

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2025.178>



页岩超长段压裂模式效果评价及套变弱化机制

郝越翔¹, 尹 陈², 李宜真¹, 江雨濛¹, 曾 超^{2*}, 赵学钦², 刘 陈²

1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司, 四川成都 610066

2. 西南科技大学环境与资源学院, 四川绵阳 621010

摘 要: 由于长期多期复杂地质构造作用, 川南页岩天然裂缝及断层极其发育, 其不仅降低压裂效率, 更引起套变, 加大经济损失. 因此, 针对天然裂缝极其发育的高风险井段进行多段合并而实施超长段压裂模式, 以期规避施工风险, 提高压裂效果. 以四川盆地威远页岩裂缝发育井为研究对象, 该井全井段不同尺度的天然裂缝极其发育, 预示着水力压裂承受着极大套变风险. 水力压裂过程中发生套变, 及时调整施工方案, 将 18 段合并为 1 168 m 的超长段, 针对该超长段分别进行 18 次压裂和暂堵. 基于微地震地面大排列观测刻画裂缝活动的时空延展特征和破裂机制, 结合微地震、三维地震、地质、测井开展超长段水力压裂地质工程一体化效果评估. 研究表明超长段水力压裂在一定程度上可以降低高风险区域水力压裂套变风险, 但高裂缝发育区亦会成为超长段压裂流体的泄流通道, 造成改造不充分, 因此, 结合微地震响应开展超长段压裂实时分段和施工方案调整, 既有利于降低套变风险, 又提高压裂改造效果.

关键词: 页岩; 超长段水力压裂; 震源机制; 套变; 天然裂缝; 石油地质.

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2025)12-4751-13

收稿日期: 2025-06-16

Evaluation of Fracturing Effect and Mechanism of Casing Deformation Weakening for Ultra-Long Section Fracturing

Hao Yuexiang¹, Yin Chen², Li Yizhen¹, Jiang Yumeng¹, Zeng Chao^{2*}, Zhao Xueqin², Liu Chen²

1. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu 610066, China

2. School of Environment and Resource, Southwest University of Science and Technology, Mianyang 621010, China

Abstract: Due to the modification by ultra-long section and multi-stage complex geological tectonic processes, pre-existing fractures and faults are extremely developed in the southern Sichuan shale, which not only reduce fracturing efficiency but also cause casing deformation and increased economic losses; therefore, for high-risk well segments with extremely developed natural fractures, a multi-stage merged ultra-long stage fracturing mode is implemented to avoid fracturing risks and improve fracturing effectiveness. This study focuses on a well with highly developed fractures in the Weiyuan shale of the Sichuan basin, where pre-existing fractures of various scales are extremely developed throughout the wellbore, indicating significant casing deformation risk during hydraulic fracturing, and after actual casing deformation occurred during hydraulic fracturing, the fracturing plan was adjusted immediately by merging 18 stages into an ultra-long segment of 1 168 m, with 18 fracturing and temporary plugging operations performed on this segment. Based on large-array surface microseismic monitoring, this study characterizes the

基金项目: 岩土力学与工程安全全国重点实验室开放基金资助项目(No.SKLGME022006).

作者简介: 郝越翔(1991—), 男, 博士研究生, 主要从事地质研究工作. ORCID: 0000-0001-6083-630X. E-mail: haoyx_cqyyq@cnpc.com.cn

*** 通讯作者:** 曾超, E-mail: wws@cdut.edu.cn

引用格式: 郝越翔, 尹陈, 李宜真, 江雨濛, 曾超, 赵学钦, 刘陈, 2025. 页岩超长段压裂模式效果评价及套变弱化机制. 地球科学, 50(12): 4751-4763.

Citation: Hao Yuexiang, Yin Chen, Li Yizhen, Jiang Yumeng, Zeng Chao, Zhao Xueqin, Liu Chen, 2025. Evaluation of Fracturing Effect and Mechanism of Casing Deformation Weakening for Ultra-Long Section Fracturing. *Earth Science*, 50(12): 4751-4763.

spatiotemporal propagation characteristics and focal mechanisms of fracture activities, and combined with integrated geological-engineering analysis of microseismic data, 3D seismic data, geological surveys, and logging data, clarifies the implementation effect of ultra-long stage hydraulic fracturing, demonstrating that ultra-long stage hydraulic fracturing can reduce the risk of casing deformation in high-risk areas to a certain extent, though highly fractured zones may act as leakage channels for fracturing fluids in ultra-long stages, leading to insufficient stimulation, while adjusting real-time segmentation and fracturing plans for ultra-longsection fracturing based on microseismic responses is beneficial for both reducing casing deformation risks and improving fracturing stimulation effectiveness.

Key words: shale; ultra-long section hydraulic fracturing; focal mechanism; casing deformation; pre-existing fracture; petroleum geology.

