

引用格式:陆红军, 达引朋, 赵争光, 等. 利用微震连续裂缝网络和视应力定量评价重复压裂效果[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(5): 872-880.

LU Hongjun, DA Yinpeng, ZHAO Zhengguang, et al. Quantitative evaluation of refracturing effectiveness using microseismic-event-based continuous fracture network and apparent stress[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 872-880.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.016

# 利用微震连续裂缝网络和视应力定量评价 重复压裂效果

陆红军<sup>1,2</sup>, 达引朋<sup>1,2</sup>, 赵争光<sup>3</sup>, 李磊<sup>4</sup>, 白晓虎<sup>1,2</sup>, 李建辉<sup>1,2</sup>, 田益博<sup>5</sup>

(1. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 3. 华北科技学院, 河北 三河 065201; 4. 中南大学地球科学与信息物理学院, 湖南 长沙 410083; 5. 光软(北京)科技有限责任公司, 北京 101199)

**摘要:**致密砂岩储层开采一段时间后产量下降, 重复压裂改造是激活老裂缝、压开新裂缝并最终提高产量的一种可行措施。重复压裂不仅需要考量排量、液量、砂量等施工参数, 还要考虑是否采取原缝复压和加密补孔完井工艺。传统的基于微震监测结果的压裂施工效果评价方法主要是通过测量微震事件点云的几何分布来评价压裂造缝的尺寸和储层改造体积, 该方法的缺点是无法定量评价不同施工参数条件下的裂缝复杂程度和不同完井工艺条件下的重复压裂新裂缝发育程度和范围。因此, 提出一种利用微震事件构建的连续裂缝网络和视应力属性图评价重复压裂效果的方法, 以微震事件的时空分布特征(包括时间顺序和空间分布), 通过设定的几何连接准则(如最短路径原则)连接各事件点, 从而形成水力裂缝网络。连续裂缝网络的分支指数属性用于定量分析水力裂缝网络复杂程度。视应力属性值通过微震事件能量、地震矩和剪切模量计算获得。视应力值较低代表重复压裂时老裂缝开启; 视应力值较高代表重复压裂改造使储层产生大量新裂缝。这一规律可用于评价重复压裂新裂缝发育情况, 将提出的方法应用于华庆油田1口致密砂岩油藏开发水平井压裂效果评价, 结果表明: 重复压裂在采用比首次压裂更高的排量和更大的液量(初次压裂排量 $\leq 3 \text{ m}^3/\text{min}$ , 单段入地液量仅为 $200\sim 350 \text{ m}^3$ ; 重复压裂排量介于 $6\sim 8 \text{ m}^3/\text{min}$ , 单段入地液量介于 $1\ 850\sim 2\ 300 \text{ m}^3$ )时, 致密砂岩油藏水平井采用原缝复压技术, 相较于加密布缝, 能够改造出更多的新裂缝和更复杂的水力裂缝网络。

**关键词:** 重复压裂; 微震监测; 离散裂缝网络; 连续裂缝网络; 分支指数; 视应力

中图分类号: TE357

文献标识码: A

## Quantitative evaluation of refracturing effectiveness using microseismic-event-based continuous fracture network and apparent stress

LU Hongjun<sup>1,2</sup>, DA Yinpeng<sup>1,2</sup>, ZHAO Zhengguang<sup>3</sup>, LI Lei<sup>4</sup>, BAI Xiaohu<sup>1,2</sup>, LI Jianhui<sup>1,2</sup>, TIAN Yibo<sup>5</sup>

(1. Oil and Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. North China Institute of Science and Technology, Sanhe, Hebei 065201, China; 4. School of Geosciences and Info-physics, Central South University, Changsha, Hunan 410083, China; 5. OptaSoft Technologies Co., Ltd., Beijing 101199, China)

**Abstract:** For tight sandstone reservoirs experiencing production decline after a period of development, refracturing is a feasible solution to reactivate existing fractures, initiate new fractures, and ultimately enhance production. Refracturing requires consideration of not only operational parameters such as slurry rate, fluid volume, and sand volume, but also whether to adopt fracture reactivation along original fractures or infill perforation completion techniques. Traditional evaluation methods for fracturing operations based on microseismic monitoring results mainly assess fracture dimensions and stimulated reservoir volume by measuring the geometric distribution of

收稿日期: 2024-10-19.

**第一作者简介:** 陆红军(1972—), 男, 硕士, 高级工程师, 长期从事非常规油气藏增产改造和钻完井工艺技术研究工作。地址: 陕西省西安市未央区明光路与凤城三路十字长庆油田油气院, 邮政编码: 710018。E-mail: lhj1\_cq@petrochina.com.cn

**通信作者简介:** 赵争光(1988—), 男, 博士, 讲师, 主要从事微震、微动和分布式光纤监测技术研究。地址: 河北省廊坊市三河市燕郊高新技术产业开发区学院大街467号华北科技学院立新楼718室, 邮政编码: 065201。E-mail: z.zhao@ncist.edu.cn

**基金项目:** 中国石油科技项目“靖安长6油藏压舱石示范工程研究”(2023YOX10205); 中国石油长庆油田分公司科技项目“油田低产水平井集成化产能恢复技术研究”(2024D4GY35); 廊坊市科技支撑计划项目“基于分布式声波传感(DAS)的油气井双相流液剖面技术研究”(2024011073); 中南大学创新驱动计划项目“基于微地震精细反演的水力裂缝网络建模研究”(2023CXQD063)。

microseismic event point clouds. However, these methods cannot quantitatively evaluate the complexity of fracture networks under different operational parameters and the development and extent of new fractures generated by refracturing under different completion techniques. Therefore, a method was proposed to evaluate refracturing effectiveness using continuous fracture networks and apparent stress attribute maps constructed from microseismic events. This method utilized the spatiotemporal distribution characteristics of microseismic events (including temporal sequence and spatial distribution), and connected event points using defined geometric connection criteria (such as the shortest path principle) to build hydraulic fracture networks. The branch index attribute of the continuous fracture networks was used to quantitatively analyze the complexity of the hydraulic fracture networks. The apparent stress attribute values were calculated based on the energy, seismic moment, and shear modulus of the microseismic events. Lower apparent stress values indicated reactivation of existing fractures during refracturing, while higher values indicated that refracturing generated a large number of new fractures in the reservoir. This pattern could be used to evaluate the development of new fractures created by refracturing. The proposed method was applied to evaluate the refracturing effectiveness of a horizontal well in a tight sandstone reservoir in the Huaqing oilfield. The results showed that when refracturing was performed with higher slurry rates and larger fluid volumes than the initial frac (slurry rate  $\leq 3 \text{ m}^3/\text{min}$  and fluid volume per stage ranging from  $200\sim 350 \text{ m}^3$  for initial fracturing, while slurry rate ranging from  $6\sim 8 \text{ m}^3/\text{min}$  and fluid volume per stage ranging from  $1\ 850\sim 2\ 300 \text{ m}^3$  for refracturing), the application of original fracture reactivation technology in horizontal wells of tight sandstone reservoirs enabled the formation of more new fractures and more complex hydraulic fracture networks compared to infill perforation.

