)优先开启,开启压力较高的裂缝(断裂)的开启则滞后,故开启压力较低的裂缝(断裂)往往具有更高的活动性。天然裂缝(断裂)的开启压力的计算公式如下^[11]:

$$P_k = \left(\frac{\mu}{1-\mu} H\rho_s g \sin\theta + H\rho_s g \cos\theta - \alpha H\rho_w g \right) \times 10^{-6} + Hf_{\sigma_1} \sin\theta \sin\beta + Hf_{\sigma_3} \sin\theta \cos\beta \quad (12)$$

式中: P_k 指代天然裂缝的开启压力, MPa; μ 为岩石泊松比, 无量纲; β 为现今应力场的最大主应力方向与裂缝(断裂)走向的夹角, 单位为($^\circ$); μ 为岩石泊松比, 无量纲; H 为裂缝埋藏深度, m; θ 为裂缝(断裂)倾角, ($^\circ$); α 为地层压力系数, 无量纲; ρ_s 为岩石体积质量, kg/m^3 ; ρ_w 为水的体积质量, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; f_{σ_1} 和 f_{σ_3} 分别为现今应力场的最大和最小主应力梯度, MPa/m; β 为现今应力场的最大主应力方向与裂缝(断裂)走向的夹角。在计算过程中, 泊松比 μ 已在岩石力学参数反演部分求得, 并通过静态岩石力学参数校正; ρ_s 通过常规测井密度资料求取; 平均最大主应力梯度 f_{σ_1} 和平均最小主应力梯度 f_{σ_3} 分别为 0.0339 1 MPa/m 和 0.0193 4 MPa/m (来自中石化西北局)。开启压力的计算结果表明: 断裂走向对断面开启压力的影响较大, 其中 NW 走向断裂开启压力较大, 断面现今开启压力均大于 260 MPa (图 13m, n), 而 NE 走向和 NNE 走向断裂的开启压力往往较小, 一般小于 220 MPa (图 13l, o, p)。

3 走滑断裂对构造裂缝发育的控制作用定量分析方法

3.1 走滑断裂分段性和活动性对裂缝发育程度的控制作用

SHB18 号断裂带在奥陶系从南至北可依次划分为压扭段、平移段、压扭段、张扭段以及压扭段 (图 14a), 每一段内的综合破裂率计算结果表明: 地层破裂概率从南至北呈现先上升后减小的趋势, 最高值位于为张扭段, 为 0.35 ~ 0.55, 而最南端的压扭段综合破裂率最低, 仅 0.25~0.45, 平移段的裂缝发育程度其次, 平均值为 0.41。

SHB18 号断裂带包括两条延伸较长的主干断裂 (图 15a), 北侧主干断裂周缘地层的裂缝发育程度明显高于南段, 这一点在断裂活动强度中也有体现: 受断裂控制的地层垂向变形幅度的绝对值越大, 地层裂缝发育程度越高。

距断裂距离不同的地层的裂缝发育程度也存在很大差别。综合破裂率与距断裂距离的相关性分析表明: 距断裂越远的地层的破裂概率变化呈现出缓慢减小和快速减小两个阶段, 当距断裂距离为 0 ~ 19 km

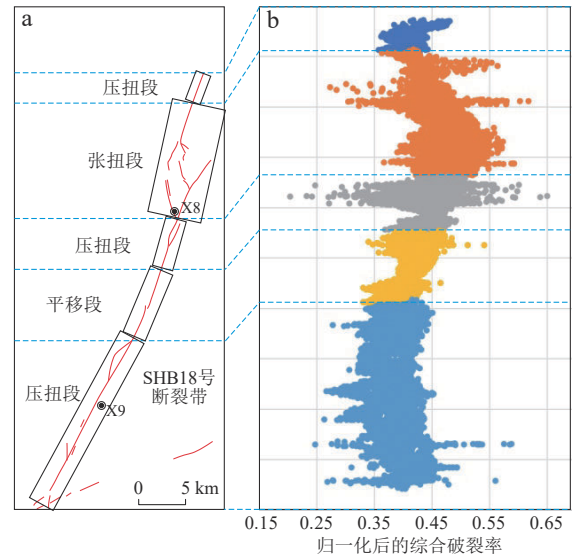


图 14 SHB18 号断裂带沿走向不同分段内奥陶系碳酸盐岩储层的综合破裂率

Fig. 14 Comprehensive rupture rates of the Ordovician carbonate reservoirs in different segments along the strike of the No. 18 fault zone in Shunbei area

a. SHB18 号断裂带沿走向的分段性; b. 不同段内奥陶系碳酸盐岩储层的综合破裂率

时, 破裂概率的平均值从 0.45 缓慢降低为 0.40, 但当距离为 19 ~ 27 km 时, 破裂概率的平均值从 0.4 快速降低为 0.20 (图 16a)。

3.2 断裂面滑动趋势系数、膨胀系数和开启压力对裂缝发育程度的控制作用

断裂面滑动趋势系数、膨胀系数和开启压力等参数对裂缝的发育程度也有较为显著的控制作用。用斯皮尔曼等级相关系数来研究变量之间的相关性^[72-74]:

$$R_s(n) = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n d_i^2}{n(n^2 - 1)} \quad (13)$$

式中: $R_s(n)$ 为斯皮尔曼等级相关系数; n 是用于两个变量定量关系分析的数据集数量; d_i 是第 i 个变量集 (X, Y) 的排序差。斯皮尔曼等级相关系数的负值和正值分别代表所研究变量呈负相关和正相关, 其绝对值越接近 1, 变量之间的负相关性或正相关性越强。

当断面滑动趋势系数小于 1.63 且持续增加时, 滑动趋势系数与地层破裂概率负相关 (图 16b)。当断面滑动趋势系数大于 1.63 时, 随着断面滑动趋势系数的提升, 滑动趋势系数和地层破裂概率的负相关性减弱。当断裂膨胀系数小于 0.43 时, 膨胀系数与地层破裂概率负相关 (图 16c)。当断裂膨胀系数大于 0.43 时, 随着断裂膨胀系数的提升, 膨胀系数和地层破裂概率的