0 引言

以页岩气为代表的低渗透致密油气资源开发需要利用水力压裂等相关工业技术向地层高压注入大量压裂液以形成人工裂缝,通过增加岩层的渗透率从而实现页岩等低渗透致密储层的规模经济开采(伍贤柱,2019;马新华等,2020;徐珂等,2023).我国页岩埋藏深(埋深大于3 500 m)(张光亚等,2015)、地质构造复杂、天然裂缝大量存在,使得水力压裂呈现出不同的裂缝破裂特征和工程响应.天然裂缝是深层致密气藏优质甜点区发育的重要控制因素,并能降低压裂施工难度、提高压裂改造效率(徐珂等,2023).微尺度或小尺度裂缝是油气重要的渗流/流通通道,新裂缝系统的体积及连通性对于储层改造体积的大小及渗透率增强的量化至关重要(樊建明等,2019;尚春江等,2019).中等尺度的天然裂缝—小断层活动可能导致压裂施工难度增大、可压裂段数减少,成本增加,其中,最为常见的就是引起套管变形(套变),严重影响了压裂施工效果和效率(韩玲玲等,2023),据相关统计,长期而言可使页岩气产量降低约31.2%(Xi *et al.*, 2019),影响页岩气开发整体经济效益(李国欣等,2020;张平等,2021;Fei *et al.*, 2023;雍锐等,2024;Shen *et al.*, 2024a).然而,如何控制套变始终是川南乃至全国页岩水力压裂主要施工难题.层理面和断裂面滑移是深层页岩气井发生套变的主要地质原因(金亦秋等,2024),即水力压裂诱发断层/天然裂缝(以下简称断裂)滑动,从而对穿过其中的套管施加剪切应力(童亨茂等,2021;陈朝伟等,2023;袁光杰等,2023).威远区块130个套管变形点附近断层或天然裂缝占比47%,其中,41%为岩性分界面(王孔阳,2022),且裂缝长度越长,套变越严重.其次,压裂裂缝扩展会导致压裂区域地层力学性质劣化,熊健等(2021)研究表明裂缝生长关键影响因素排序

为:水平应力差>弹性模量>抗拉强度>单轴抗压强度>泊松比.经典剪切破裂存在局限,学者们在Coulomb-Mohr准则和Byerlee定律的基础上,从产生剪切破裂的物理本质出发,提出“广义剪切活动准则”(Tong *et al.*, 2010; Tong and Yin, 2011; 童亨茂等,2015).该准则可以用来定量判断在任意介质、三轴应力和应力薄弱面方位(如断层面、裂缝面、地层界面等)发生剪切滑移的可能性.当流体应力传递到薄弱面而使其达到剪切滑移条件时,薄弱面则产生剪切滑移,破裂扩展,同时,不同应力状态会改变水力裂缝扩展方向,走滑断层地应力状态下,水力裂缝容易发生偏转,产生剪切破裂;正断层地应力状态下,水力裂缝容易发生偏转和穿透,主要以扩张破裂为主(袁光杰等,2023);此外,岩石在浸没过程中的膨胀导致套管应力增大(Li *et al.*, 2021);最后,井眼剪切力因素也对套变产生重要影响,井筒受剪切应力越大,套变风险越高,且当裂缝与井筒夹角为45°时剪切应力达到最大,裂缝完全张开状态下,井筒剪切应力大小与天然裂缝面积呈正相关.

在工程施工上,通过高压注入流体施加人工应力,达到裂缝破裂的目的,其作用机制主要体现在如下3方面(王雪刚等,2023):(1)流体压力作用.压裂流体进入弱面,降低弱面胶结物的胶结强度和摩擦强度,破坏弱面系统的力学平衡导致破裂;(2)地应力场变化.即压裂作业改变地应力场分布,进一步诱发弱面滑移;(3)含水率影响.地层含水率升高会降低弱面的摩擦系数和内聚力,增加弱面滑移的趋势,尤其是针对天然断裂极其发育的区域.如上3种工程机制,最终依靠3种力学传导机制实现:(1)孔隙压扩散.即孔隙压力通过渗流通道扩散使弱面失稳,孔隙应力的增大降低弱面的正压力,从而使得滑动摩擦力减小而易于弱面活动;(2)孔隙弹性效应.页岩低渗透性使孔隙压扩散不完全适用,孔隙弹性效应可在无直接连接时改变断裂应力载荷,

传播距离远;(3)无震滑移.流体注入引发弱面无震滑移,其前锋以扩散方式传播,接近断层临界应力状态时速度远超孔隙压力扩散前锋,能解释远场地震活动性.以上3类注入应力传导效应呈现为水力压裂过程中多样化的裂缝活动机制和响应区域,而井筒附近的裂缝活动则无疑会增加套变风险.因此,针对天然裂缝极其发育的井筒高风险区域,通过降低水力压裂孔隙应力,减小高应力流体进入裂缝系统可能性(Dong *et al.*, 2019),减弱流体对裂缝面的润滑作用,从而达到抑制大尺度天然裂缝活动而规避套变的作用.

