doi: 10.11720/wtyht.2026.1436
周光锋, 庞全康, 王士昆, 等. 微地震监测技术在 Y108 水平井的应用[J]. 物探与化探, 2026, 50(3): 441-448. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.1436
Zhou G F, Pang Q K, Wang S K, et al. Application of microseismic monitoring in horizontal well Y108[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2026, 50(3): 441-448. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.1436

微地震监测技术在 Y108 水平井的应用

周光锋, 庞全康, 王士昆, 薛永安, 唐磊
(中石化江苏油田分公司 勘探开发研究院, 江苏南京 210000)

摘 要: 在复杂储层水平井压裂效果评价中, 传统微地震监测应用存在两大核心痛点: 一是仅依赖单一微地震数据, 难以构建与地质条件精准匹配的连续裂缝网络; 二是对微地震时空分布主控机制及地应力偏转成因解析不足, 导致评价缺乏理论支撑。为此, 本文以苏北盆地 Y108 水平井为研究对象, 基于其压裂微地震响应特征, 提出多学科参数耦合的微地震—裂缝网络协同建模方法。该方法突破传统单一数据驱动局限, 将微地震数据与岩石性质、储层各向异性、岩相差异深度融合, 通过最短路径连接准则构建连续裂缝网络, 系统揭示微地震时空分布与岩石性质、应力参数的内在关联。研究结果表明: ①微地震定位结果与蚂蚁体预测天然裂缝高度相关, 构建的裂缝网络与主应力方向契合, 符合地质认知; ②明确阜四Ⅱ亚段各向异性强、微裂缝发育及岩相差异大是地应力偏转的核心驱动因素, 深化了复杂储层压裂响应机制认知; 研究成果既为 Y108 水平井压裂效果精准评估提供了可靠技术支撑, 也为同类储层压裂优化设计提供了创新思路, 兼具理论与工程价值。

关键词: 微地震监测; 水力压裂; 裂缝网络; 压裂效果评价
中图分类号: P631.4; P31 **文献标识码**: A **文章编号**: 1000-8918(2026)03-0441-08

0 引言

微地震监测技术是通过观测、分析由压裂产生的微小地震事件来监测地下岩石破裂状况的地球物理技术[1]。当水力压裂时, 井筒压力超过岩石的抗压强度, 岩石会迅速破坏并形成裂缝往外扩展, 这一过程将形成微震波[2]。这微震波将被布置在监测井范围内的检波器接收, 并通过解释处理, 从而确定震源的位置[3]。此外, 通过微地震数据处理也可在压裂施工过程中实时提供裂缝发育位置、方位、裂缝的缝长、缝宽、缝高, 优化页岩气藏多级压裂改造方案。微地震监测技术作为一种先进的地球物理勘探手段, 在油气田勘探与开发中发挥着越来越重要的作用, 特别是在水平井压裂技术的优化与改进中展现了独特的优势[4]。近年来, 微地震监测技术从基础理论研究到实际生产应用已取得显著进展。美国 Barnet 油田的成功案例不仅证明了微地震监测技术在实际应用中的可行性, 还推动了全球微地震监测技术的发展, 尤其是裂缝成像技术和事件定位精度的提升[5-6]。

在国内层面, 微地震监测技术也得到了快速发展。东方地球物理公司等科研机构通过自主技术研究, 在深井、浅井及地面微地震监测方面取得了突破性进展, 成功实现了微地震采集、处理与解释能力的全面自主化。与此同时, 国内学者结合实际油田开发需求, 开展了大量理论与应用研究, 为微地震技术在油气田中的推广提供了技术支持。陈仙江等[7] 通过开展微地震密度属性与事件距射孔距离参数交汇分析, 探索微地震事件密度分布特征; 姚玉来等[8] 通过先进的采集、处理和高精度反演定位解释技术有效评价了松页油 2HF 井储层的改造效果; 陈红[9] 通过对胜利油田多口不同类型储层井的微地震监测数据进行分析, 形成了一套微地震监测综合解释技术; 梁雪莉等[10] 研究了 4 种不同的储层岩性与微地震响应特征的关联关系; 赵超峰等[11] 提出综合地震、地质、测井、压裂以及周边井生产数据的井中微地震监测压裂效果评价方法; 李德伟等[12] 应用三维

收稿日期: 2025-12-28; **修回日期**: 2026-04-03
基金项目: 中国石化江苏油田分公司科技攻关项目“微地震采集—处理—解释一体化研究与应用”(JS24011)
第一作者: 周光锋(1995-), 硕士, 助理研究员, 从事微地震监测工作。Email: 2293245355@qq.com

地震获取波阻抗和自动断层提取属性分析微地震事件分布与天然裂缝之间的关系。刘磊等[13]提出了一种双震相震源机制及空间距离约束的事件定位，并分析微地震事件分布与区域构造应力的关系。陈信宇等[14]提出一种基于改进多模板快速行进法的微地震事件定位，该方法能合理刻画裂缝及断层分布。

然而，当前国内关于微地震监测在压裂工程中的综合应用仍存在一些局限性。一方面，尽管已有较多文献探讨了微地震事件密度、距离分布特征等参数的分析方法，但在实际压裂设计和施工方案优化方面的研究较为缺乏[15]；另一方面，关于如何结合微地震监测数据与岩石性质、地应力变化等因素，构建科学有效的压裂效果评价体系仍有待深入探索。这些问题制约了微地震技术在油田开发中的更广泛应用。

本文基于前人研究成果，通过对 Y108 水平井压裂实时数据的分析与地质工程一体化研究，旨在为后续的压裂设计以及后续页岩油的井网部署提供理论支持和实践参考。

1 微地震监测技术方法

1.1 震源定位技术

微地震定位的方法最初借鉴于天然地震的定位方法，如经典的 Geiger 方法，方位角法，相对定位法，贝叶斯反演方法等。针对微地震定位的特点在天然地震的定位方法基础上又发展出各种不同的反演方法，如到时法，到时差法，到时差商法，震源扫描算法等[16]。