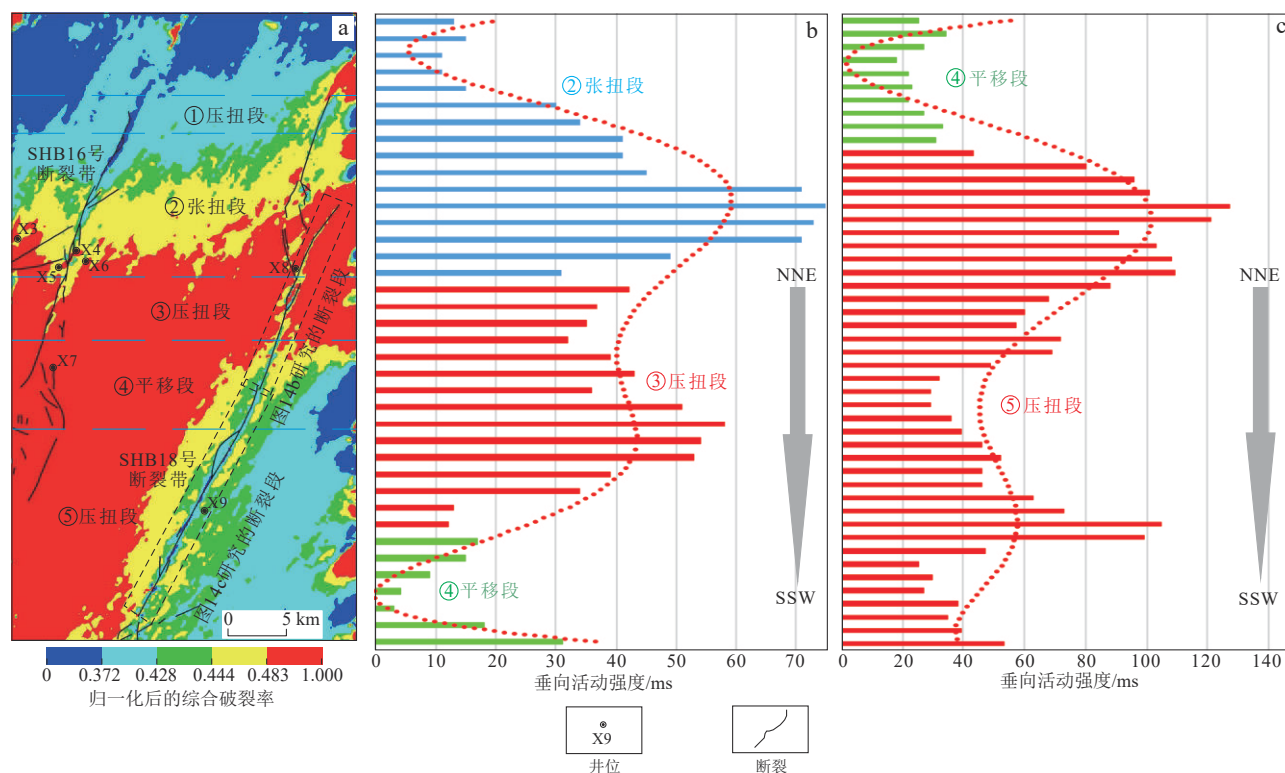


图15 SHB18号断裂带及邻区奥陶系碳酸盐岩储层破裂率和主干断裂垂向活动强度的相关性
(断裂带位置见图2b)

Fig. 15 Correlations between the rupture rates of the Ordovician carbonate reservoirs and vertical deformation intensities of the major faults in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area (see Fig. 2b for the fault location)

a. SHB18号断裂带沿走向的分段性与主干断裂的编号;b. 编号为②、③和④的主干断裂的垂向活动强度;c. 编号为④和⑤的主干断裂的垂向活动强度(图2b, c中所有数据均在垂直于主干断裂的剖面上读取,相邻剖面之间的距离均相等,每一段中最北侧的数据在垂直于a中相应段的主干断裂的最NNE侧剖面上读取,最南侧的数据在垂直于a中相应段的主干断裂的最SSW侧剖面上读取。)

负相关性减弱。开启压力和地层破裂概率的相关性也具有明显的分段特征:当开启压力低于180 MPa时,随着断裂面开启压力的增大,地层破裂概率减小;当断裂面开启压力高于180 MPa时,随着断裂面开启压力的增大,地层破裂概率持续增大(图16d)。

3.3 应力扰动对裂缝发育程度的控制作用

3.3.1 应力强度平面变化率对裂缝发育程度的控制作用

应力大小在局部的突变可能导致裂缝发育程度的显著变化。数值模拟的结果表明:现今水平最大和最小主应力的方位角平均值分别为 35.179° 和 125.179° 。现今水平最大和最小主应力沿着各自的平均方位的变化率的计算结果表明,当应力变化率很低($<10^{-6}$ MPa/m)或很高时($>10^{-1}$ MPa/m),综合破裂率稳定在0.3和0.5之间,而当应力变化率为 $10^{-4} \sim 10^{-1}$ MPa/m之间时,地层综合破裂率变化范围非常大,分布在

0.1~0.9(图17a, b)。

当水平主应力变化率低于 10^{-4} MPa/m时,水平最大主应力变化率的增大并不能伴随着地层破裂程度的显著变化[$R_s(n)$ 在0附近震荡],而水平最小主应力变化率与地层破裂程度的负相关性持续减弱[$R_s(n)$ 为负值但逐渐接近0];当水平主应力变化率高于 10^{-4} MPa/m时,水平主应力变化率与地层破裂程度的负相关性被持续降低且为负值的 $R_s(n)$ 证明,并当水平主应力变化率高于 10^{-2} MPa/m时,该负相关性趋于稳定(图17a, b)。

3.3.2 应力非均质性对裂缝发育程度的控制作用

现今水平两向应力差和地层裂缝发育程度具有良好的正相关性。研究区奥陶系现今水平两向应力差的高值、低值的分布条带与地层综合破裂率的高值、低值的分布条带分别具有较好的匹配性(图11e, 12),两者的相关性研究也表明极佳的线性正相关性(图17c),这表明水平两向应力差越大,地层裂缝发育程度越高。