因此,长段压裂技术作为改造套变井段、降低页岩气水平井压裂成本的潜在手段,已在各大油田进行了大量的现场试验.在常规长段压裂技术的基础上发展了长段多簇体积改造技术,其以经典达西理论为基础,以“长段短簇、暂堵匀扩、控液增砂”为关键技术措施(李彦超等, 2022),该类压裂段的长度往往控制在 100 m 以内,主要以人工缝网的扩展为前提,未充分考虑天然裂缝的发育程度和井筒风险,而实际上井筒附近的天然裂缝可以达到上百米,这类天然裂缝会明显影响压裂效果,大量微地震监测表明该类裂缝往往容易引起流体泄流降低压裂效果,引起套变风险(Shen *et al.*, 2024b),因此,针对高风险区域的水力压裂针对性技术需要通过现场试验,从而达到工程效果客观评价的目的.

本文以四川盆地 W204 井区某天然裂缝极其发育的页岩水力压裂井为例,研究超长段水力压裂模式在天然裂缝极其发育的高风险水平井的压裂效果和套变风险抑制作用.该井在压裂施工初期出现

套变,结合三维地震和测井指示的裂缝发育区进行施工调整,将第 5~22 段合并为 1 168 m 的超长段进行 18 次水力压裂缝网改造和压后暂堵.本文结合该井微地震地面大排列观测,利用震源定位—速度模型联合反演方法,精细地刻画了裂缝活动的时空延展特征和破裂机制.结合微地震、三维地震、地质、测井开展超长段水力压裂地质工程一体化效果评估.研究表明超长段水力压裂在一定程度上可以降低高风险区域水力压裂套变风险,但高裂缝发育区亦会成为超长段压裂流体的泄流通道,造成改造不充分,结合微地震反演多尺度裂缝时空延展特征开展超长段水力压裂实时分段和施工方案调整,有利于降低套变风险的同时,提高压裂改造效果.

1 地质及工程概况

威远构造属于川中隆起区的川西南低陡褶皱带,东及东北相邻安岳南江低褶皱带,南与新店子向斜接自流井凹陷构造群,北西接金河向斜与龙泉山构造带,西南相接寿保场构造鞍部.W204 井区内断层走向呈多向性:近南北向、北东向、北西向、近东西向,断层解释共解释了 39 条逆断层,构造极其复杂.通常断层附近存在裂缝发育带,距离断层面越近、断层上盘以及端部的裂缝越发育(杜晓宇等, 2024).

本次水力压裂采用微地震地面观测,接收测线为 8 条,观测点间距为 50 m,共计单分量检波器 641 级,最大测线长度为 5 450 m,微地震资料采样率为 2 ms,如图 1a 和 1b 所示.

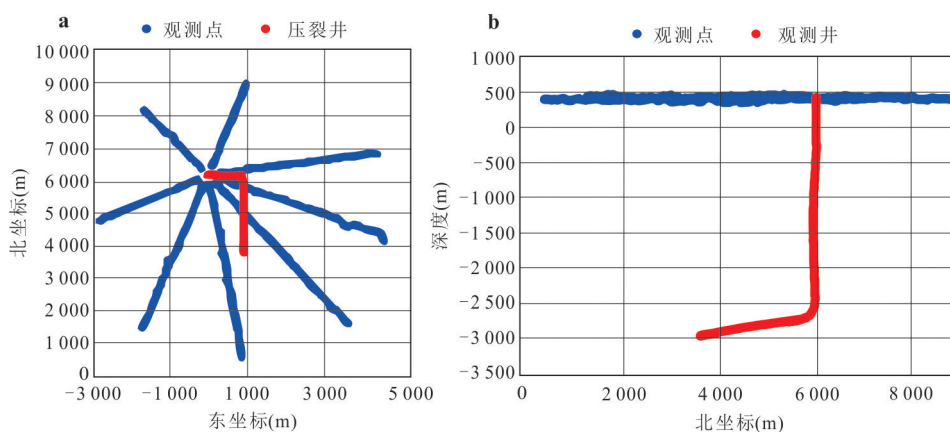


图 1 微地震地面观测示意

Fig.1 Schematic diagram of microseismic ground observation

a. 为俯视图;b. 为侧视图

本次观测接收到大量的微地震信号,如图 2 所示,可见微地震事件 P 波较为明显.这些微地震事件通过式(1)克希霍夫偏移—速度模型联合反演实现震源能量最优化叠加,获得各向异性速度模型下震源辐射叠加能量谱,基于一定的能量探测准则从而确定震源位置和速度模型,从而实现裂缝破裂可靠定位.