震源扫描法是一种基于全波形反演与网格搜索的微地震定位技术，其核心原理是通过预设地下观测区域的均匀速度模型与离散网格节点，将每个节点视为潜在震源，正演模拟该节点在不同时刻激发的理论地震波场，再与实际观测数据进行相关性匹配，通过波形相似度锁定最优匹配节点，进而确定微地震事件的震源位置与发震时刻[17-18]。

微地震震源通常近似为双力偶点源，均匀介质中检波器接收到的理论纵波位移分量为：

$$u_{i,j}^{\mathrm{p}}(t)=\frac{A_{\mathrm{p}}}{4\pi\rho v_{\mathrm{p}}^{2}r_{i,j}}f\left(t-\frac{r_{i,j}}{v_{\mathrm{p}}}\right)\cos\theta_{i,j},\qquad(1)$$

横波位移分量为：

$$u_{i,j}^{\mathrm{s}}(t)=\frac{A_{\mathrm{s}}}{4\pi\rho v_{\mathrm{s}}^{2}r_{i,j}}f\left(t-\frac{r_{i,j}}{v_{\mathrm{s}}}\right)\sin\theta_{i,j},\qquad(2)$$

式中：$r_{i,j}$表示潜在震源 i 与检波器 j 的空间距离；A_{p}、A_{s}分别表示纵波与横波震源振幅系数；$f(t)$ 为震源时间函数；$\theta_{i,j}$为震源辐射方向与检波器接收方向的夹角；$t-\frac{r_{i,j}}{v_{\mathrm{p}}}$与$t-\frac{r_{i,j}}{v_{\mathrm{s}}}$表示纵波与横波的传播时滞修正。

总理论波形为纵波与横波分量的叠加，其表达式为：

$$u_{i,j}(t)=u_{i,j}^{\mathrm{p}}(t)+u_{i,j}^{\mathrm{s}}(t)。\qquad(3)$$

为量化理论波形与观测波形的匹配程度，引入亮度函数，其表达式为：

$$S(X_i,t_0)=\frac{\left[\sum_{j=1}^{M}\int u_{i,j}(t-t_0)d_j(t)\mathrm{d}t\right]^2}{M\sum_{j=1}^{M}\int u_{i,j}{}^2(t-t_0)\mathrm{d}t\int d_j(t)^2\mathrm{d}t},\qquad(4)$$

式中：t_0为预设发震时刻；M 为计算时窗。$S(k)$越接近 1，表明理论波形与观测数据匹配度越高，对应节点X_i为真实震源的概率越大。最后遍历所有网格节点X_i和发震时刻t_0，寻找相似度最大值对应的参数组合，即是震源的最优解。

本文基于波形相似的震源扫描法优于常规的最大绝对振幅震源扫描法，该方法无需预先拾取初至，可有效规避低信噪比数据下初至拾取困难的问题，尤其适合苏北地区复杂储层中微弱微地震信号的定位需求，同时利用全波形参与计算，能充分利用地震波的振幅、相位等信息，提升复杂地质条件下的定位精度，其核心优势在于抗噪性强，定位效率高、适配性广，已广泛应用于水力压裂监测、油气储层改造评价、断层活化预警等工程场景。

1.2 连续裂缝网络建模技术

传统的水力裂缝网络建模方法主要是离散裂缝网络建模，在这类模型中，每一条水力裂缝均是孤立的裂缝或只和其附近的其他水力裂缝相交，无法与更大范围的水力裂缝连通，因此，无法用于评价水力裂缝复杂程度和连通性。Hugot 等[19]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，仿照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[20]。该方法主要在不具备震源机制解的微震事件点中应用，其优点是可描述复杂的裂缝网络，而且最短路径一定程度上符合裂缝扩展的物理原理。连续裂缝网络建模的算法具体实现如下：

对于给定的已经包含震源空间坐标、发震时刻以及震源机制信息的微震事件点集 $P(x,y,z,t,M_{\mathrm{w}},strike,dip,rake)$，基于微震事件时间空间分布的水力裂缝网络解释由以下步骤组成：

1) 按时间 t 顺序排列微震事件 $P(x,y,z,t)$；

2) 定义网络 N 的源(种子)点, 当 M 包含射孔、压裂段、射孔簇信息时, 应用它来定义种子点至种子点的距离, 可定义为 0;

3) 定义连接微震事件 $P(x,y,z,t,M_w)$ 和裂缝网络 N之间的连接准则 $d(P,N)$。事件网络连接准则为 t 时刻微震事件以最短路径或震源机制解中的走向、倾角与网络进行连接;

4) 根据连接准则 $d(P,N)$, 确定 M 中第 i 个微震事件 $P(x,y,z,T_i)$ 至网络 N 的连接点 C;

5) 生成 C 和 P 之间的路径;

6) 从 M 中移除 P, 将 P 加入网络集 N, 定义 P 点在 T_i 时刻的网络;

7) 增量从 i 至 i+1, 重复 4)~7) 步, 直到 M 中没有 P。

重复上述步骤, 遍历所有事件点, 最终形成复杂的水力裂缝网络。连续水力裂缝网络可统计网络中每条裂缝的方位、分支指数、裂缝长度、距射孔点距离, 以及裂缝网络的长度等属性。该参数可用来描述压裂裂缝形态, 也是分析和总结重复压裂参数体系的基础。