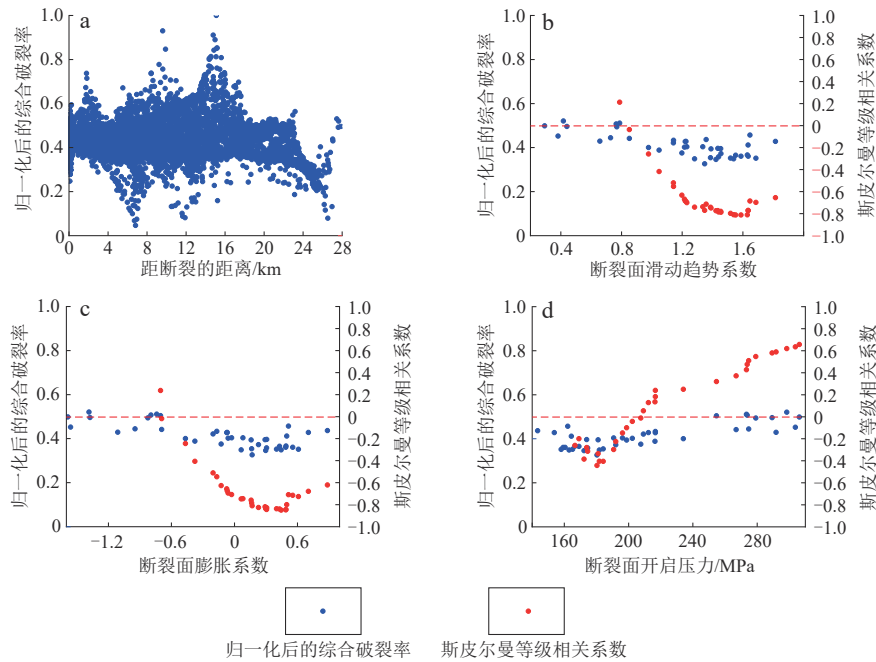


图16 SHB18号断裂带及邻区中奥陶统一间房组现今归一化后的综合破裂率与距主干断裂的距离、断裂面滑动趋势系数、断裂面膨胀系数和断裂面开启压力的相关性

Fig. 16 Correlations of the present-day normalized comprehensive rupture rate with the distances from major faults, sliding trend coefficients, expansion coefficients, and fracture opening pressures on fault planes in the Middle Ordovician Yijianfang Formation in the

No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area

- a. 现今归一化后的综合破裂率与距主干断裂距离的相关性;b. 现今归一化后的综合破裂率及斯皮尔曼等级相关系数与断裂面滑动趋势系数的相关性;
c. 现今归一化后的综合破裂率及斯皮尔曼等级相关系数与断裂面膨胀系数的相关性;d. 现今归一化后的综合破裂率及与断裂面开启压力的相关性
(红色虚线为斯皮尔曼等级相关系数为0的参考线。)

同样的,地层综合破裂率与应力非均质系数也满足极佳的线性正相关性(图17d),表明应力非均质系数与地层裂缝发育程度正相关。

4 走滑断裂断缝体储层多参数综合评价方法

4.1 走滑断裂带断缝储集体发育指数构建方法

为明确奥陶系碳酸盐岩储集体规模并进行等级划分,需要综合多项参数综合评判,具体包括地层岩石力学参数(泊松比与杨氏模量)、距断裂带的距离、水平两向应力差、应力非均质系数以及地层综合破裂率。这六个参数在上述分析中均被证明和地层裂缝发育程度具有很高的相关性,其中地层泊松比、水平两向应力差、应力非均质系数以及综合破裂率均与地层裂缝发育程度呈正相关,而杨氏模量与据断裂距离均与地层裂缝发育程度呈负相关。将上述参数归一化处理,定义模型中每个单元处的奥陶系碳酸盐岩储集体发育指数 CJT_i 的表达式为:

$$CJT_i = \frac{\mu_i - \text{Min}(\mu)}{\text{Max}(\mu) - \text{Min}(\mu)} + \frac{\text{Max}(E) - E_i}{\text{Max}(E) - \text{Min}(E)} + \frac{\text{Max}(D) - D_i}{\text{Max}(D) - \text{Min}(D)} + \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)_i - \text{Min}(\sigma_1 - \sigma_3)}{\text{Max}(\sigma_1 - \sigma_3) - \text{Min}(\sigma_1 - \sigma_3)} + \frac{\left(\frac{\sigma_1}{\sigma_3}\right)_i - \text{Min}\left(\frac{\sigma_1}{\sigma_3}\right)}{\text{Max}\left(\frac{\sigma_1}{\sigma_3}\right) - \text{Min}\left(\frac{\sigma_1}{\sigma_3}\right)} + \frac{(I_z)_i - \text{Min}(I_z)}{\text{Max}(I_z) - \text{Min}(I_z)} \quad (14)$$

式中: μ 为地层泊松比,无量纲; E 为地层杨氏模量, GPa; D 为距断裂带的距离, m。 CJT_i 越高,储集体规模越大。

4.2 走滑断裂带断缝储集体分布预测与级别划分

根据 CJT_i 的计算,将研究区奥陶系碳酸盐岩储集体分为四级(图18a;表3), I级储集体主要发育在研究区NE侧两条NE向断裂之间的区域,X8井和X9井分别处于I级和II级储集体区域内。断裂带NE侧末端以及SW侧末端也存在连片发育的I级储集体。

统计不同的应力分段内各级别储集体的占比,并

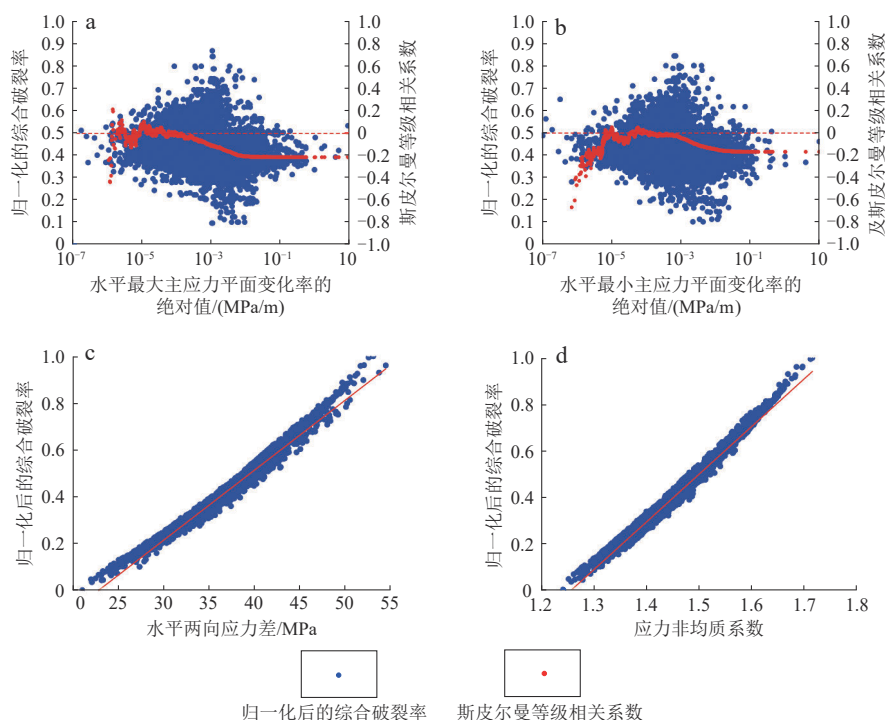


图 17 SHB18号断裂带及邻区中奥陶统一间房组破裂率和应力扰动的相关性

Fig. 17 Correlations between normalized comprehensive rupture rate and stress perturbation in the Middle Ordovician Yijianfang Formation in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area