$$U(\chi_s, v_n, t_0) = \left\{ \sum_{n=1}^N \int_{t_0-t_1}^{t_0+t_2} a(\chi_s, \chi_R) s[t + \tau(\chi_s, \chi_R, v_n)]^m dt \right\}^{\frac{1}{m}}, \quad (1)$$

式(1)中, $\tau(\chi_s, \chi_R, v_n)$ 表示可能的震源 χ_s 到观测点 χ_R 的旅行时, $U(\chi_s, v_n, t_0)$ 指示震源 χ_s 于速度模型 v_n 下,其在发震时刻 t_0 对应的能量谱.通过本算法,该井水力压裂定位微地震事件 8 448 个,缝网高度沿着井筒上方 40 m、井筒下方 25 m 的箱体范围内进行扩展.

2 微地震响应特征

根据三维地震蚂蚁体裂缝预测,井深 4 675~4 742 m 处及入靶点附近发育 3 条异常值较大的过井筒裂缝,对应压裂段为第 12、28、33 段;斯通列波解释全井段微裂缝发育,且入靶点附近井段与蚂蚁体裂缝预测存在一定吻合,如图 3 所示.本井水力压裂改造原设计段长 2 129 m,分 33 段,第 32~33 段(井段 3 324~3 466 m)作为备用试气层,根据前 31 段压裂实施情况再决定是否对备用层进行压裂;水平段主体段长 60~67 m,平均段长为 64.5 m.实际水

力压裂施工 27 段,如图 3a 所示的该井水力压裂分段及射孔位置分布.根据测井和地震蚂蚁体裂缝预测,本井断裂系统发育,如图 3b 中“NF8Len.490 m”表示以井筒 NF8 为中心,沿着井筒方向的裂缝发育带长达 490 m,而沿井筒 NF1~NF7、NF10~NF16 是中等裂缝发育带,裂缝沿着井筒的响应长度为 10~98 m.该区最大水平主应力方向为 $80^\circ \sim 110^\circ$,与井筒呈夹角 $70^\circ \sim 90^\circ$,压裂施工过程中,裂缝延伸受天然裂缝控制,容易降低人工缝网复杂性,并因此影响邻井段的压裂改造.由于本井储层埋深约 3 324 m,沿程摩阻较高,储层三轴应力呈现 $SH_{\max} > SV > SH_{\min}$,水平应力差约为 16 MPa,水平应力差异系数平均为 0.3,因此,储层地应力高、层间应力差异大,存在制约压裂人工裂缝延伸的可能.

本井第 1~4 段沿用原压裂设计分段方案进行分段压裂作业,如图 3a 的蓝色射孔区域所示,在压裂施工过程中,裂缝响应分为射孔段附近的人工缝网活动及近端/远端的天然裂缝活动.裂缝破裂最初以第 1 段射孔附近开始破裂,激发了第 3~4 段附近的“NF18Len.27”和“NF17Len.60”的天然裂缝区域,并在井筒附近引起该裂缝活动.随着压裂进行,第 1~4 段附近地层应力逐渐累积,开始激发 NF1、NF2、NF3 和 NF4 部位的裂缝活动,其破裂时序图也表明地层中孔弹应力的扩展过程,即随着压裂持续,裂缝破裂趋势逐渐向远处传导而引起裂缝活动,因此,NF2、NF3 和 NF4 的裂缝活动是孔弹应力所致,这种孔弹应力通过增大地层孔隙应力,进而降低裂缝面的有效正应力从而使得裂缝更容易活动.