2　实际应用分析

Y108 井是一口位于高邮凹陷深凹带永安构造的水平井。Y108 井的靶窗段处于阜四Ⅱ亚段 12、13 小层的 4 136~4 196 m 井段, 厚度为 60 m。该靶窗段岩相主要为长英质—黏土质混积页岩和黏土质—灰云质混积页岩, 部分区域为灰云页岩, 纹层状与层状相互交错发育。Y108 井共分 23 段 129 簇, 压裂总加砂量 4 098 m^3, 压裂用液 81 590 m^3。Y108 井于 2024 年 7 月 1 日完成 23 段压裂施工, 其中微地震实时监测有效事件 860 个, Y108 井缝长 269~467 m, 平均半缝长 177 m; 缝宽 65~84 m, 平均缝宽 74 m; 缝高 68~93 m, 平均半缝高 43 m。

图 1 为 Y108 井微地震监测定位与阜四Ⅱ亚段蚂蚁体叠合结果, 从结果来看, 事件点分布与蚂蚁体裂缝的延展趋势具有一定的相关性。从 1~6 段裂缝较发育的区域即声学活动区来看, 该区域事件点的缝长表现为较发育 (图 2a); 其中第 1~4 段受天然裂缝的影响明显, 两侧缝长较第 5~6 段来说较长, 改造效果也较 5、6 段要好。第 7~12 段, 应力方向发生改变, 推测可能与岩石的物性发生变化有关, 这阶段强能量事件开始分布在西侧, 与射孔位置较近, 整体来看, 西侧的造缝效果与缝网复杂度要好于东侧(图 2b)。第 13~20 段, 井筒左侧远处出现连续较多强能量事件, 从分布来看, 在第 7~15 段附近形成了一个条带, 推测这一位置可能形成了一处压裂屏障, 这也可能是导致第 7~12 段的整体改造要比第 13~21 段改造效果要差的原因之一(图 2c)。第 21~23 段, 应力方向再次发生改变, 沿着天然裂缝的方向分布, 这一阶段中的第 22 段处于声学安静区, 其改造效果要低于第 21 与第 23 段(图 2d)。

2.1　裂缝网络分析

裂缝网络模型可以定量刻画进液加砂过程中地下岩层裂缝的延展趋势, 研究这一过程对压裂施工过程中进液量与加砂量的控制以及节省压裂成本具有重要作用; 本文将 Y108 井的 23 段微地震数据建立了连续裂缝网络模型, 从生成的连续裂缝网络结果来看, 第 1~3 段 Y108 井的裂缝沿着 N75°E 的应力方向形成主缝, 随着液量的增加, 当达到岩石破碎的压力时, 岩石发生破碎, 液体沿着射孔簇产生破碎的地方开始延展形成支缝。第 12 段、第 18 段 Y108 井的应力方向发生变化, 主要沿着 N95°E 的应力方向往外延展形成主支缝。第 21 段 Y108 井的应力方向也略微改变, 由之前的 N95°变成 N102°E, 这一阶段 Y108 井主要沿着 N102°E 的方向形成主缝—支缝阶段(图 3)。从天然裂缝与连续裂缝网络的结果来看,

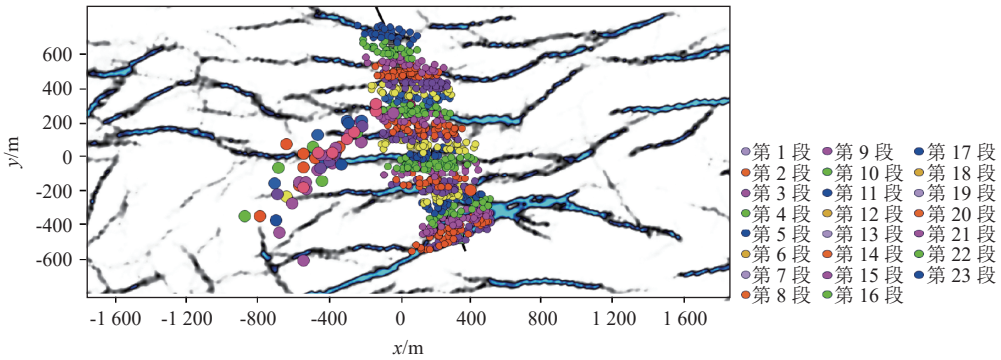
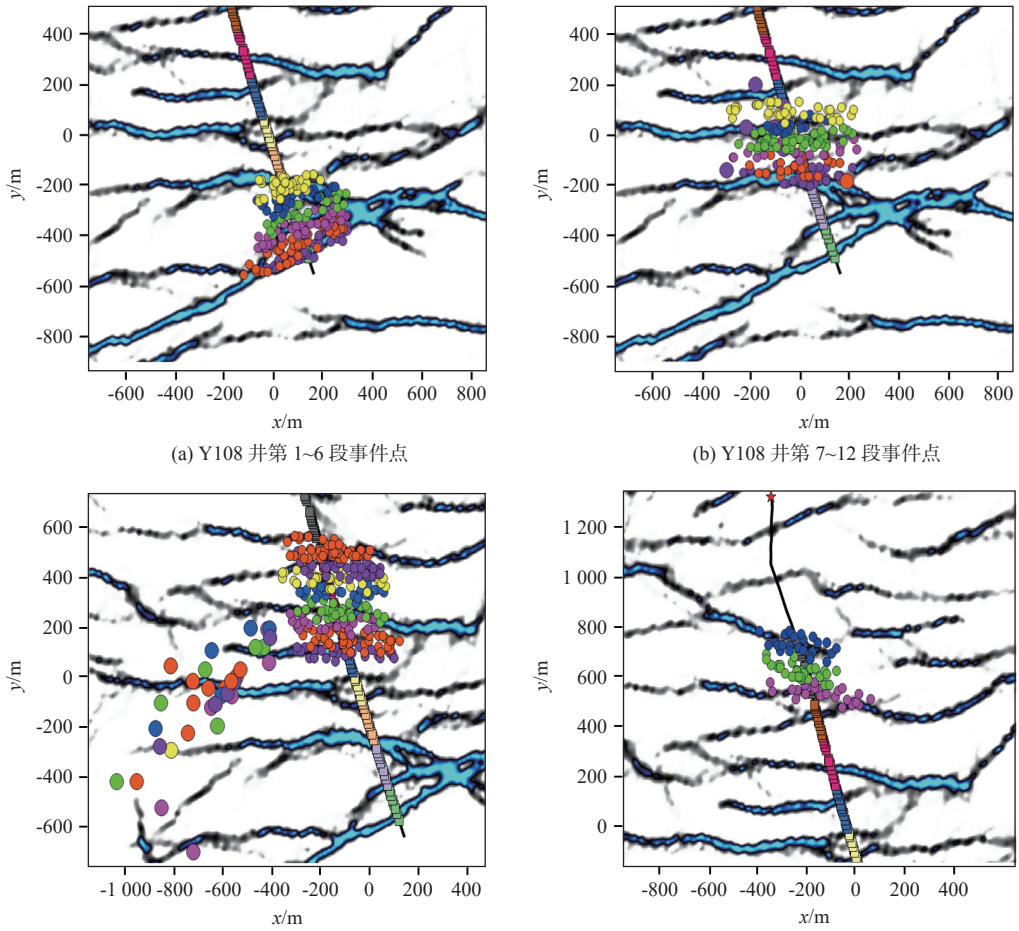