a. 现今归一化后的综合破裂率及斯皮尔曼等级相关系数与水平最大主应力平面变化率绝对值的相关性; b. 现今归一化后的综合破裂率及斯皮尔曼等级相关系数与水平最小主应力平面变化率绝对值的相关性; c. 现今归一化后的综合破裂率与水平两向应力差的相关性; d. 现今归一化后的综合破裂率与应力非均质系数的相关性
(红色虚线为斯皮尔曼等级相关系数为0的参考线。)

根据式(13)计算出每一个分段内的储集体综合评价级别 R :

$$R = 3R_I + 2R_{II} + R_{III} \quad (15)$$

式中: R 为每一个分段内的储集体综合评价级别, 无量纲; R_I , R_{II} 和 R_{III} 分别为单个应力分段内 I, II 和 III 类储集体的占比, 无量纲。当 $R > 2$ 时, 储集体综合评价为优; 当 $1.8 < R \leq 2$ 时, 储集体综合评价为中; 当 $R \leq 1.8$ 时, 储集体综合评价为差(表4)。顺北18号断裂带不同的应力分段的储集体综合评价级别计算结果表明张扭变形段中储集体综合评价级别更高(R 为 2.80), 压扭段和平移段次之(R 的平均值分别为 2.13 和 2.20)。

根据 X8 井和 X9 井的奥陶系碳酸盐岩储层单井裂缝识别与表征(图4, 图5), 建立了 X8 井和 X9 的奥陶系碳酸盐岩储集体发育的地质模式, 分别代表 I 级和 II 级储集体的单井发育模式(图18b, c)。单井奥陶系储集体发育的地质模式表现为“垂向分层结构明显、断裂力学性质控制裂缝发育程度和垂向分段性”的特征, 其中与加里东早期形成的近直立断层伴生的窄的高角度裂缝发育段是寒武系的主要特征, 与加里东中期的张

扭变形伴生的较宽的低角度剪切缝段(X8井; 图18b) 和与压扭变形伴生的较宽的中-高角度剪切缝段(X9井; 图18c)是中-下奥陶统碳酸盐岩的裂缝发育模式。

5 结论

1) 构造应力场数值模拟的精度取决于地质模型、力学模型和数学模型的精度。在以往的岩石力学建模过程中往往只将研究区目的层划分为若干个岩石力学单元, 并利用不同的岩石力学参数赋值方案对各个岩石力学单元赋值, 但这在构造裂缝发育但地层平缓且沉积相带单一的碳酸盐岩储层中无法反映其岩石力学性质的非均质性, 进而限制岩石力学模型的精度。最优边界条件的获取需要不断调试以使得应力场模拟结果与实测数据的误差最小, 这将带来较大的工作量且当实测数据较多时难以高效获取最优边界条件。因此, 须将非均质岩石力学模型的建立和最优边界条件自动获取方法的研究放在提升构造应力场数值模拟精度过程中的重要位置。

2) 研究区奥陶系碳酸盐岩储层现今应力展布表

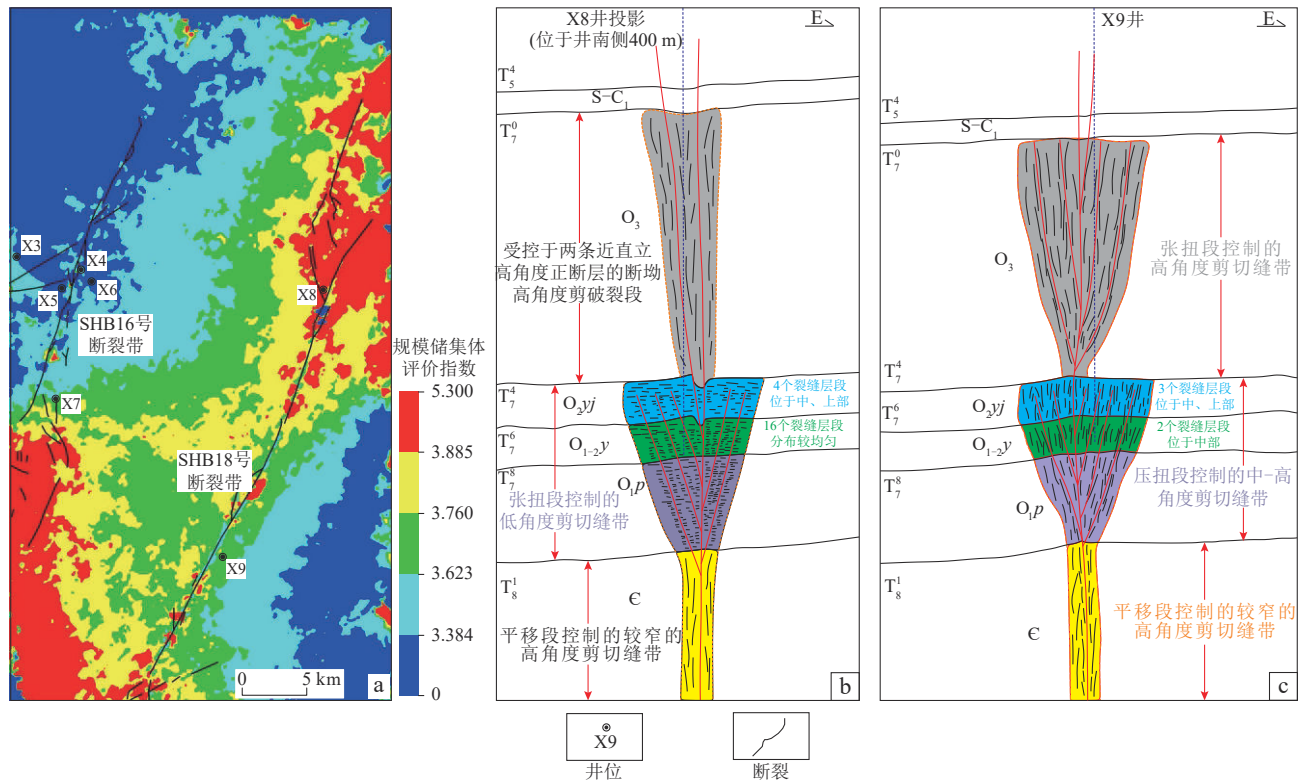


图18 SHB18号断裂带及邻区中奥陶统一间房组规模储集体发育指数及单井储集体发育地质模式

Fig. 18 Development index of large-scale reservoirs and the geological models of reservoir development in single wells for the Middle Ordovician Yijianfang Formation in the No. 18 fault zone and adjacent regions in Shunbei area