**Keywords:** refracturing; microseismic monitoring; discrete fracture network; continuous fracture network; branch index; apparent stress

水力压裂技术通过在地层中形成一系列人工裂缝<sup>[1-2]</sup>,有效提升储层渗透性,已成为提高非常规油气藏开发井的产能的关键手段。老油田致密砂岩储层在经过一段时间的生产后,产量逐渐降低,需要通过重复压裂提高产量<sup>[3-5]</sup>。然而,由于储层和压裂作业的复杂性,如何让重复压裂激活更多的老裂缝、压开更多的新裂缝、形成高复杂度的体积缝网从而最大限度地提高产能仍然是一个挑战<sup>[6]</sup>。定量评价水力裂缝网络复杂程度以及区分新老裂缝仍是亟待突破的技术难题。

目前,水力裂缝网络复杂程度的评价方法主要基于微震监测结果。近年来,通过微震监测记录地下地震波传播信号推断裂缝分布与方位,已成为压裂效果评价的关键手段并获广泛应用<sup>[7-11]</sup>。利用微震事件时空分布特征,可评价重复压裂效果,例如分析地应力对水力裂缝扩展的影响及暂堵剂有效性<sup>[12]</sup>。CIPOLLA等<sup>[13]</sup>提出使用基于微震事件点云几何形状的裂缝复杂性指数(Fracture Complexity Index, FCI)评价水力裂缝复杂程度。FCI是微震事件点云形成的平面椭圆短轴(裂缝网络宽度)与长轴(裂缝网络长度)的比值。FCI与储层改造体积呈负相关,即FCI值越小,储层改造体积(Stimulated Reservoir Volume, SRV)值越大<sup>[14]</sup>。FCI可用于指示水力裂缝网络复杂程度,但该指标未能反映缝网内部的裂缝疏密和形态差异。HUGOT等<sup>[15]</sup>发明了基于微震事件时空分布的连续裂缝网络建模方法,该方法是根据微震事件的时间顺序和空间分布,按设定的几何连接准则(如最短路径原则)连接各事件点,从而形成水力裂缝网络。与基于数值模拟形成的离散或连续裂缝网络不同<sup>[16-17]</sup>,基于微震事件时空分布特征建立的连续裂缝网络可以计算裂缝分支指数(Branch Index, BI),该属性可用于定量表征水力裂

缝网络复杂程度,即从射孔簇延伸出去的裂缝,其分支指数为1,视为主缝;从主缝分支出去的裂缝,其分支指数依次递增。BI值越高,表明水力裂缝网络越复杂<sup>[18-20]</sup>。BI有助于压裂工程师直观地判别压裂施工效果,即是否形成复杂缝网。

区分重复压裂中新老裂缝的方法主要基于室内物模实验、数值模拟分析和压后取心<sup>[21-22]</sup>。物模实验受限于岩样尺寸,难以在油藏尺度上研究新裂缝的开启与扩展;此外,受岩心数量限制,实验结果不具有普适性<sup>[23]</sup>。尽管数值模拟方法能够考虑天然裂缝和初次压裂的人工裂缝的重新激活以及新压开的水力裂缝的扩展,但其模型本质上是实际地质情况的简化。这种简化可能造成模拟的新裂缝与实际压裂产生的新裂缝在空间分布上的较大出入<sup>[24-25]</sup>。压裂后取心虽然能够通过观察岩心区分天然裂缝、初次压裂形成的水力裂缝以及重复压裂形成的水力裂缝,但其作业成本较高难以规模化实施;另外,取心仅是一孔之见,不能准确评价新裂缝在二维平面或三维空间的展布<sup>[26-30]</sup>。基于微震事件地震矩计算获得的视应力属性可以用来评估重复压裂过程中储层的破裂程度、稳定性以及区分新裂缝和老裂缝<sup>[31]</sup>。视应力由微震事件的震源辐射能量和地震矩属性值以及储层的剪切模量计算获得<sup>[32]</sup>。与老裂缝重新激活和延伸相比,新裂缝开启需要克服更大的应力。因此,视应力较高的微震事件对应1条新裂缝,视应力较低微震事件对应老裂缝重新激活。

基于上述研究背景,提出一种融合微震连续裂缝网络分支指数属性与视应力的重复压裂效果定量评价方法:以连续裂缝网络分支指数定量表征水力裂缝网络复杂程度,以视应力参数定量刻画重复压裂新裂缝开启程度。在此基础上系统阐述基于微震事件时空分布特征的

连续裂缝网络建模原理,并推导微震事件属性的视应力计算方法。该方法应用于华庆油田致密油藏水平井重复压裂工程实践,通过效果评价验证:微震连续裂缝网络与视应力技术在重复压裂方案评价及工艺优化中具备显著有效性。

## 1 技术方法

微震监测可用于评价、验证和优化完井设计,包括完井类型、段间距、压裂段排序和重复压裂等,最终目的是提高井筒与储层裂缝网络之间的连通性。钻井作业完成后,需决策完井方案(如固井套管、裸眼完井、筛管完井、滑套系统等),并确定关键参数(包括分段数量、段间距以及射孔簇密度、数量与间距)。此外,微震监测技术可为压裂设计提供评价、验证与优化依据。压裂设计需明确规定施工参数(如液量、排量、压力)、材料体系(如流体系统、支撑剂类型及浓度)以及工艺选择(如是否采用增能气体)。

利用高保真采集的井下微震监测数据精细处理解释成果,包括基于微震事件时空分布的连续裂缝网络模型和微震事件属性的视应力分布图,评价和优化重复压裂完井设计和压裂设计。

### 1.1 微震事件连续裂缝网络建模

微震事件时空分布特征的连续裂缝网络建模方法,其核心原理在于:基于微震事件的时序与空间分布信息,依据设定的几何连接准则(如最短路径原则)连接各事件点,从而形成水力裂缝网络。连续裂缝网络建模方法在建模过程中既考虑水力裂缝连通性,同时也考虑较小尺寸水力裂缝在网络中的分布。根据微震事件的时空分布,并基于流体运移的最短距离<sup>[33]</sup>、事件和裂缝网络属性(如段长、应力、震级等)的组合,或者更大的全局尺度属性(如天然裂缝集方位以及/或者各向异性),建立事件点连接准则并生成连续裂缝网络。该方法主要在不具备震源机制解的微震事件点云中应用,其优点是:①可描述复杂的裂缝网络,最短路径连接原则一定程度上符合裂缝扩展的物理原理;②克服了通过微震事件点的平面几何分布人工划线解释出水力裂缝主要走向和次要走向受人为主观因素干扰强的缺点<sup>[19]</sup>。图1展示了一个典型的基于微震事件时空分布的连续裂缝网络。

基于微震事件的时空分布特征建立连续裂缝网络后,可统计网络中每条裂缝的长度、方位、分支指数、距射孔簇距离和累积裂缝网络长度等属性。这些属性可用于描述重复压裂裂缝形态,也是分析和总结重复压裂参数