本井施工期间出现了两次套变,如表 1 所示套变位置及处理措施,第一处位于测深 4 154.4 m,如

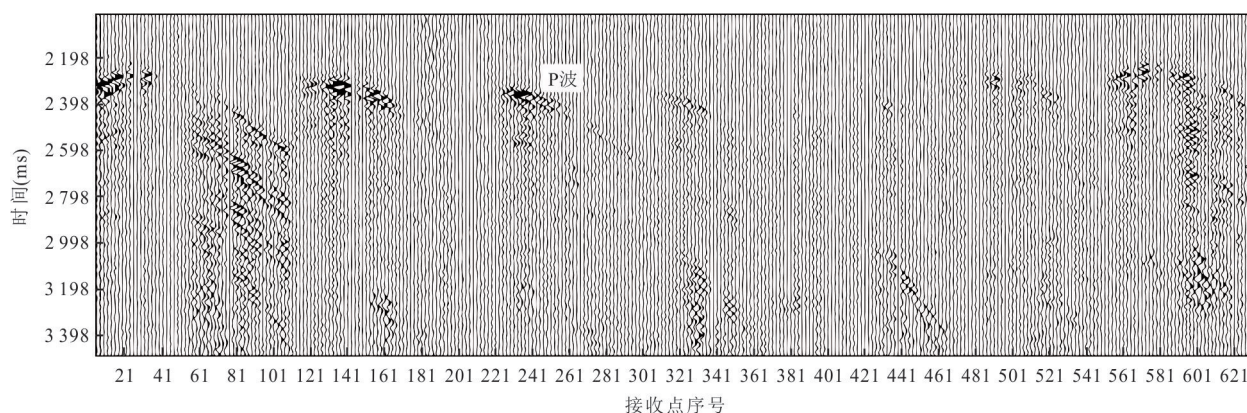


图2 微地震事件波形

Fig.2 The microseismic wave event

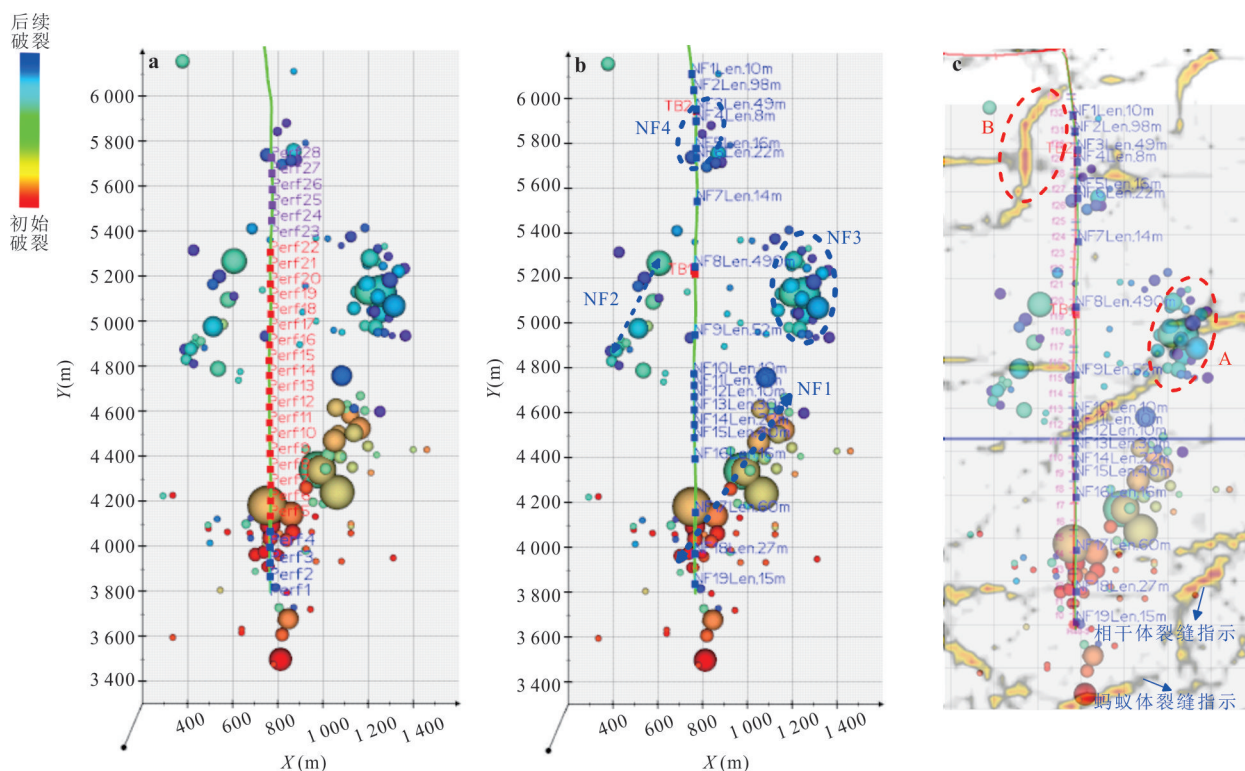


图3 水力压裂井况特征及第1~4次压裂微地震响应

Fig.3 The treatment well characteristics and the microseismic response for Stage 1st to 4th

a. 设计压裂段与第1~4段裂缝破裂定位叠合图; b. 井筒天然裂缝发育统计与第1~4段裂缝破裂定位叠合图; c. 三维地震蚂蚁体裂缝数据与第1~4段裂缝破裂定位叠合图

表1 电缆遇阻及遇卡情况统计

Table 1 Statistics of cable sticking and blocking cases

施工遇阻	探测时间	遇阻/遇卡位置	处置情况
第1次	第5段电缆作业	4 154.4 m遇阻,上起遇卡	电缆弱点解卡
第2次	第28段泵送	3 478 m遇阻	第二次泵送通过,上起时张力增加

图3b的TB1所示,第5段电缆作业上提遇阻.该套变位置正好位于“NF9Len.490 m”,该位置有490 m长的天然裂缝发育带,图3c的蚂蚁体数据表明该处无明显天然裂缝指示.结合测井和三维地震蚂蚁体预测图,表明该处裂缝以较小尺度的天然裂缝聚集为主.结合本井微地震响应,第一次电缆遇阻如图3b的TB1处存在NF2的天然裂缝活动,推断NF2裂缝带尖端滑移可能是导致TB1套变的重要因素.