a. 规模储集体发育指数; b. X8井储集体发育地质模式; c. X9井储集体发育地质模式

ε为寒武系, O_{1p} 为下奥陶统蓬莱坝组, O_{1-2y} 为中-下奥陶统鹰山组, O_{2y} 为中奥陶统一间房组, O_3 为上奥陶统; S-C₁为志留系至下石炭统 (图18a中断裂带位置见图2b。)

表3 顺北地区奥陶系碳酸盐岩规模储集体分级标准

Table 3 Criteria for ranking large-scale reservoirs in the Ordovician carbonate rocks, Shunbei area

储集体发育级别	I级	II级	III级	IV级
储集体发育指数	> 3.9	3.7 ~ 3.9	3.3 ~ 3.7	< 3.3

表4 SHB18号断裂带不同段内储集体级别综合评价

Table 4 Comprehensive assessment of reservoir levels for different segments of the No. 18 fault zone in Shunbei area

分段	I类储集体 占比/%	II类储集体 占比/%	III类储集体 占比/%	储集体综合 评价级别 R/无量纲
①-压扭段	50	50	0	优(2.5)
②-张扭段	80	20	0	优(2.8)
③-压扭段	25	50	25	中(2.0)
④-平移段	25	70	5	优(2.2)
⑤-压扭段	10	70	20	中(1.9)

现为断裂附近的低值区和普通沉积地层的高值区,应力方向在断裂附近也产生了 $2^{\circ} \sim 3^{\circ}$ 的顺时针偏转。断裂的发育显著提升了应力非均质性,现今的水平两向应力差和应力非均质系数均小于普通沉积地层。断裂

带附近地层张破裂率、剪破裂率和综合破裂率均较低,相较于普通沉积地层来说不易发生破裂。NE走向主干断裂的滑动趋势系数和膨胀系数明显较高,而NW向断裂的滑动趋势系数和膨胀系数显著降低甚至不处于临界应力状态,不能作为地下流体渗流的潜在通道。NW走向断裂的开启压力较大,而NE走向和NNE走向断裂的开启压力较小,在注水开发阶段NE走向和NNE走向的断裂优先开启,可作为地下流体渗流的优势通道。

3) 奥陶系碳酸盐岩储层沿走滑断裂带的不同分段对应不同程度的裂缝发育程度,总体上张扭段的裂缝发育程度最高,平移段的裂缝发育程度其次,裂缝发育程度最低的为压扭段,而在每一个段中,地层下凹或隆升的幅度越大,地层裂缝发育程度越高。距走滑断裂的距离增大时,地层综合破裂率呈现为缓慢减小和快速减小两个阶段,两个阶段以19 km为界。断裂面滑动趋势系数、膨胀系数和综合破裂率的相关性均体现为负相关性增强和负相关性减弱的两段性,分别以1.63和0.43为界。1.63为滑动趋势系数的分界点,当

滑动趋势系数小于1.63时,随着滑动趋势系数的提升,滑动趋势系数和综合破裂率的负相关性持续增强,而当滑动趋势系数大于1.63时,滑动趋势系数和综合破裂率的负相关性减弱。0.43为膨胀系数的分界点,当膨胀系数小于0.43时,随着膨胀系数的提升,膨胀系数和综合破裂率的负相关性持续增强,而当膨胀系数大于0.43时,膨胀系数和综合破裂率的负相关性减弱。而当断裂面开启压力低于和高于180 MPa时,开启压力与裂缝发育程度分别呈负相关和正相关。当水平主应力变化率低于 10^{-4} MPa/m时其与地层破裂程度的相关性较弱;当水平主应力变化率高于 10^{-4} MPa/m且小于 10^{-2} MPa/m时,其与地层破裂程度的负相关性持续增强;当水平主应力变化率高于 10^{-2} MPa/m时,该负相关性趋于稳定。

4) 为定量研究奥陶系碳酸盐岩裂缝型储层的规模与等级,在裂缝发育程度控制因素定量研究的基础上建立奥陶系碳酸盐岩储集体发育指数,并将碳酸盐岩裂缝型储层等级由高至低分为Ⅰ—Ⅳ级。Ⅰ级储集体主要发育在断裂带NE侧两条NE向断裂之间的区域,X8井和X9井分别处于Ⅰ级和Ⅱ级储集体区域内。断裂带NE侧末端以及SW侧末端也存在连片发育的Ⅰ级储集体。张扭段储集体综合评价级别最高,压扭段和平移段次之。X8井和X9井的奥陶系碳酸盐岩储集体发育的地质模式均表现为“垂向分层结构明显、断裂力学性质控制裂缝发育程度和垂向分段性”的特征,其中与加里东早期形成的近直立断层伴生的窄的高角度裂缝发育段是寒武系的主要特征,与加里东中期的张扭变形伴生的较宽的低角度剪切缝段和与压扭变形伴生的较宽的中-高角度剪切缝段是中-下奥陶统碳酸盐岩的裂缝发育模式。