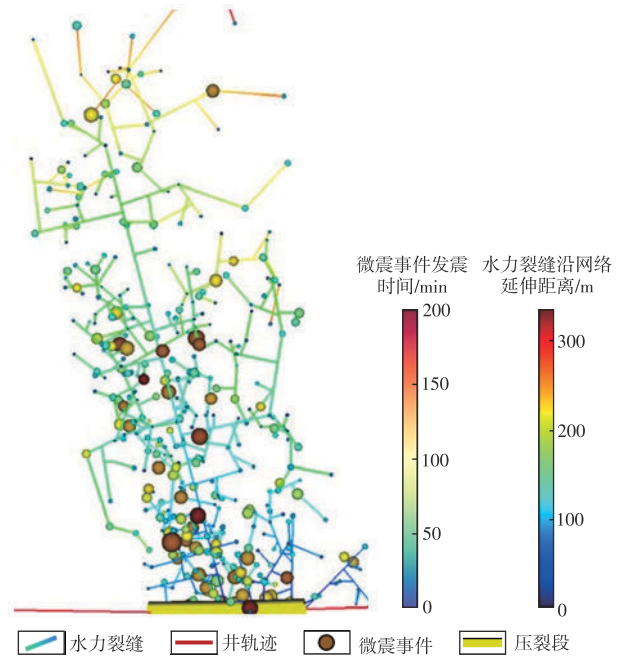


图1 基于微震事件时空分布的连续裂缝网络(据参考文献[15]修改)

Fig. 1 Continuous fracture network based on spatiotemporal distribution of microseismic events (modified from reference [15])

体系的基础。其中,BI是定量评价水力裂缝网络复杂程度最关键的属性。其含义为:单条裂缝的分支指标,主缝(从射孔簇延伸出去的裂缝)分支指数为1;从主缝分支出去的裂缝,其分支指数逐级递增。分支指数越高,表明水力裂缝网络越复杂。该参数使压裂工程师能够直观评估压裂施工效果,即是否形成了简单的长直缝或复杂的体积缝网(也称“体积缝”或“网状缝”)<sup>[19]</sup>。裂缝网络建模原理和分支指数的应用实践表明,随着微震事件增多,分支指数增大,但一般情况下最大分支指数 $<10$ <sup>[34]</sup>。前人利用微震事件的几何分布和属性差异划分简单裂缝和复杂体积缝,认为当具有相同属性的微震事件簇数目 $>3$ 时,即形成了复杂的体积缝<sup>[35]</sup>,其包含多种尺度的裂缝和微裂缝。基于分支指数属性提出新的划分方法:将分支指数 $\leq 4$ 的裂缝视为与主缝相关的大尺寸裂缝,将分支指数 $>4$ 的裂缝视为小尺度的微裂缝。一旦形成微裂缝并有效填充储层空间,则可判定压裂施工形成了复杂程度较高的体积缝网。

### 1.2 微震视应力属性

传统的微震事件属性解释通常包含生成事件点密度图,粗略地将密度高的区域等同于改造效果充分(裂缝多)的区域。然而,每个微震事件的震源参数(矩震级、地震矩、应力降、震源半径等)不同,当震源参数差异较大时,使用密度图衡量改造效果是不合理的<sup>[36]</sup>。例如,矩震

级、震源半径大小的分布可以指示储层岩性的非均一性<sup>[37]</sup>,较大的微震事件对应的水力裂缝长度及破裂面积较大,意味着水力裂缝渗透率也较大,而密度图不考虑各个微震事件对应的水力裂缝的尺寸,仅统计单位面积或体积储层的微震事件个数,通常将 $N$ 个较大震源半径水力裂缝的改造效果等同于 $N$ 个较小震源半径水力裂缝的改造效果,导致压裂效果评价存在偏差。

优选微震事件视应力属性表征重复压裂储层岩石破裂难易程度。压裂液注入储层基质和裂缝后,会改变储层破裂释放的能量特征,起到类似“润滑”的作用,使储层岩石破裂面上的应力减小,从而使储层更容易破裂。重复压裂的压裂目标储层中存在天然裂缝和初次压裂形成的水力裂缝,激活先存裂缝比压开新裂缝相对容易,因此,储层岩石在重复压裂时被认为更容易压开。但是,重复压裂的目标除了压开先存裂缝以外,还需要在初次压裂未改造的区域压开新裂缝以提高压后产量。研究表明,因先存裂缝的存在,重复压裂需要更大的液量、更高的施工压力才能使储层接受更多的能量来开启新裂缝<sup>[38]</sup>。新裂缝开启时,储层接受的能量一部分以微震事件能量的形式随岩石破裂而释放,而视应力与储层岩石破裂释放的能量有关。因此,基于微震事件能量的视应力属性可用于表征储层是否存在新裂缝开启。综上所述:视应力 $\sigma_a$ 值较低,代表重复压裂时老裂缝开启;视应力 $\sigma_a$ 值较高,代表重复压裂改造使储层产生大量新裂缝。

视应力属性值通过微震事件能量、地震矩和剪切模量计算获得。计算视应力 $\sigma_a$ 首先需要准确计算微震事件释放的能量。能量 $E$ 可通过每个微震事件位速度谱的积分计算,公式为:

$$E = \frac{4\pi\rho v_c R^2}{F^2} \int |\Omega|^2 df \quad (1)$$

式中: $E$ 为微震事件的总能量,单位J; $\pi$ 为圆周率; $\rho$ 为介质密度,单位 $\text{kg}/\text{m}^3$ ; $v_c$ 为波速,单位 $\text{m}/\text{s}$ ; $R$ 为震源距,单位 $\text{m}$ ; $F$ 为拐角频率,单位 $\text{Hz}$ ; $\Omega$ 为震源谱幅值,单位 $\text{m}/\text{s}$ ; $f$ 为微震事件初至波的频率,单位 $\text{Hz}$ 。

视应力 $\sigma_a$ 计算公式为<sup>[39]</sup>:

$$\sigma_a = \mu E/M_0 \quad (2)$$

式中: $\sigma_a$ 为视应力,单位 $\text{Pa}$ ; $\mu$ 为储层岩石的剪切模量,单位 $\text{GPa}$ ; $M_0$ 为该微震事件的地震矩,单位 $\text{N}\cdot\text{m}$ 。

$M_0$ 计算公式为<sup>[39]</sup>:

$$M_0 = \frac{4\pi\rho v_c^3 \Omega_0 R}{R_{\theta\varphi}} \quad (3)$$

式中: $\Omega_0$ 为震源谱零频极限值,单位 $\text{m}/\text{Hz}$ ; $R_{\theta\varphi}$ 为辐射因子,可用其均方根代替,纵波为0.52,横波为0.63; $\theta$ 为方位角,单位( $^\circ$ ); $\varphi$ 为仰角,单位( $^\circ$ )。

## 2 重复压裂微震监测

华庆油田CP52-10井位于鄂尔多斯盆地南部的致密砂岩油藏。致密砂岩储层重复压裂能否形成复杂体积缝,主要受控于天然裂缝发育程度、首次压裂水力裂缝分布、储层水平两向主应力差<sup>[40-41]</sup>和压裂施工参数(含暂堵转向)等。该井压裂储层天然微裂缝发育,每10 m发育天然裂缝约2~3条,首次压裂微震监测揭示水力裂缝发育,水平两向主应力差介于4~7 MPa。重复压裂采用原裂缝重复压裂、加密布缝及多种缝内暂堵转向工艺,有利于形成复杂裂缝网络<sup>[42-43]</sup>。