图 1　Y108 井微地震监测全部定位与阜四Ⅱ亚段蚂蚁体叠合结果

Fig. 1　Localization of all well Y108 microseismic monitoring and overlapping results of ant bodies in the Fu fourth Ⅱ sub segment

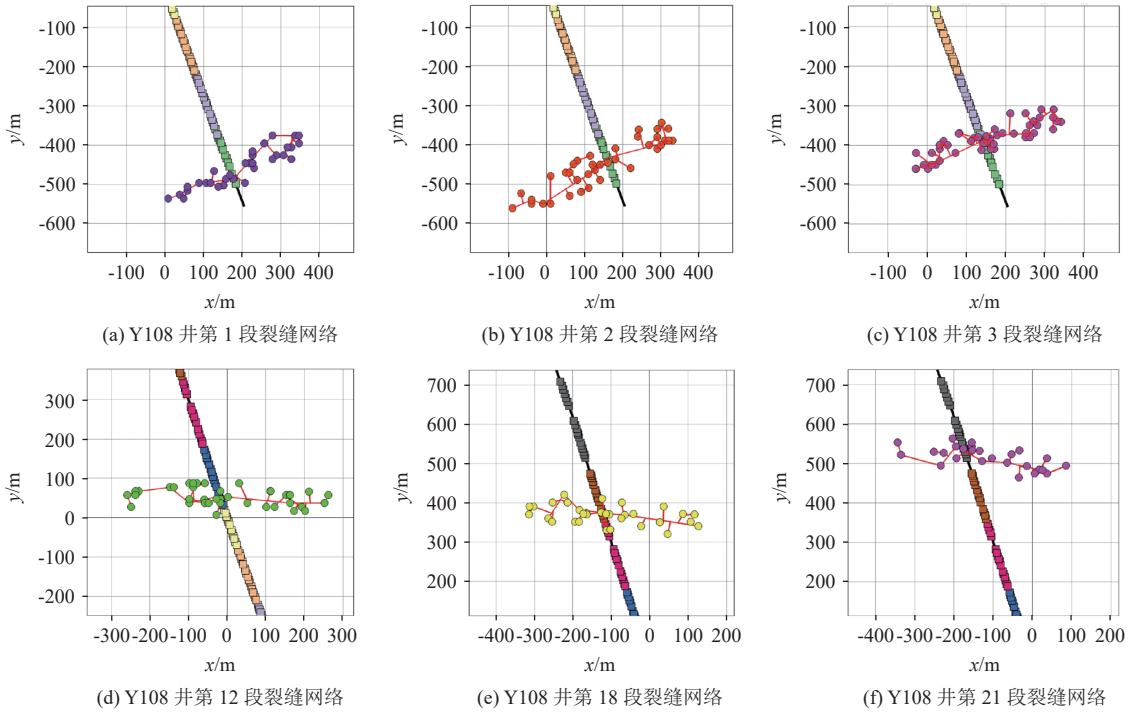


(a) Y108 井第 1~6 段事件点　　(b) Y108 井第 7~12 段事件点

(c) Y108 井第 13~20 段事件点　　(d) Y108 井第 21~23 段事件点

图 2　Y108 井微地震监测分段定位与阜四Ⅱ亚段蚂蚁体叠合结果

Fig. 2　Segmented positioning of well Y108 microseismic monitoring and overlapping results of ant bodies in the Fu fourth Ⅱ sub segment