参 考 文 献

- [1] 张鹏,侯贵廷,潘文庆,等. 新疆柯坪地区碳酸盐岩对构造裂缝发育的影响[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2011, 47(5): 831-836.
ZHANG Peng, HOU Guiting, PAN Wenqing, et al. Effect of carbonate rock to development of structural fracture in the area of Keping, Xinjiang, China [J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, 2011, 47(5): 831-836.
- [2] 丁文龙,李超,李春燕,等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 212-220.
DING Wenlong, LI Chao, LI Chunyan, et al. Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 212-220.
- [3] 刘敬寿,丁文龙,肖子亢,等. 储层裂缝综合表征与预测研究进展[J]. 地球物理学进展, 2019, 34(6): 2283-2300.
LIU Jingshou, DING Wenlong, XIAO Zikang, et al. Advances in comprehensive characterization and prediction of reservoir fractures [J]. Progress in Geophysics, 2019, 34(6): 2283-2300.
- [4] 刘军,任丽丹,李宗杰,等. 塔里木盆地顺南地区深层碳酸盐岩断裂和裂缝地震识别与评价[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(4): 703-710.
LIU Jun, REN Lidan, LI Zongjie, et al. Seismic identification and evaluation of deep carbonate faults and fractures in Shunnan area, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 703-710.
- [5] DENG Shang, LI Huili, ZHANG Zhongpei, et al. Structural characterization of intracratonic strike-slip faults in the central Tarim Basin [J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(1): 109-137.
- [6] 云露,邓尚. 塔里木盆地深层走滑断裂差异变形与控储控藏特征——以顺北油气田为例[J]. 石油学报, 2022, 43(6): 770-787.
YUN Lu, DENG Shang. Structural styles of deep strike-slip faults in Tarim Basin and the characteristics of their control on reservoir formation and hydrocarbon accumulation: A case study of Shunbei oil and gas field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 770-787.
- [7] 郑和荣,胡宗全,云露,等. 中国海相克拉通盆地内部走滑断裂发育特征及控藏作用[J]. 地学前缘, 2022, 29(6): 224-238.
ZHENG Herong, HU Zongquan, YUN Lu, et al. Strike-slip faults in marine cratonic basins in China: Development characteristics and controls on hydrocarbon accumulation [J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(6): 224-238.
- [8] 张继标,张仲培,汪必峰,等. 塔里木盆地顺南地区走滑断裂派生裂缝发育规律及预测[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 955-963, 1055.
ZHANG Jibiao, ZHANG Zhongpei, WANG Bifeng, et al. Development pattern and prediction of induced fractures from strike-slip faults in Shunnan area, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 955-963, 1055.
- [9] 朱秀香,赵锐,赵腾. 塔里木盆地顺北1号断裂带走滑分段特征与控储控藏作用[J]. 岩性油气藏, 2023, 35(5): 131-138.
ZHU Xiuxiang, ZHAO Rui, ZHAO Teng. Characteristics and control effect on reservoir and accumulation of strike-slip segments in Shunbei No. 1 fault zone, Tarim Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(5): 131-138.
- [10] 周新桂,张林炎,黄臣军. 华庆探区长6₃储层破裂压力及裂缝开启压力估测与开发建议[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(7): 2812-2818.
ZHOU Xingui, ZHANG Linyan, HUANG Chenjun. Estimation of formation breakdown pressure and fracture open pressure of Chang 6₃ low permeable reservoir in Huaqing area and development suggestions [J]. Journal of Central South University of Science and Technology, 2013, 44(7): 2812-2818.
- [11] LIU Jingshou, DING Wenlong, GU Yang, et al. Methodology for predicting reservoir breakdown pressure and fracture opening

- pressure in low-permeability reservoirs based on an in situ stress simulation[J]. *Engineering Geology*, 2018, 246: 222-232.
- [12] 戴俊生, 刘敬寿, 杨海盟, 等. 铜城断裂带阜二段储层应力场数值模拟及开发建议[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 40(1): 1-9.
- DAI Junsheng, LIU Jingshou, YANG Haimeng, et al. Numerical simulation of stress field of Fu-2 Member in Tongcheng fault zone and development suggestions [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2016, 40(1): 1-9.
- [13] 朱圣举, 赵向原, 张皎生, 等. 低渗透砂岩油藏天然裂缝开启压力及影响因素[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2016, 46(4): 573-578.
- ZHU Shengju, ZHAO Xiangyuan, ZHANG Jiaosheng, et al. Fracture opening pressure and its influence factors in low-permeability sandstone reservoirs [J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2016, 46(4): 573-578.
- [14] 计秉玉, 郑松青, 顾浩. 缝洞型碳酸盐岩油藏开发技术的认识与思考——以塔河油田和顺北油气田为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(6): 1459-1465.
- JI Bingyu, ZHENG Songqing, GU Hao. On the development technology of fractured-vuggy carbonate reservoirs: A case study on Tahe oilfield and Shunbei oil and gas field [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(6): 1459-1465.
- [15] 史今雄, 赵向原, 潘仁芳, 等. 川中地区震旦系灯影组碳酸盐岩天然裂缝特征及其对气井产能影响[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 393-405.
- SHI Jinxiong, ZHAO Xiangyuan, PAN Renfang, et al. Characteristics of natural fractures in carbonate reservoirs and their impacts on well productivity in the Sinian Dengying Formation, central Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 393-405.
- [16] MICHAEL K, GOLAB A, SHULAKOVA V, et al. Geological storage of CO₂ in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 4(4): 659-667.
- [17] GODEC M L, KUUSKRAA V A, DIPIETRO P. Opportunities for using anthropogenic CO₂ for enhanced oil recovery and CO₂ storage [J]. *Energy & Fuels*, 2013, 27(8): 4183-4189.
- [18] OSMAN A I, HEFNY M, ABDEL MAKSOUD M I A, et al. Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: A review [J]. *Environmental Chemistry Letters*, 2021, 19(2): 797-849.
- [19] GUÉGUEN Y, SCHUBNEL A. Elastic wave velocities and permeability of cracked rocks [J]. *Tectonophysics*, 2003, 370(1/4): 163-176.
- [20] CLAVAUD J B, MAINEULT A, ZAMORA M, et al. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2008, 113(B1): B01202.
- [21] BERGMO P E S, GRIMSTAD A A, LINDBERG E. Simultaneous CO₂ injection and water production to optimise aquifer storage capacity [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 555-564.
- [22] 丁文龙, 许长春, 久凯, 等. 泥页岩裂缝研究进展[J]. *地球科学进展*, 2011, 26(2): 135-144.
- DING Wenlong, XU Changchun, JIU Kai, et al. The research progress of shale fractures [J]. *Advances in Earth Science*, 2011, 26(2): 135-144.
- [23] BARBIER M, HAMON Y, CALLOT J P, et al. Sedimentary and diagenetic controls on the multiscale fracturing pattern of a carbonate reservoir: The Madison Formation (Sheep Mountain, Wyoming, USA) [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 29(1): 50-67.
- [24] GALE J F W, LAUBACH S E, OLSON J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations [J]. *AAPG Bulletin*, 2014, 98(11): 2165-2216.
- [25] HENNINGS P, ALLWARDT P, PAUL P, et al. Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban gas field, Sumatra, Indonesia [J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 96(4): 753-772.
- [26] 赫俊民, 王小垚, 孙建芳, 等. 塔里木盆地塔河地区中-下奥陶统碳酸盐岩储层天然裂缝发育特征及主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(5): 1022-1030.
- HE Junmin, WANG Xiaoyao, SUN Jianfang, et al. Characteristics and main controlling factors of natural fractures in the Lower-to-Middle Ordovician carbonate reservoirs in Tahe area, Northern Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(5): 1022-1030.
- [27] 田鹤, 曾联波, 徐翔, 等. 四川盆地涪陵地区海相页岩天然裂缝特征及对页岩气的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 474-483.
- TIAN He, ZENG Lianbo, XU Xiang, et al. Characteristics of natural fractures in marine shale in Fuling area, Sichuan Basin, and their influence on shale gas [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 474-483.
- [28] 曾联波, 吕鹏, 屈雪峰, 等. 致密低渗透储层多尺度裂缝及其形成地质条件[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 449-454.
- ZENG Lianbo, LYU Peng, QU Xuefeng, et al. Multi-scale fractures in tight sandstone reservoirs with low permeability and geological conditions of their development [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 449-454.
- [29] 黄仁春, 刘若冰, 刘明, 等. 川东北通江-马路背地区须家河组断缝体储层特征及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 873-883.
- HUANG Renchun, LIU Ruobing, LIU Ming, et al. Characteristics and genesis of fault-fracture reservoirs in the Xujiahe Formation, Tongjiang-Malubei area, northeastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 873-883.
- [30] 葛勋, 郭彤楼, 马永生, 等. 四川盆地东南缘林滩地区上奥陶统五峰组-龙马溪组页岩气储层甜点预测[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(3): 633-647.