对CP52-10井重复压裂井下微震监测数据进行定位处理后,可获得微震事件三维空间( $x, y, z$ )和发震时刻( $t$ ),这是构建连续裂缝网络所需的最小属性集。根据上述连续裂缝网络建模原理和算法,利用CP52-10井重复压裂微震事件数据,建立了连续裂缝网络模型和视应力属性图。

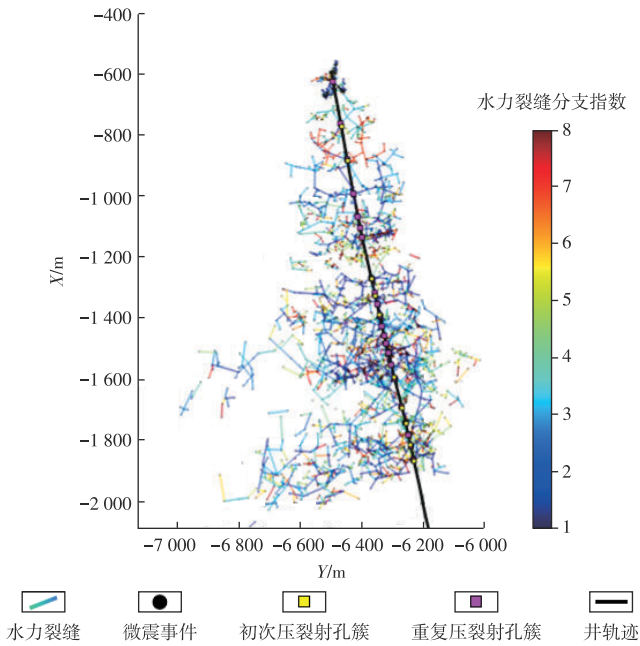
### 2.1 完井类型和设计

微震监测技术可用于验证“桥塞+射孔”完井设计的有效性,该设计在射孔簇内以特定间隔射孔。多数设计假设各射孔簇均匀分担改造范围。但实际施工中某些射孔簇因岩石组构差异或应力状态更易注入流体(尤其当井眼穿越夹层导致射孔簇位于不同岩性时),将导致压裂液分配不均,形成非对称储层改造。通过沿井筒高精度定位的微震事件分布,可有效区分改造的均匀性。

微震监测虽然无法用于评估诸如双封单卡压裂管柱的有效性,但可用于评价原缝复压段老孔和加密布缝段补孔的有效性。CP52-10井初次改造不充分,存在压裂规模较小、部分簇未开启以及缝间距较大等情况。因此,重复压裂针对性地采取以下措施:对于压裂规模较小的井段,瞄准动用原缝侧向及井间剩余油,增大压裂规模,进行原缝重复压裂;对于部分簇未开启的井段,瞄准动用近井筒及远端剩余油,优选喷射喷嘴脱落或试挤压力高的簇适度规模重复压裂;对于缝间距较大的井段,优选物性较好部位多簇补孔压裂,将段间距60~80 m缩短至30~40 m,实现地层压力下降后段间流体有效流动<sup>[44]</sup>。

CP52-10井重复压裂共22段,其中:原缝复压10段(第2、3、8、9、11、17、18、19、21和22段);加密布缝12段(第1、4、5、6、7、10、12、13、14、15、16和20段)。补孔加密新裂缝段间距为30~40 m。原缝复压时,实施缝内暂堵转向,主要目的是扩大裂缝侧向泄流体积;加密布缝时,加密缝口暂堵转向,主要目的是提升多簇有效性和裂缝复杂性。图2为CP52-10井基于微震事件的连续裂缝网

络,裂缝分支指数通过蓝-红色谱映射(蓝色对应低值,红色对应高值)。分支指数是裂缝网络重要的属性,该参数可直观地判别压裂施工效果,分支指数=1为主裂缝(简单缝);分支指数>1为次级裂缝,当分支指数>4表征高复杂度裂缝网络(以下称为“体积缝”)。即形成了简单的或复杂网状缝。



注: X为南北方向轴线, Y为东西方向轴线。

图2 华庆油田CP52-10井水力裂缝网络

Fig. 2 Hydraulic fracture network of well CP52-10, Huaqing oilfield

图3是CP52-10井重复压裂各段水力裂缝最大分支指数的统计直方图,其中紫色为原缝复压段,棕色为加密布缝段。注意该水力裂缝网络包含沿水平井轨迹两侧各一个分支裂缝网络,以正负号区分两翼,水平井轨迹西翼以负值表示,东翼以正值表示。

CP52-10井第3段原缝复压以及第13段加密布缝压

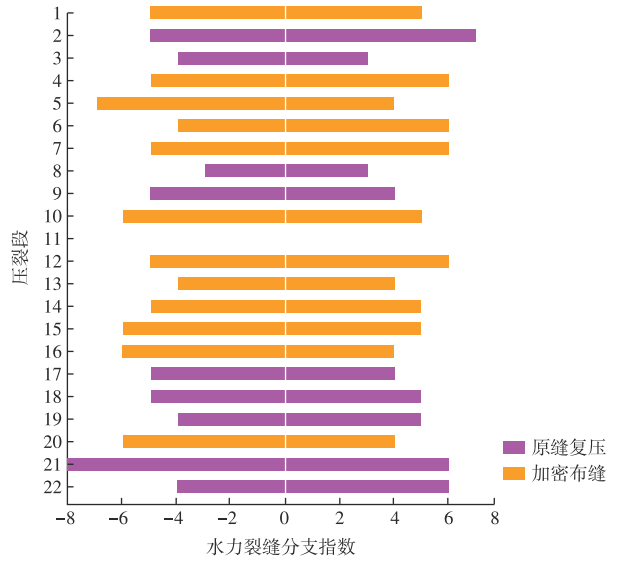


图3 华庆油田CP52-10井重复压裂各段水力裂缝最大分支指数

Fig. 3 Maximum branch indices of hydraulic fractures in all refracturing stages of well CP52-10, Huaqing oilfield

裂时,水平段两侧裂缝网络水力裂缝最大分支指数 $\leq 4$ ,缝网复杂程度低。主要原因是:第3段水力裂缝网络(图4a)分别在井轨迹两侧发育复杂程度较低的体积缝;而第13段微震事件较少,仅形成单一长缝(图4b)。其余各段无论是原缝复压还是加密布缝,最大裂缝分支指数 $> 4$ ,形成了复杂程度较高的体积缝。最大分支指数出现在第21段(图5),该段为原缝复压段。这表明采用缝内暂堵转向,配合较大规模的压裂施工参数——压裂入地液量( $2\ 112\ m^3$ )、入地砂量( $150\ m^3$ )和排量(混砂阶段平均 $8\ m^3/min$ ,顶替阶段平均 $8\ m^3/min$ )组合施工参数,形成了最大分支指数等于8的体积缝,有效动用了原缝侧向及井间剩余油,提高了裂缝侧向泄流体积。加密布缝段的裂缝网络最大分支指数也较大。通过优选物性较好部位进行段间补孔,采用适度规模压裂(初次规模的2~3倍)及缝口暂堵转向措施,提高了多簇有效性和裂缝复杂性。