(a) Y108 井第 1 段裂缝网络　　(b) Y108 井第 2 段裂缝网络　　(c) Y108 井第 3 段裂缝网络

(d) Y108 井第 12 段裂缝网络　　(e) Y108 井第 18 段裂缝网络　　(f) Y108 井第 21 段裂缝网络

图 3　Y108 井微地震监测各段裂缝模型

Fig. 3　Crack model of each segment in well Y108 microseismic monitoring

两者具有明显相关性, 说明该处的天然裂缝对于造缝有明显促进作用。基于此, 研究连续裂缝网络模型方向的改变与哪些因素有关, 是天然裂缝的影响还是其他因素影响。

2.2　地应力方向分析

基于上文, 研究裂缝方向的改变与应力之间的关系, 从 Y108 井监测的原始事件点分布可以看到第 6 段与第 7 段应力方向有着明显的改变, 应力方向由 75°左右转变为 95°左右; 第 16 段与第 22 段应力的方向也发生了改变, 应力方向由 95°左右又转变为 102°左右(图 4)。从图 5、图 6 来看, Y108 井全烃段穿行Ⅱ亚段 12 小层的①②③④小层, 其中从单井偶级声波统计来看, 第④小层的应力方向在 N75E°左右, 第①②③小层的应力方向为 EW 向 90°左右, 这与监测到的微地震事件点的应力方向结果相一致。针对第④小层进一步进行岩相分析, 从分析的结果可以看到第④小层的第 1~6 段(5 400~5 699 m)主要以黏土质—灰云质混积页岩为主; 第④小层的上部分第 7~16 段(4 970~5 400 m)主要以长英质—灰云质混积页岩为主。说明第④小层岩相的差异可能是导致 Y108 井应力方向发生变化的原因之一。

图 7 揭示了第④小层气测显示较高的地方, 各向异性较强, 两者呈现较好的正相关关系。第④小层第 1~6 段(5 400~5 690 m)各向异性方向在 N75E°