- GE Xun, GUO Tonglou, MA Yongsheng, et al. Prediction of shale reservoir sweet spots of the Upper Ordovician Wufeng-Longmaxi Formations in Lintchang area, southeastern margin of Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(3): 633-647.
- [31] 丁文龙, 曾维特, 王濡岳, 等. 页岩储层构造应力场模拟与裂缝分布预测方法及应用[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 63-74.
- DING Wenlong, ZENG Weite, WANG Ruyue, et al. Method and application of tectonic stress field simulation and fracture distribution prediction in shale reservoir[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 63-74.
- [32] LIU Jingshou, DING Wenlong, YANG Haimeng, et al. Quantitative multiparameter prediction of fractured tight sandstone reservoirs: A case study of the Yanchang Formation of the Ordos Basin, central China [J]. *SPE Journal*, 2021, 26(5): 3342-3373.
- [33] LIU Hao, ZUO Yujun, RODRIGUEZ-DONO A, et al. Study on multi-period palaeotectonic stress fields simulation and fractures distribution prediction in Lannigou gold mine, Guizhou [J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2023, 9(1): 92.
- [34] HAN Xiaoying, DENG Shang, TANG Liangjie, et al. Geometry, kinematics and displacement characteristics of strike-slip faults in the northern slope of Tazhong uplift in Tarim Basin: A study based on 3D seismic data [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 88: 410-427.
- [35] TENG Changyu, CAI Zhongxian, HAO Fang, et al. Structural geometry and evolution of an intracratonic strike-slip fault zone: A case study from the North SB5 fault zone in the Tarim Basin, China [J]. *Journal of Structural Geology*, 2020, 140: 104159.
- [36] 贾承造, 马德波, 袁敬一, 等. 塔里木盆地走滑断裂构造特征、形成演化与成因机制[J]. *天然气工业*, 2021, 41(8): 81-91.
- JIA Chengzao, MA Debo, YUAN Jingyi, et al. Structural characteristics, formation & evolution and genetic mechanisms of strike-slip faults in the Tarim Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 81-91.
- [37] SUN Qingqing, FAN Tailiang, GAO Zhiqian, et al. New insights on the geometry and kinematics of the Shunbei 5 strike-slip fault in the central Tarim Basin, China [J]. *Journal of Structural Geology*, 2021, 150: 104400.
- [38] XU Zhiqin, HE Bizhu, ZHANG Chuanlin, et al. Tectonic framework and crustal evolution of the Precambrian basement of the Tarim Block in NW China: New geochronological evidence from deep drilling samples [J]. *Precambrian Research*, 2013, 235: 150-162.
- [39] QIU Huabiao, DENG Shang, CAO Zicheng, et al. The evolution of the complex anticlinal belt with crosscutting strike-slip faults in the central Tarim Basin, NW China [J]. *Tectonics*, 2019, 38(6): 2087-2113.
- [40] 张建新, 于胜尧, 李云帅, 等. 原特提斯洋的俯冲、增生及闭合: 阿尔金-祁连-柴北缘造山系早古生代增生/碰撞造山作用 [J]. *岩石学报*, 2015, 31(12): 3531-3554.
- ZHANG Jianxin, YU Shengyao, LI Yunshuai, et al. Subduction, accretion and closure of Proto-Tethyan Ocean: Early Paleozoic accretion/collision orogeny in the Altun-Qilian-North Qaidam orogenic system [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2015, 31(12): 3531-3554.
- [41] 邬光辉, 马兵山, 韩剑发, 等. 塔里木克拉通盆地中部走滑断裂形成与发育机制 [J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 510-520.
- WU Guanghui, MA Bingshan, HAN Jianfa, et al. Origin and growth mechanisms of strike-slip faults in the central Tarim cratonic basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 510-520.
- [42] 张光亚, 赵文智, 王红军, 等. 塔里木盆地多旋回构造演化与复合含油气系统 [J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(5): 653-663.
- ZHANG Guangya, ZHAO Wenzhi, WANG Hongjun, et al. Multicycle tectonic evolution and composite petroleum systems in the Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(5): 653-663.
- [43] LI Chuanxin, WANG Xiaofeng, LI Benliang, et al. Paleozoic fault systems of the Tazhong Uplift, Tarim Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 39(1): 48-58.
- [44] YU Jingbo. Using cylindrical surface-based curvature change rate to detect faults and fractures [J]. *Geophysics*, 2014, 79(5): O1-O9.
- [45] 郑孟林, 王毅, 金之钧, 等. 塔里木盆地叠合演化与油气聚集 [J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(6): 925-934.
- ZHENG Menglin, WANG Yi, JIN Zhijun, et al. Superimposition, evolution and petroleum accumulation of Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(6): 925-934.
- [46] WINDLEY B F, ALLEN M B, ZHANG C, et al. Paleozoic accretion and Cenozoic redeformation of the Chinese Tien Shan Range, central Asia [J]. *Geology*, 1990, 18(2): 128-131.
- [47] SOBEL E R, DUMITRU T A. Thrusting and exhumation around the margins of the western Tarim Basin during the India-Asia collision [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1997, 102(B3): 5043-5063.
- [48] LIN Bo, ZHANG Xu, XU Xuechun, et al. Features and effects of basement faults on deposition in the Tarim Basin [J]. *Earth-Science Reviews*, 2015, 145: 43-55.
- [49] FOSSEN H. *Structural geology* [M]. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2016.
- [50] ROBSON A G, HOLFORD S P, KING R C, et al. Structural evolution of horst and half-graben structures proximal to a transtensional fault system determined using 3D seismic data from the Shipwreck Trough, offshore Otway Basin, Australia [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 89(Part 3): 615-634.
- [51] MITRA S, PAUL D. Structural geometry and evolution of releasing and restraining bends: Insights from laser-scanned experimental models [J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(7): 1147-1180.
- [52] HARDING T P, LOWELL J D. Structural styles, their plate-