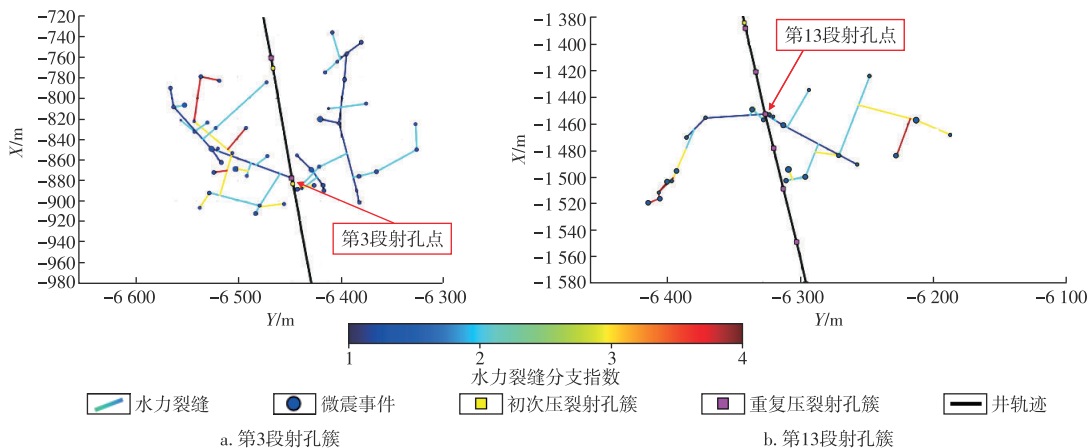


图4 华庆油田CP52-10井重复压裂第3段和第13段水力裂缝网络平面视图

Fig. 4 Plan views of hydraulic fracture networks in refracturing stages 3 and 13 of well CP52-10, Huaqing oilfield

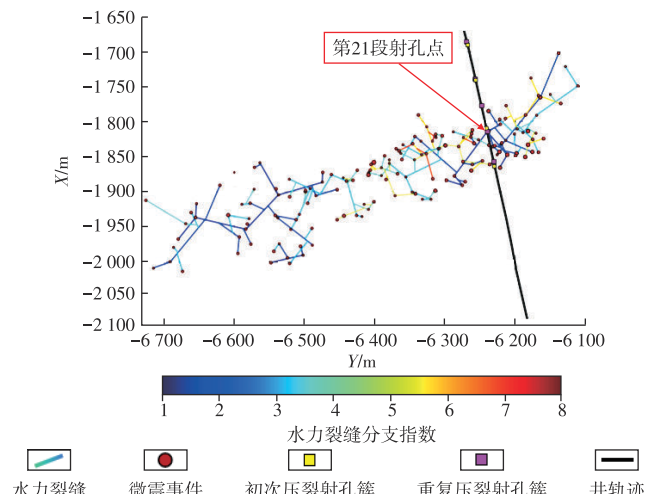


图5 华庆油田CP52-10井重复压裂第21段水力裂缝网络平面视图

Fig. 5 Plan view of hydraulic fracture network in refracturing stage 21 of well CP52-10, Huaqing oilfield

另外,研究采用裂缝分支指数的分段均值与极值位置双指标对比评价原缝复压与加密布缝的压裂效果。其中,平均裂缝分支指数按完井压裂段数取算数平均值=(原缝复压+加密布缝各段最大分支指数)÷对应类型压裂段数。统计分析表明:CP52-10井的老裂缝复压段平均裂缝分支指数为5.3,加密布缝段为5.7,二者数值相近;但该井最大分支指数出现在老裂缝复压的第21段表明局部裂缝复杂度更高。因此,该井老裂缝复压的裂缝网络非均质性强于加密布缝。

## 2.2 液量和砂量

经典岩石力学理论表明,水力裂缝主要沿最大主应力方向延伸,且压裂液优先沿最小流动阻力路径渗透。因此,沿最大主应力方向的裂缝长度与泵注液量通常呈正相关。但大液量的泵注易诱发压窜风险,故须依据与邻井间距以及微震实时监测数据,动态评估设计液量与缝长控制目标的匹配性。

CP52-10水平井初次压裂排量 $\leq 3.0 \text{ m}^3/\text{min}$ ,单段入地液量仅为200~350  $\text{m}^3$ ,前置液占注入地层总液量的15%,压裂改造规模较小。重复压裂采取原缝复压与加密布缝相结合的方式,可针对性地提高液量和砂量,其中:

1) 针对压裂规模较小的井段,旨在动用原缝侧向及井间剩余油,根据井距设计,压裂规模设计为初次压裂规模的4~5倍进行原缝重复压裂。

2) 针对部分射孔簇未开启的井段,旨在动用近井筒及远端剩余油,优选喷射喷嘴脱落或试挤压力高的簇,根据井距设计,压裂规模为初次压裂规模的3~4倍,实施适度重复压裂。

3) 针对缝间距较大的井段,优选物性较好部位进行

多簇补孔压裂,将段间距60~80 m缩短至30~40 m,根据井距设计,压裂规模为初次规模的2~3倍,实现地层压力下降后段间流体有效动用<sup>[45]</sup>。

实际作业中,原缝复压段的入地液量和砂量高于加密布缝段的入地液量和砂量。这是由于原缝复压段中,利用原射孔进行作业时,需采用缝内暂堵技术,使水力裂缝沿平行于井轨迹的方向侧向扩展,提高裂缝侧向泄油能力;而在针对初次压裂部分簇未开启而补孔作业时,需在新老射孔附近使储层开启新裂缝,并使裂缝沿新的射孔簇延伸。

图6为CP52-10井原缝复压和加密布缝段实际用液量和加砂量分布柱状图。第2、3、8、9、11、17、18、19、21、22段原缝复压设计压裂作业程序:支撑剂量为150  $\text{m}^3$  (40/70目石英砂54.1  $\text{m}^3$ , 20/40目石英砂95.9  $\text{m}^3$ ),砂比16.7  $\text{kg}/\text{m}^3$ ,施工排量8.0  $\text{m}^3/\text{min}$ ,入地液量2 207  $\text{m}^3$  (不含顶替液量)。除第21段和第22段实际入地液量分别为2 111.5、2 162.8  $\text{m}^3$ ,其余各原缝复压段入地液量均超过2 200  $\text{m}^3$ 。CP52-10井第1、4、5、6、7、10、12、13、14、15、16、20段加密布缝段设计压裂作业程序:支撑剂量为120  $\text{m}^3$  (其中,40/70目石英砂40.3  $\text{m}^3$ , 20/40目石英砂79.7  $\text{m}^3$ ),砂比17.0  $\text{kg}/\text{m}^3$ ,施工排量8.0  $\text{m}^3/\text{min}$ ,入地液量1 809  $\text{m}^3$  (不含顶替液量)。