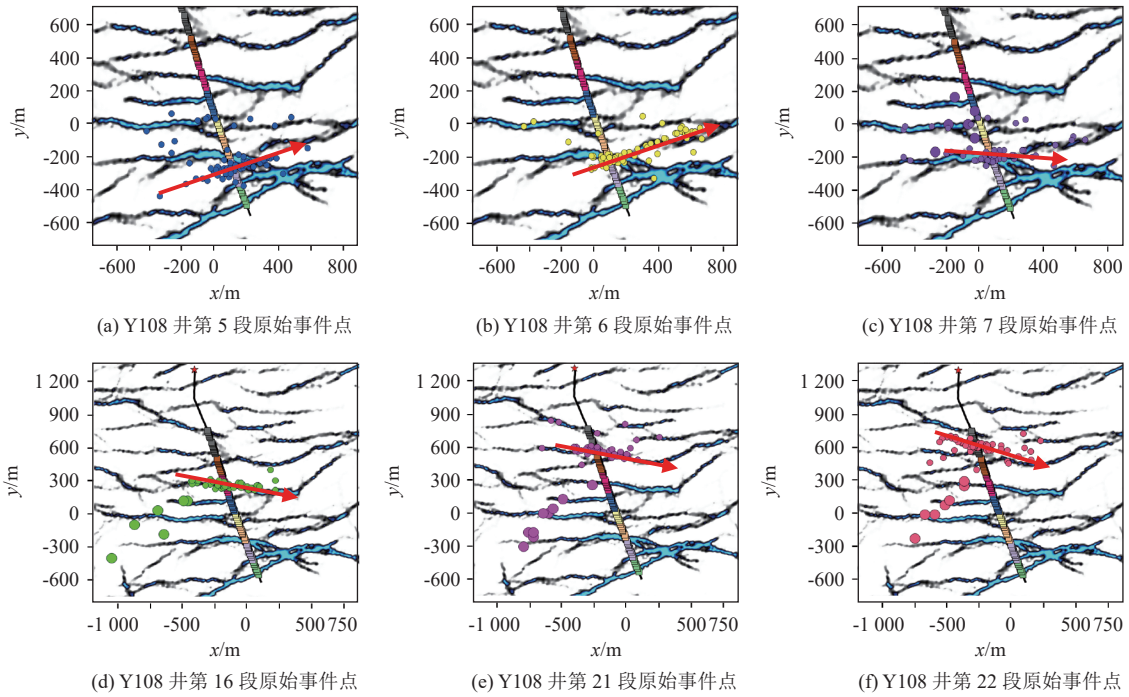


图 4　事件点与阜四Ⅱ亚段蚂蚁体叠合图

Fig. 4　Overlapping of event points and ant bodies in the Fu fourth Ⅱ sub segment

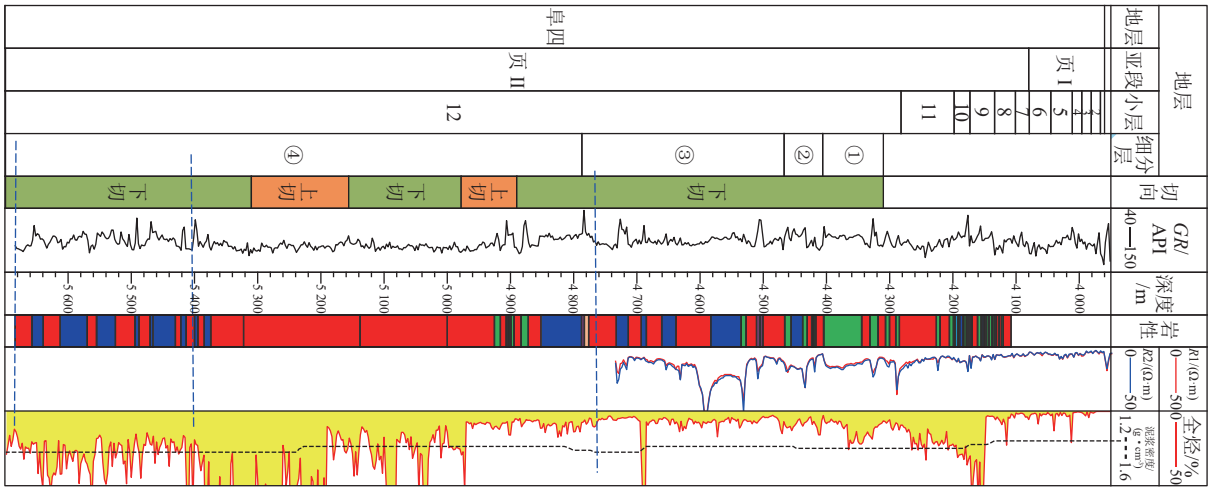
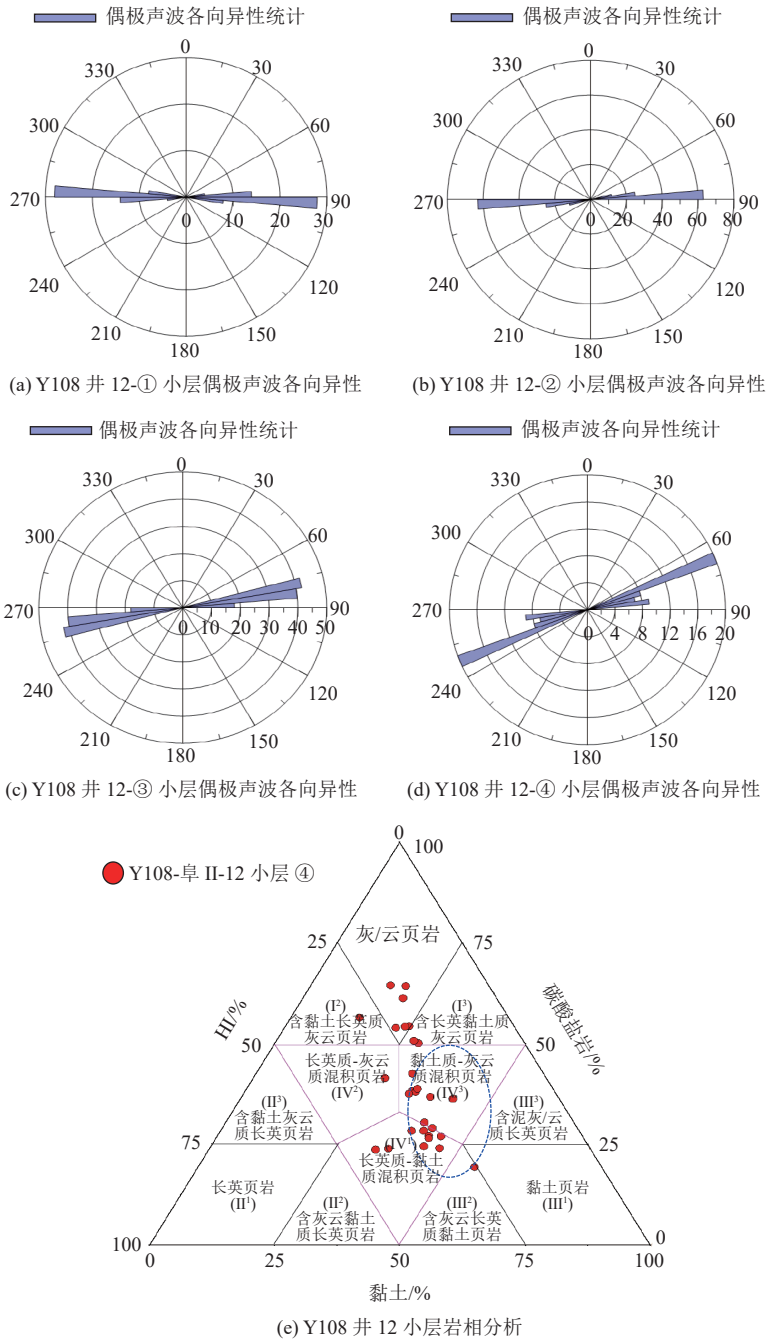


图 5　Y108 井柱状图

Fig. 5　Y108 well bar chart



(a) Y108 井 12-① 小层偶极声波各向异性　(b) Y108 井 12-② 小层偶极声波各向异性

(c) Y108 井 12-③ 小层偶极声波各向异性　(d) Y108 井 12-④ 小层偶极声波各向异性

(e) Y108 井 12 小层岩相分析

图 6　Y108 井岩相分析

Fig. 6　Lithofacies analysis of well Y108

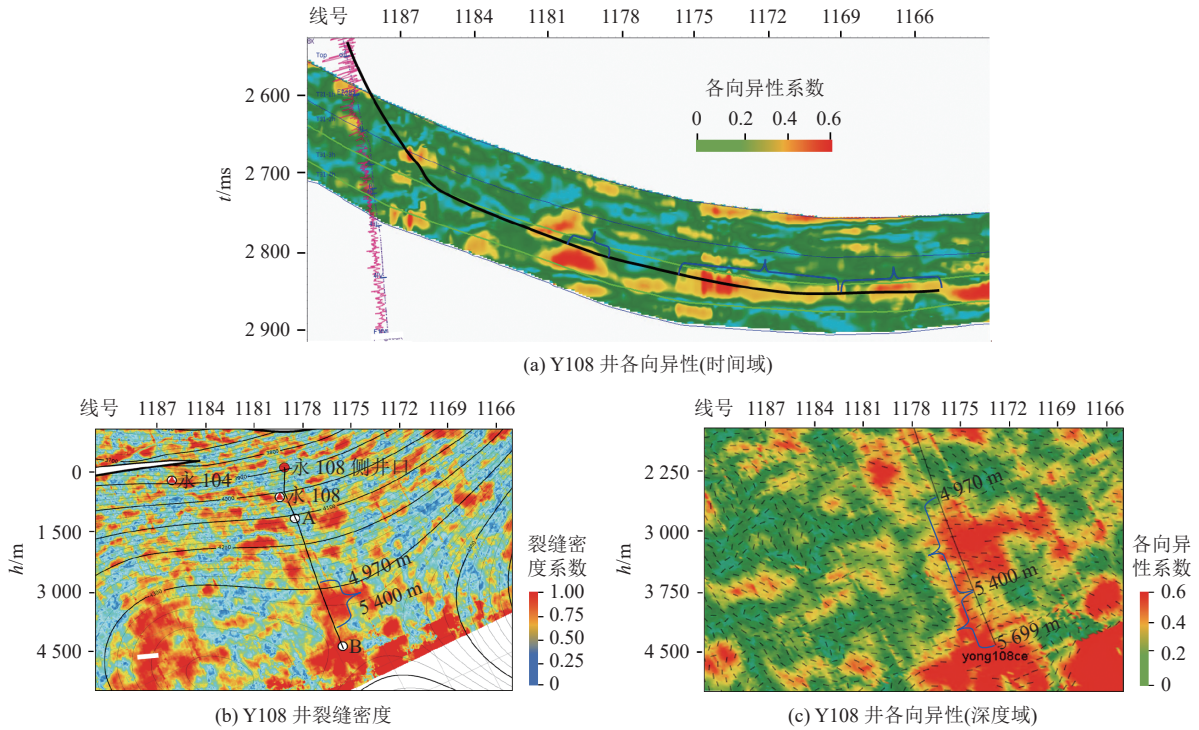
左右，第④小层第 7~15 段（4 970~5 400 m）各向异性方向在 95°左右，且该部分各向异性较强、微裂缝也比较发育。说明第④小层各向异性的差异也可能是导致 Y108 井应力方向发生变化的原因之一。综合以上分析，Y108 井应力方向改变的原因是第④小层岩相的差异性与各向异性以及微裂缝的差异性导致。