- tectonic habitats, and hydrocarbon traps in petroleum provinces [J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(7): 1016–1058.
- [53] SYLVESTER A G. Strike-slip faults [J]. GSA Bulletin, 1988, 100(11): 1666–1703.
- [54] LI Yuntao, DING Wenlong, ZENG Tao, et al. Structural geometry and kinematics of a strike-slip fault zone in an intracontinental thrust system: A case study of the No. 15 fault zone in the Fuling area, eastern Sichuan Basin, southwest China [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2023, 242: 105512.
- [55] CHRISTIE-BLICK N, BIDDLE K T. Deformation and basin formation along strike-slip faults [M]//BIDDLE K T, CHRISTIE-BLICK N. Strike-Slip Deformation, Basin Formation, and Sedimentation. Broken Arrow: SEPM Society for Sedimentary Geology, 1985: 1–34.
- [56] 肖阳, 邬光辉, 雷永良, 等. 走滑断裂带贯穿过程与发育模式的物理模拟[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 340–348.
XIAO Yang, WU Guanghui, LEI Yongliang, et al. Analogue modeling of through-going process and development pattern of strike-slip fault zone [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 340–348.
- [57] 卢雪梅. 碳酸盐岩裂缝描述七大难点[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 530.
LU Xuemei. Seven difficulties in carbonate fracture characterization [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 530.
- [58] GUO Peng, YAO Leihua, REN Desheng. Simulation of three-dimensional tectonic stress fields and quantitative prediction of tectonic fracture within the Damintun Depression, Liaohe Basin, northeast China [J]. Journal of Structural Geology, 2016, 86: 211–223.
- [59] LIU Jingshou, YANG Haimeng, XU Ke, et al. Genetic mechanism of transfer zones in rift basins: Insights from geomechanical models [J]. GSA Bulletin, 2022, 134 (9/10): 2436–2452.
- [60] LIU Jingshou, MEI Lianfu, DING Wenlong, et al. Asymmetric propagation mechanism of hydraulic fracture networks in continental reservoirs [J]. GSA Bulletin, 2023, 135(3/4): 678–688.
- [61] 张博, 陈红果, 胡瑞, 等. 含油气盆地构造应力场研究方法综述及展望[J]. 矿产与地质, 2023, 37(4): 885–889.
ZHANG Bo, CHEN Hongguo, HU Rui, et al. Review and prospect prediction of research methods for tectonic stress field in oil-gas-bearing basin [J]. Mineral Resources and Geology, 2023, 37(4): 885–889.
- [62] ZOBACK M D, PESKA P. In-situ stress and rock strength in the GBRN/DOE Pathfinder well, South Eugene Island, gulf of Mexico [J]. Journal of Petroleum Technology, 1995, 47(7): 582–585.
- [63] 陆诗阔, 王迪, 李玉坤, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田致密砂岩储层三维岩石力学参数场研究[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1844–1850.
LU Shikuo, WANG Di, LI Yukun, et al. Research on three-dimensional mechanical parameters' distribution of the tight sandstone reservoirs in Daniudi Gasfield [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1844–1850.
- [64] 车小花, 赵腾, 乔文孝, 等. 多极子声波测井的裂缝识别与评价[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(6): 1263–1272.
CHE Xiaohua, ZHAO Teng, QIAO Wenxiao, et al. Fracture identification and evaluation based on multi-pole acoustic logging [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1263–1272.
- [65] HOLCOMB D J. Using acoustic emissions to determine in-situ stress: Problems and promise [J]. Geomechanics, 1983, ASME AMD(57): 11–21.
- [66] ISHIDA T. Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing in laboratory and field [J]. Construction and Building Materials, 2001, 15(5/6): 283–295.
- [67] JIU Kai, DING Wenglong, HUANG Wenhui, et al. Simulation of paleotectonic stress fields within Paleogene shale reservoirs and prediction of favorable zones for fracture development within the Zhanhua Depression, Bohai Bay Basin, east China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 110: 119–131.
- [68] LIU Jingshou, DING Wenlong, WANG Ruyue, et al. Simulation of paleotectonic stress fields and quantitative prediction of multi-period fractures in shale reservoirs: A case study of the Niutitang Formation in the Lower Cambrian in the Cen'gong block, South China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 84: 289–310.
- [69] GRIFFITH A A. VI. The phenomena of rupture and flow in solids [J]. Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A, Containing Papers of a Mathematical or Physical Character, 1921, 221(4): 163–198.
- [70] HANDIN J. On the Coulomb-Mohr failure criterion [J]. Journal of Geophysical Research, 1969, 74(22): 5343–5348.
- [71] BARTON C A, ZOBACK M D, MOOS D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock [J]. Geology, 1995, 23(8): 683–686.
- [72] PEARSON E S, SNOW B A S. Tests for rank correlation coefficients [J]. Biometrika, 1962, 49(1/2): 185–191.
- [73] MYERS J L, WELL A D, LORCH R F, Jr. Research design and statistical analysis [M]. 3rd ed. New York: Routledge, 2010.
- [74] PIANTADOSI J, HOWLETT P, BOLAND J. Matching the grade correlation coefficient using a copula with maximum disorder [J]. Journal of Industrial and Management Optimization, 2017, 3(2): 305–312.

(编辑 张 晟)