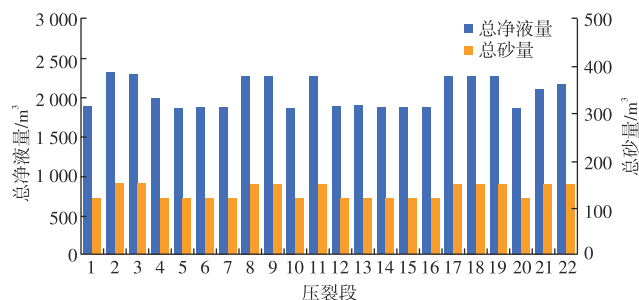


图6 华庆油田CP52-10井重复压裂各段总净液量和总砂量统计直方图

Fig. 6 Histogram of total net fluid volumes and total sand volumes for all refracturing stages of well CP52-10, Huaqing oilfield

图7为CP52-10井各压裂段重复压裂微震事件的视应力力图。图中所示的视应力数值为计算所得视应力值的对数。原缝复压段由黄色矩形压裂段标签标示,其视应力高值区域用椭圆圈出,并用黄色方框加大写英文字母指示;加密布缝段由紫色矩形压裂段标签指示,其视应力高值区域使用椭圆圈出并由紫色方框加大写英文字母指示。越红的地方代表视应力值越高,也代表重复压裂在该局部区域产生了较多的新裂缝。视应力属性分析表明:CP52-10井全井重复压裂共有A、B、C、D、E和F共6个视应力高值区域(椭圆圈出),这些区域的储层在重复

压裂开启了大量的新水力裂缝。其中,A、C、E和F区域里的压裂段为原缝复压段,应力高值区域数量多,分布范围也较广;B和D区域里的压裂段为加密布缝段,应力高值分布区沿垂直井轨迹的方向较小。这表明上述区域内的原缝复压段和加密布缝段均产生了大量的新裂缝。此外,由于原缝复压入地总液量和入地总砂量比加密布缝的入地总液量和入地总砂量规模大,原缝复压段产生了更多的新裂缝并且新裂缝在沿水平井轨迹的方向和垂直于水平井轨迹的方向上均获得延伸。

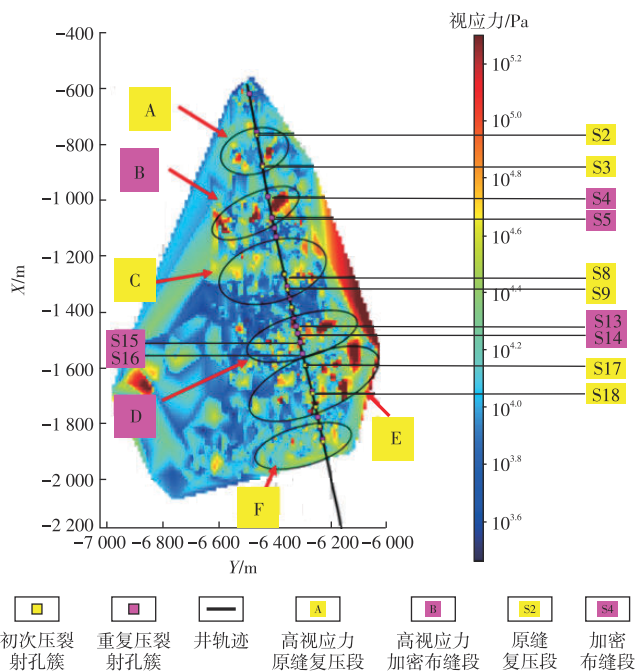


图7 华庆油田CP52-10井重复压裂视应力属性平面分布

Fig. 7 Plane distribution of apparent stress attributes for refracturing in well CP52-10, Huaqing oilfield

综上所述,水平井重复压裂施工,建议采用以下压裂参数:原缝复压段的压裂规模为初次压裂规模的3~5倍,即入地液量介于1 800~2 200 m<sup>3</sup>、入地砂量约150 m<sup>3</sup>;加密布缝段压裂规模为初次规模的2~3倍,即入地液量介于1 500~1 800 m<sup>3</sup>、入地砂量约120 m<sup>3</sup>。该参数设计的合理性在于:初次压裂规模较小的原缝复压段中,产生沿井轨迹方向分布的新裂缝;初次压裂部分簇未开启的原缝复压段中,产生大量新裂缝,并使新裂缝沿新射孔簇向垂直于井轨迹的方向延伸;初次压裂段间距较大的加密布缝段中,产生新裂缝,并使新裂缝沿加密射孔簇向垂直于井轨迹的方向延伸,从而实现储层的密切割改造目标。

### 2.3 排量

微震监测结果显示,CP52-10井和其他压裂段部分事件发生重叠现象,表明在该区域内存在主地应力与裂缝产生后诱导应力的叠加,进而使区域内的应力分布变得复杂。相邻裂缝间某点的诱导应力的大小随该点与裂

缝之间的距离增大而减小。相邻压裂段所产生的诱导应力相互叠加形成共同作用,有利于水力裂缝的稳定扩展。前期微震解释结果显示,CP52-10井的大多数压裂段的水力裂缝形成了有效的互补和重叠,但在1~4段存在着泵注压力较高、裂缝扩展不充分,甚至压裂失败的现象。

通过对压裂曲线与裂缝参数交会分析,发现CP52-10井前4段出现了泵注压力相对于其他段较高但裂缝扩展并不充分的现象。具体表现为:该井前4段在裂缝扩展阶段的地面泵注压力约为55 MPa(部分时段超60 MPa),而其余压裂段压力普遍低于50 MPa;同时,裂缝与射孔簇的距离扩展受限,缝长明显短于该井其他压裂段。以第1段为例(图8):地面泵注压力维持在约60 MPa,较其他段高约10 MPa;微震事件监测显示,水力裂缝距射孔簇的距离未随施工时间显著增加,揭示裂缝沿垂直水平井筒方向的扩展受限。

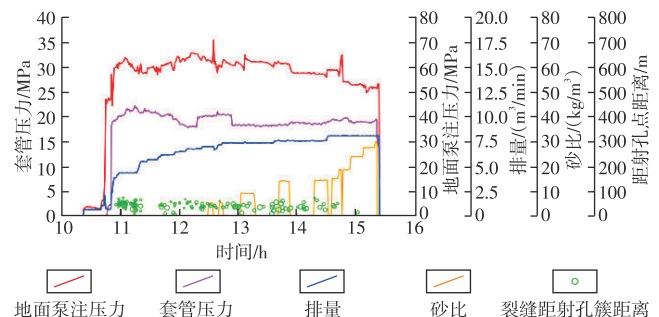


图8 华庆油田CP52-10井第1段压裂动态参数与裂缝距射孔簇距离时间序列叠加

Fig. 8 Time series overlay plot of fracturing dynamic parameters and distance from fractures to perforation clusters in stage 1 of well CP52-10, Huaqing oilfield

该现象的成因可归因于压裂施工采用固定排量方案。针对同类储层与相似完井条件的压裂段,建议采用阶梯排量压裂工艺:一方面缓解施工过程中压力居高不下的问题,另一方面驱动裂缝沿垂直水平井轨迹方向延伸更充分。变排量压裂技术自应用以来,已在页岩气、煤层气等气田开发中展现关键价值;其中,阶梯排量压裂作为变排量压裂的核心形式之一,正逐步推广至各类油气田的压裂完井工程实践。物理模拟实验与现场压裂实践均验证了阶梯排量压裂对裂缝规模扩展的有效性。相较于定排量压裂,阶梯排量压裂不仅可进一步拓展裂缝规模,还能诱导地层能量释放<sup>[45]</sup>。