3　结论

本文基于微地震事件时空分布特征的连续裂缝网络建模方法在 Y108 井压裂效果评价中的应用，系统探究微地震时空分布与岩石性质、应力参数的内在关联，得到以下结论：

1）根据微地震事件的时空分布特征，依据最短路径连接准则生成的连续裂缝网络与天然裂缝走向具有较强的一致性，且整体造缝效果受断裂影响较为明显。该方法适用于强各向异性、微裂缝发育、岩相复杂的储层水平井压裂评价，对于指导现场压裂施工具有较强的指导意义。

2）根据微地震监测的事件点分布说明 Y108 井



(a) Y108 井各向异性(时间域)

(b) Y108 井裂缝密度

(c) Y108 井各向异性(深度域)

图 7　Y108 井阜四Ⅱ亚段各向异性

Fig. 7　Anisotropy of well Y108 Fu fourth Ⅱ sub segment

的应力方向共分为 3 个区域, 第 1 个区域为第 1~6 段, 主应力方向在 N75°E 左右; 第 2 个区域为第 7~20 段, 主应力在 N95°E 左右; 第 3 个区域为第 21~23 段, 主应力方位为 N102°E 左右, 这与单井偶极声波统计、各向异性的地质认识相一致。第④小层的岩相差异是导致 Y108 井主应力方向改变的内因, 而各向异性差异与微裂缝发育则是导致 Y108 井主应力方向改变的外因。

参考文献(References):

[1] 宋维琪, 陈泽东, 毛中华. 水力压裂裂缝微地震监测技术 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2008.
Song W Q, Chen Z D, Mao Z H. Hydro-fracturing break microseismic monitoring technology[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2008.

[2] 李国永, 朱福金, 任利斌, 等. 微地震注水前缘监测技术在高尚堡中深层油藏的应用 [J]. 特种油气藏, 2010, 17(4): 104−106, 126.
Li G Y, Zhu F J, Ren L B, et al. Application of microseismic technology in monitoring waterflood front in Gaoshangpu mid-deep reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(4): 104−106, 126.

[3] 陆菜平, 窦林名, 吴兴荣, 等. 岩体微震监测的频谱分析与信号识别 [J]. 岩土工程学报, 2005, 27(7): 772−775.
Lu C P, Dou L M, Wu X R, et al. Frequency spectrum analysis on microseismic monitoring and signal differentiation of rock material[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2005, 27(7): 772−775.

[4] 刘伟, 贺振华, 李可恩, 等. 地球物理技术在页岩气勘探开发中的应用和前景 [J]. 煤田地质与勘探, 2013, 41(6): 68−73.
Liu W, He Z H, Li K E, et al. Application and prospective of geophysics in shale gas development[J]. Coal Geology & Exploration, 2013, 41(6): 68−73.

[5] Zonback M, Kitasei S, Copithorne B. Addressing the environmental risks from shale gas development[M]. Washington: World watch Institute, 2010.

[6] Chen K, Sacchi M D. Noise attenuation in microseismic data using a deep belief network[J]. Geophysical Prospecting, 2017, 65(S1): 291−302.

[7] 陈仙江, 刘腾蛟, 刘进军, 等. 微地震事件密度在压裂评价中的应用——以准噶尔盆地玛湖凹陷为例 [J]. 断块油气田, 2023, 30(3): 488−494.
Chen X J, Liu T J, Liu J J, et al. Application of microseismic event density in fracturing evaluation: Taking Mahu Depression in Junggar Basin as an example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(3): 488−494.

[8] 姚玉来, 李昂, 李士超, 等. 地面微地震监测技术在页岩油水平井压裂效果评价中的应用——以松页油 2HF 井为例 [J]. 地质与资源, 2022, 31(1): 106−114.
Yao Y L, Li A, Li S C, et al. Application of surface microseismic monitoring technology in fracturing effect evaluation of shale oil horizontal well: A case study of SYY-2HF well[J]. Geology and Resources, 2022, 31(1): 106−114.