结合TB1的套变和测井裂缝指示,第5段开始进入井筒天然裂缝密集区域,为了预防套变再次发生,故将第5~22段的18个目标段合并为1 168 m的超长压裂段,针对该超长压裂段开展52簇射孔,并按照设计液量开展18次压裂施工,在每次压裂时候加入暂堵剂封堵前段压裂产生的缝网,以期后续压裂施工打开新裂缝通道,从而达到高风险井筒段压

裂有效改造的目的.结合图4可见,超长段压裂施工模式下裂缝破裂特征亦存在明显的多样性.其中,第5段裂缝主要体现为NF2东北侧和NF4的连通区域激发,第6段以NF4天然裂缝活动以及在第24和25段射孔附近形成密集破裂区,而NF2、NF4和第24、25段射孔区域在第7次压裂过程中,形成了连通模式;第8~10次压裂过程中,以NF4东北侧的裂缝体活动为主;在第11和12次压裂裂缝活动,NF2和NF4裂缝活动性稍微减弱,但是,在NF3区域形成了新的裂缝体;第13和第14次压裂,在第22和23段射孔区域形成了体积改造缝网.第15~22次压裂裂缝活动主要以NF2和NF4的连通和拓展为主,其中,NF2向西南侧拓展,而NF4向东北侧拓展,表明东北侧存在明显隐伏天然裂缝发展趋势.同时,随着压裂施工进行,NF4西北侧裂缝体逐渐