结合CP52-10井的压裂设计及压力-时间曲线分析,各段的定排量压裂存在优化空间。基于定向井的水力压裂微震响应机制来看,建议增加前置液的液量,同时设置多个阶梯,尽可能诱导底层累积能量释放。此外,对于泵注压力高且裂缝扩展不充分的压裂段,建议在动态暂堵后适当加入酸液进行腐蚀。

### 3 结论

提出基于微震事件的重复压裂效果双维度评价新方法:一是利用连续裂缝网络分支指数定量表征水力裂缝复杂程度;二是依托微震视应力属性评估重复压裂新裂缝启裂程度。将该方法应用于长庆油田致密油藏CP52-10水平井重复压裂效果评价,得到以下认识:

1) 基于微震事件的时空分布特征,采用最短路径连接准则构建连续裂缝网络,是更贴合实际水力裂缝演化规律的建模方案。该网络可精准刻画储层天然裂缝、初次压裂缝与重复压裂缝的耦合发育特征,更符合多期裂缝交织连通的地下实际地质条件。

2) 微震事件视应力可定量表征重复压裂的破裂启裂难度:视应力 $\sigma_v$ 值较低,代表重复压裂时老裂缝开启;视应力 $\sigma_v$ 值较高,代表重复压裂改造使储层产生大量新裂缝。

3) 基于裂缝网络分支指数分析,CP52-10井重复压裂在采用比首次压裂更高的排量和更大的液量(初次压裂排量 $\leq 3 \text{ m}^3/\text{min}$ ,单段入地液量仅为 $200\sim 350 \text{ m}^3$ ;重复压裂排量介于 $6\sim 8 \text{ m}^3/\text{min}$ ,单段入地液量介于 $1\ 850\sim 2\ 300 \text{ m}^3$ )条件下,原缝复压段产生的体积缝的复杂程度高于加密布缝段。

4) 微震视应力属性分析显示,重复压裂“超前置液量+高排量”工艺下,原缝复压段相较于加密布缝段,新裂缝启裂数量更多,且新裂缝在平行水平井轨迹与垂直水平井轨迹方向均实现有效延伸。

#### 参考文献

- [1] ZHENG P, XIA Y, YAO T, et al. Formation mechanisms of hydraulic fracture network based on fracture interaction[J]. *Energy*, 2022, 243: 123057.
- [2] FAN T, ZHANG G, CUI J. The impact of cleats on hydraulic fracture initiation and propagation in coal seams[J]. *Petroleum Science*, 2014, 11: 532-539.
- [3] 达引朋,李建辉,王飞,等.长庆油田特低渗透油藏中高含水井调堵压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(3): 74-79.  
DA Yinpeng, LI Jianhui, WANG Fei, et al. Fracturing technologies with profile control and water shutoff for medium and high water-cut wells in ultra-low permeability reservoirs of Changqing oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(3): 74-79.
- [4] 李晓峰,张矿生,卜向前,等.老井重复压裂效果评价[J]. *石油地球物理勘探*, 2018, 53(增刊2): 162-167.  
LI Xiaofeng, ZHANG Kuangsheng, BU Xiangqian, et al. Evaluations of repeated fracturings in old wells[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2018, 53(Suppl. 2): 162-167.
- [5] 王飞,齐银,达引朋,等.超低渗透油藏老井宽带体积压裂缝网参数优化[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(5): 643-648.  
WANG Fei, QI Yin, DA Yinpeng, et al. Optimization of fracture network parameters of the wide zone SRV by old well in ultra low-permeability oil reservoirs[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(5): 643-648.
- [6] 孔祥伟,许洪星,时贤,等.致密砂岩气藏暂堵压裂裂缝起裂扩展实验模拟[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(3): 391-401.  
KONG Xiangwei, XU Hongxing, SHI Xian, et al. Experimental simulation of fracture initiation and morphology in tight sandstone gas reservoirs temporary plugging fracturing[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 391-401.
- [7] WARPINSKI N R R, MAYERHOFER M J J, AGARWAL K, et al. Hydraulic-fracture geomechanics and microseismic-source mechanisms [J]. *SPE Journal*, 2013, 18(4): 766-780.
- [8] MAXWELL S. Microseismic imaging of hydraulic fracturing: Improved engineering of unconventional shale reservoirs[M]. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2014.
- [9] YANG R Z, ZHAO Z G, PENG W J, et al. Integrated application of 3D seismic and microseismic data in the development of tight gas reservoirs[J]. *Applied Geophysics*, 2013, 10(2): 157-169.
- [10] 赵争光,秦月霜,杨瑞召.地面微地震监测致密砂岩储层水力裂缝[J]. *地球物理学进展*, 2014, 29(5): 2136-2139.  
ZHAO Zhengguang, QIN Yueshuang, YANG Ruizhao. Hydraulic fracture mapping for a tight sands reservoir by surface based microseismic monitoring[J]. *Progress in Geophysics*, 2014, 29(5): 2136-2139
- [11] 刘星,金衍,林伯韬,等.利用微地震事件重构三维缝网[J]. *石油地球物理勘探*, 2019, 54(1): 102-111.  
LIU Xing, JIN Yan, LIN Botao, et al. A 3D fracture network reconstruction method based on microseismic events[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2019, 54(1): 102-111.
- [12] 容娇君,李彦鹏,徐刚,等.微地震裂缝检测技术应用实例[J]. *石油地球物理勘探*, 2015, 50(5): 919-924.  
RONG Jiaojun, LI Yanpeng, XU Gang, et al. Fracture detection with microseismic[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2015, 50(5): 919-924.
- [13] CIPOLLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design[C]// Paper SPE-115769-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.
- [14] CAREY M A, MONDAL S, SHARMA M M, et al. Correlating water hammer signatures with production log and microseismic data in fractured horizontal wells[C]// Paper SPE-179108-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2016.
- [15] HUGOT A, DULAC J C, GRINGARTEN E, et al. Connecting the dots: Microseismic-derived connectivity for estimating reservoir volumes in low-permeability reservoirs[C]// Paper URTEC-2153402-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, July 2015.
- [16] OLSON J E. Multi-fracture propagation modeling: Applications to hydraulic fracturing in shales and tight gas sands[C]// Paper ARMA 08-327 presented at the 42nd U.S. Rock Mechanics-2nd U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, San Francisco, California, USA, June 2008.
- [17] GUO Z, ZHAO J, SUN X, et al. A novel continuous fracture network model: Formation mechanism, numerical simulation, and field application[J]. *Geofluids*, 2022, 2022(1): 4026200.
- [18] 李秋辰,陈冬,许文豪,等.基于微地震连续裂缝网络模型的SRV研究[J]. *物探与化探*, 2023, 47(4): 1048-1055.  
LI Qiuchen, CHEN Dong, XU Wenhao, et al. Determining stimulated reservoir volume based on the microseismic continuous fracture network model[J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2023, 47(4): 1048-1055.
- [19] 余金柱,王嘉鑫,李建辉,等.基于微震事件时空分布特征的连续裂缝网络建模方法研究:以致密砂岩储层重复压裂效果评价为例[J]. *地球物理学进展*, 2024, 39(6): 2275-2285.