[9] 陈红. 微地震监测数据综合解释技术——以胜利油田水力压裂地面微地震监测数据为例 [J]. 中国石油大学胜利学院学报, 2021, 35(1): 40−44.
Chen H. Comprehensive interpretation technology of microseismic monitoring data[J]. Journal of Shengli College China University of Petroleum, 2021, 35(1): 40−44.

[10] 梁雪莉, 刘海龙, 承宁, 等. 微地震监测解释技术在非常规油气储层的研究与应用 [J]. 新疆石油天然气, 2021, 17(3): 53−58.

Liang X L, Liu H L, Cheng N, et al. Study and application of microseismic monitoring and interpretation technology in unconventional oil and gas reservoirs[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2021, 17(3): 53−58.

[11] 赵超峰, 贾振甲, 田建涛, 等. 基于井中微地震监测方法的压裂效果评价——以吉林探区 Y22 井为例 [J]. 岩性油气藏, 2020, 32(2): 161−168.
Zhao C F, Jia Z J, Tian J T, et al. Fracturing effect evaluation based on borehole microseismic monitoring method: A case study from well Y22 in Jilin exploration area[J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(2): 161−168.

[12] 李德伟, 杨瑞召, 张都, 等. 水力压裂微地震事件分布趋势分析——以 MY1 井微地震监测为例 [J]. 断块油气田, 2019, 26(3): 346−349.
Li D W, Yang R Z, Zhang D, et al. Distribution trend analysis of hydraulic fracturing events: Taking MY1 well microseismic monitoring as an example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(3): 346−349.

[13] 刘磊, 郭念民, 张辉, 等. 利用震源机制和空间距离约束的单井单震相微地震事件定位 [J]. 石油物探, 2025, 64(3): 563−574.
Liu L, Guo N M, Zhang H, et al. Single-phase micro-seismic events location in single-well observation under focal mechanism and spatial distance constraint[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2025, 64(3): 563−574.

[14] 陈信宇, 孟晓波, 陈冠廷, 等. 基于改进多模板快速行进法的井中微地震定位方法研究 [J]. 石油物探, 2025, 64(1): 92−104.
Chen X Y, Meng X B, Chen G T, et al. Downhole microseismic event locating based on an improved multi-stencils fast marching method[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2025, 64(1): 92−104.

[15] 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 Z G, Qin Y S, Yang R Z. Hydraulic fracture mapping for a tight sands reservoir by surface based microseismic monitoring[J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(5): 2136−2139.

[16] 李文军, 陈棋福. 用震源扫描算法(SSA)进行微震的定位 [J]. 地震, 2006, 26(3): 107−115.
Li W J, Chen Q F. Micro-earthquake location by means of source-scanning algorithm[J]. Earthquake, 2006, 26(3): 107−115.

[17] 谭玉阳, 李罗兰, 张鑫, 等. 一种改进的基于网格搜索的微地震震源定位方法 [J]. 地球物理学报, 2017, 60(1): 293−304.
Tan Y Y, Li L L, Zhang X, et al. An improved method for microseismic source location based on grid search[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2017, 60(1): 293−304.

[18] 赖浩宇, 王一博, 武绍江. 基于互相关的微地震震源位置和震源机制联合扫描方法 [J]. 地球物理学报, 2025, 68(7): 2669-2683.
Lai H Y, Wang Y B, Wu S J. Simultaneously scanning microseismic source location and focal mechanisms based on cross correlation[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2025, 68(7): 2669-2683.

[19] Hugot A, Dulac J C, Gringarten E, et al. Connecting the dots: Microseismic-derived connectivity for estimating volumes in low-permeability reservoirs[C]//San Antonio:Unconventional Resources Technology Conference,Society of Petroleum Engineers, 2015.

[20] Jenkins C, Ouenes A, Zellou A, et al. Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models[J]. AAPG bulletin, 2009, 93(11): 1597−1608.

Application of microseismic monitoring in horizontal well Y108

ZHOU Guang-Feng, PANG Quan-Kang, WANG Shi-Kun, XUE Yong-An, TANG Lei

(*Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Jiangsu Oilfield, Nanjing* 210000, *China*)

Abstract: In the evaluation of the performance of horizontal well fracturing for complex reservoirs, conventional microseismic monitoring faces two major challenges. First, reliance only on microseismic data renders it difficult to construct a continuous fracture network that precisely matches geological conditions. Second, insufficient analysis of both primary mechanisms governing the spatiotemporal distribution of microseismic events and the causes of in situ stress deflection leads to a lack of theoretical support in the evaluation. This study investigated the Y108 horizontal well in the North Jiangsu Basin. Based on the fracturing-induced microseismic responses of the well, this study proposes a multidisciplinary parameter-coupling method for collaborative microseismic-fracture network modeling. By deeply integrating microseismic data with rock properties, reservoir anisotropy, and lithofacies variations, the proposed method overcomes the limitations of conventional methods driven solely by microseismic data. By constructing a continuous fracture network using the shortest path connection criterion, this study systematically reveals the intrinsic relationship of the spatiotemporal distribution of microseismic events with rock properties and stress parameters. The results indicate that the localization results of microseismic events highly correlate with the distribution of natural fractures predicted based on the ant-tracking volume. The constructed fracture network aligns with the principal stress direction, conforming to geological understandings. The strong anisotropy, extensive microfractures, and significant lithofacies variations in the second submember of the fourth member of the Funing Formation are identified as the core factors driving in situ stress deflection, deepening the understanding of fracturing-induced response mechanisms in complex reservoirs. The results of this study provide reliable technical support for accurately assessing the fracturing performance of horizontal well Y108 and offer an innovative approach for optimizing the fracturing design of similar reservoirs, holding great theoretical and engineering value.

Key words: microseismic monitoring; hydraulic fracturing; fracture network; fracturing performance evaluation

(本文编辑: 叶佩)