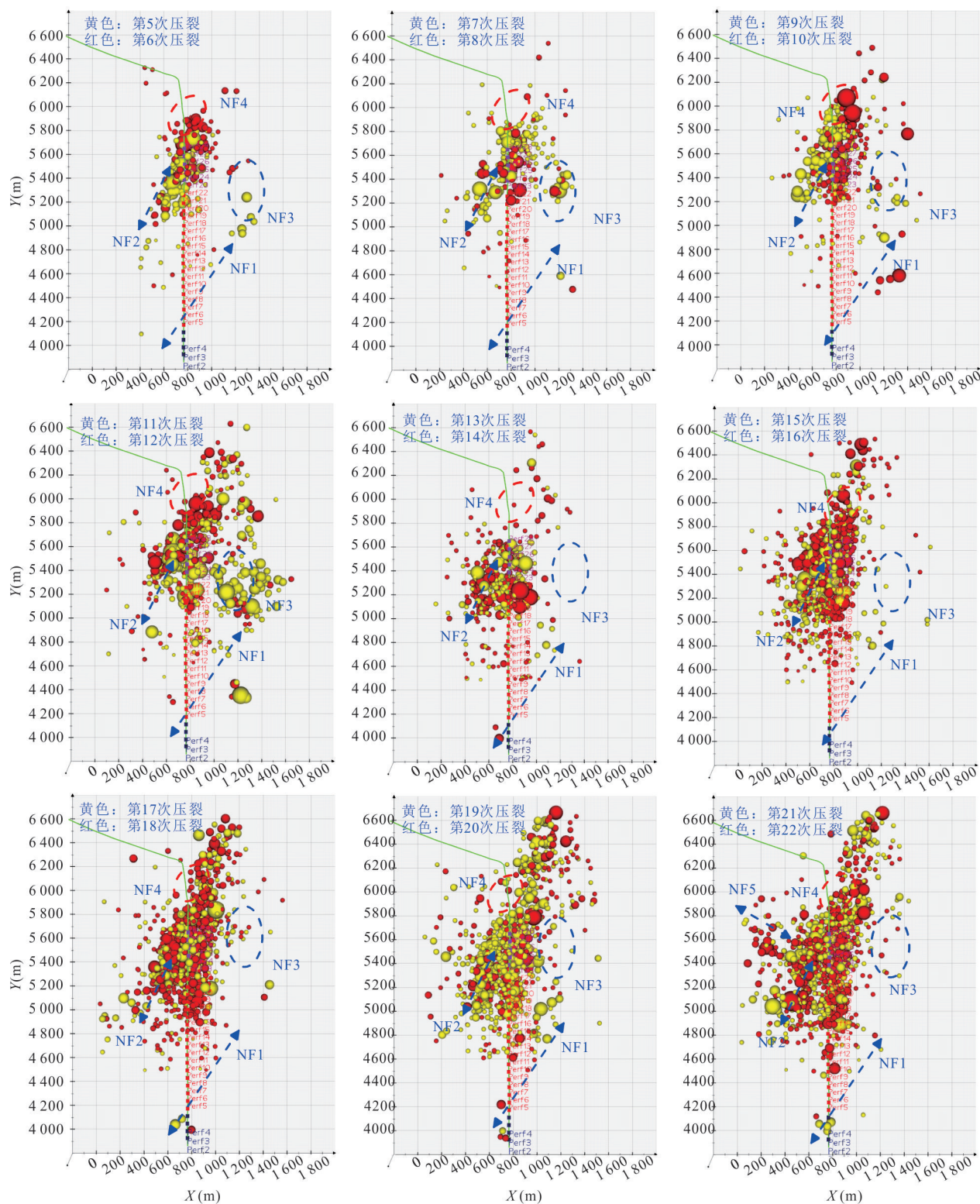


图4 超长段水力压裂作用模式下第5~22次压裂施工的微地震响应

Fig.4 Microseismic responses of the 5th to 22nd fracturing operations under the ultra-long interval hydraulic fracturing action mode

拓展形成新的主缝网络,如图4第22次压裂中的NF5所示.

第23~27次施工裂缝活动微地震响应如图5所示,单段破裂模式延续了第22次压裂的整体破裂特征,即在蓝色虚线椭圆区域形成了密集的“天然裂缝+人工缝网”的复合缝网模式,且东北方向NF7