- YU Jinzhu, WANG Jiaxin, LI Jianhui, et al. Continuous fracture network modeling based on microseismic event spatial-temporal characteristics: A case study of refrac evaluation of tight oil reservoir [J]. *Progress in Geophysics*, 2024, 39(6): 2275–2285.
- [20] 李俊超, 戴城, 方思冬. 基于微地震约束的多尺度复杂压裂缝网自动反演新方法[J]. *天然气工业*, 2023, 43(12): 46–54.  
LI Junchao, DAI Cheng, FANG Sidong. An automatic inversion method for parameter determination of multi-scale complex hydraulic fracture network based on microseismic constraint[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(12): 46–54.
- [21] 宫傲寒. 水平井重复压裂新裂缝产生影响因素研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.  
GONG Aohan. Study on influencing factors of new fractures in refracturing of horizontal wells[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [22] SHAH M, SHAH S, SIRCAR A. A comprehensive overview on recent developments in refracturing technique for shale gas reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 46: 350–364.
- [23] WRIGHT C A, CONANT R A. Hydraulic fracture reorientation in primary and secondary recovery from low-permeability reservoirs [C]// Paper SPE-30484-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1995.
- [24] WANG D, TALEGHANI A D, YU B, et al. Numerical simulation of fracture propagation during refracturing[J]. *Sustainability*, 2022, 14(15): 9422.
- [25] SHI X, GE X, GAO Q, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation from recompletion in refracturing with dynamic stress modeling[J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2024, 10(1): 155.
- [26] 牛小兵, 冯胜斌, 尤源, 等. 致密储层体积压裂作用范围及裂缝分布模式: 基于压裂后实际取心资料[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 669–677.  
NIU Xiaobing, FENG Shengbin, YOU Yuan, et al. Fracture extension and distribution pattern of volume fracturing in tight reservoir: An analysis based on actual coring data after fracturing[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 669–677.
- [27] RYSAK B, GALE J F W, LAUBACH S E, et al. Mechanisms for the generation of complex fracture networks: Observations from slant core, analog models, and outcrop[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 10: 848012.
- [28] SHI S, ZHUO R, CHENG L, et al. Fracture characteristics and distribution in slant core from conglomerate hydraulic fracturing test site (CHFTS) in Junggar Basin, northwest China[J]. *Processes*, 2022, 10(8): 1646.
- [29] ZHUO R, MA X, ZHANG S, et al. Classification and assessment of core fractures in a post-fracturing conglomerate reservoir using the AHP - FCE method[J]. *Energies*, 2023, 16(1): 418.
- [30] GALE J F W, ELLIOTT S J, RYSAK B G, et al. The critical role of core in understanding hydraulic fracturing[J]. Geological Society, London, Special Publications, 2023, 527(1): 317–332.
- [31] PREIKSAITIS M, BAIG A, BOWMAN-YOUNG S, et al. Identifying re-stimulation effectiveness by utilizing microseismic attributes[C]// Paper URTEC-2461172-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, August 2016.
- [32] MOYER P A, BILEK S L, PHILLIPS W S. Apparent stress variations near the Osa Peninsula, Costa Rica, influenced by subducted bathymetric features[J]. *Geophysical Research Letters*, 2011, 38(2): L02304.
- [33] 李辉, 张涛, 侯雨庭, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段陆相页岩层系致密储层充注物性下限及其控制因素[J]. *现代地质*, 2024, 38(6): 1498–1510.
- LI Hui, ZHANG Tao, HOU Yuting, et al. Lower limit of physical properties of filling materials in tight reservoirs of the Chang 7 member, Triassic Yanchang formation, Ordos Basin, and their controlling factors[J]. *Geoscience*, 2024, 38(6): 1498–1510.
- [34] GUO W, ZHU B, LIU Z, et al. Fracture propagation and evaluation of dual wells, multi-fracturing, and split-time in Fuyu oil shale[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 239: 212948.
- [35] SULIMAN B, MEEK R, HULL R, et al. Variable stimulated reservoir volume (SRV) simulation: Eagle ford shale case study[C]// Paper SPE-164546-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference-USA, The Woodlands, Texas, USA, April 2013.
- [36] 王秀荣, 赵争光, 张燕生, 等. 煤层气压裂微震监测数据高级属性解释技术研究[J]. *中国煤炭地质*, 2022, 34(9): 49–54.  
WANG Xiurong, ZHAO Zhengguang, ZHANG Yansheng, et al. Research on advanced microseismic attributes interpretation technology for hydraulic fracturing of coalbed methane reservoir[J]. *Coal Geology of China*, 2022, 34(9): 49–54.
- [37] 李政, 常旭, 姚振兴, 等. 微地震方法的裂缝监测与储层评价[J]. *地球物理学报*, 2019, 62(2): 707–719.  
LI Zheng, CHANG Xu, YAO Zhenxing, et al. Fracture monitoring and reservoir evaluation by micro-seismic method[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2019, 62(2): 707–719.
- [38] VINCENT M C. Refracs: Why do they work, and why do they fail in 100 published field studies? [C]// Paper SPE-134330-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 2010.
- [39] TIAN L, LI Z, CAO Y, et al. In situ stress distribution and variation monitored by microseismic tracking on a fractured horizontal well: A case study from the Qinshui basin[J]. *ACS Omega*, 2022, 7(16): 14363–14370.
- [40] WYSS M, BRUNE J N. Seismic moment, stress, and source dimensions for earthquakes in the California-Nevada region[J]. *Journal of Geophysical Research*, 1968, 73(14): 4681–4694.
- [41] MI L, GUO Y D, LI Y F, et al. Evaluation of the dynamic sealing performance of cap rocks of underground gas storage under multi-cycle alternating loads[J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(4): 100319.
- [42] 杨华, 刘新社, 闫小雄. 鄂尔多斯盆地晚古生代以来构造-沉积演化与致密砂岩气成藏[J]. *地学前缘*, 2015, 22(3): 174–183.  
YANG Hua, LIU Xinshe, YAN Xiaoxiong. The relationship between tectonic-sedimentary evolution and tight sandstone gas reservoir since the late Paleozoic in Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(3): 174–183.
- [43] WANG T, CHEN M, WU J, et al. Making complex fractures by re-fracturing with different plugging types in large stress difference reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 201: 108413.
- [44] 白晓虎, 齐银, 何善斌, 等. 致密储层水平井压裂-补能-驱油一体化重复改造技术[J]. *断块油气田*, 2021, 28(1): 63–67.  
BAI Xiaohu, QI Yin, HE Shanbin, et al. Integrated re-stimulating technology of fracturing-replenishment-displacement of horizontal wells in tight reservoirs[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(1): 63–67.
- [45] 解经宇. 龙马溪组页岩射孔井水力压裂裂缝形态模拟实验研究[D]. 武汉: 中国地质大学, 2019.  
XIE Jingyu. Experimental investigation on hydraulic fracture geometry of perforated well in Longmaxi Shale Gas Reservoir[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2019.