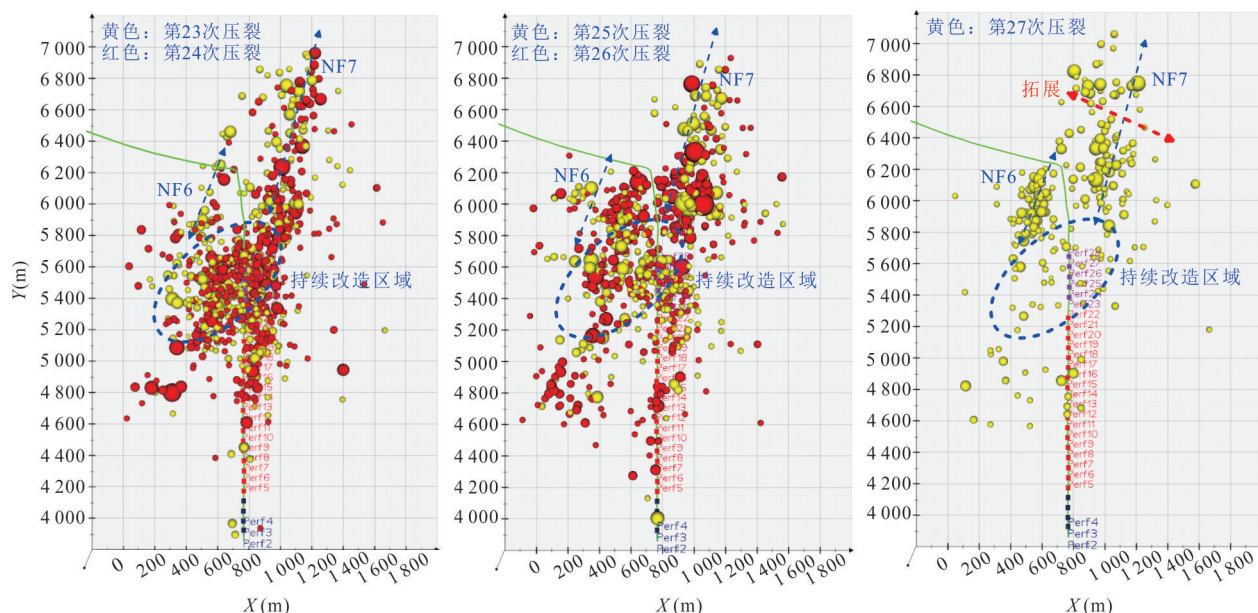


图5 第23~27次压裂微地震响应

Fig.5 Microseismic responses of the 23rd to 27th fracturing operations

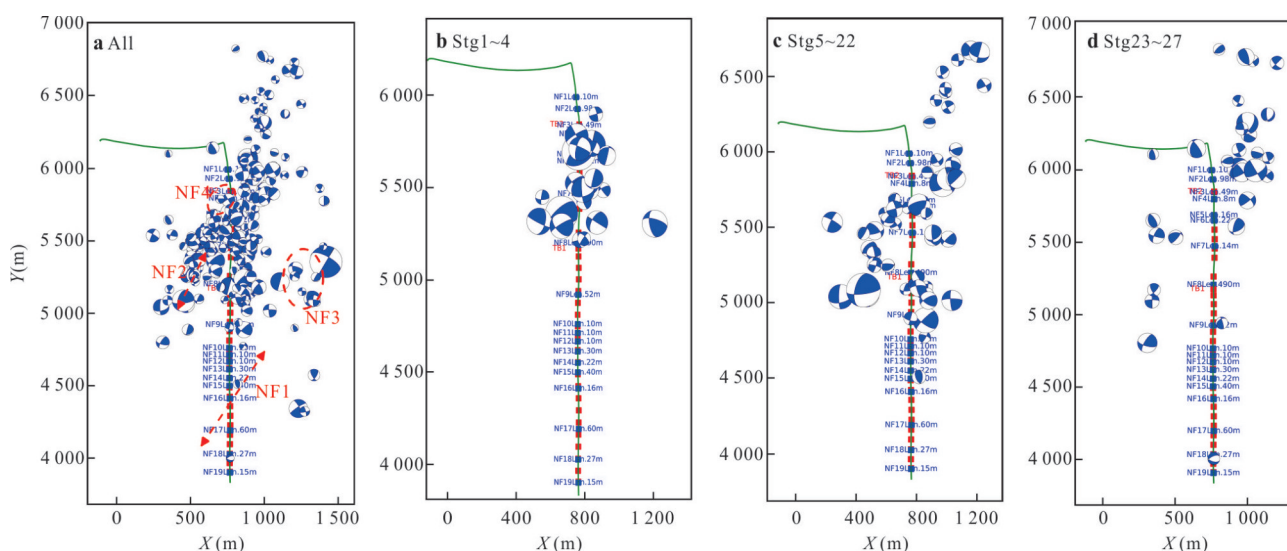


图6 裂缝活动破裂机制

Fig.6 Focal mechanism results for all fracturing

相对震级大于-1.5. a. 全部压裂次数裂缝活动反演震源机制; b. 第1~4次压裂裂缝活动震源机制; c. 第5~22次超长压裂段压裂裂缝活动震源机制; d. 第23~27次压裂裂缝活动震源机制

更为活跃,缝网长度延展的同时,缝网宽度也进行了拓展,如图5的第27次压裂红色虚线所示.随着缝网拓展,在井筒西北侧形成NF6所示的裂缝活动区域,最终在入靶点附近形成了复杂缝网改造体.

本次微地震监测采用单分量观测,故利用P波波形开展震源机制反演.震源机制解显示裂缝破裂方位具有多样性.在第1~4次压裂中,破裂明显远离压裂目标区域,其裂缝活动激发机制为孔弹应力

作用,如图6b,震源机制指示该处裂缝活动方位多样化,表明该区域受地质构造影响严重,裂缝较为破碎,通常称为断层破碎带.第5~22次压裂在NF2和NF4区域激发出多方位多样化的裂缝活动,同样表明该区域为天然裂缝或断层破碎带.第23~27次单段压裂施工期间,由于桥塞封堵作用使得第23~27段内应力的累积更加迅速而激发更多微地震事件,震源机制表明其破裂特征仍然是断层破碎带的

多方位子裂缝活动模式. 尽管本井测井和微地震显示天然裂缝极其发育, 但由于是多方位小尺度裂缝活动, 故整体套变现象较为轻微, 呈现为如表 1 所示的套变现象.

3 超长段水力压裂压裂效果评估及套变弱化机制分析

微地震响应是地震、地质、三轴应力环境、压裂施工模式的综合响应. 通过该井微地震响应, 可以得到本井超长段压裂模式下的裂缝延展控制机制.

(1) 天然裂缝对孔弹应力和流体的引导作用. 第 1~4 次压裂过程中, 桥塞封堵外部区域存在明显的孔弹应力激发裂缝活动, 而在 18 次超长段压裂施工阶段, 裂缝主要在第 12 段和第 27 段射孔所在的区域内活动. 其中, 第 23~27 段射孔位置区域极可能存在孔弹应力和流体共同作用, 即在第 5~22 次的超长段压裂过程中, 由于 NF2 和 NF4 的交会和连通, 使得压裂液体沿着天然裂缝向裂缝区流动, 从而在第 16~22 次的压裂施工过程中, 裂缝反复活动并进行远端拓展, 压裂液体局部集中效应使得第 5~11 段未形成明显的裂缝活动. 从第 16 次压裂开始, 孔弹应力作用使得远端 NF7 开始活动, 并随着压裂进行, 活动更加剧烈, 且在第 23 段~第 27 段的压裂过程中大量流体汇集于该区域, 故在图 5 所示椭圆区域形成重复改造模式, 进而形成复杂缝网体系, 在后续压裂过程中, 孔弹应力作用使得图 5 的 NF7 更加活跃, 从而形成了明显的天然裂缝活动特征 (Yin, 2017).

(2) 长段压裂模式下应力分散效应. 由于采用超长段压裂模式, 相同注入排量分散到更长井筒空间和地层, 地层应力累计速率降低. 总体而言, 在超长段第 5~22 次压裂施工过程中, 如图 7 所示, 随着压裂次数和注入液体量的逐渐累积, 地层施工应力亦保持缓慢升高的趋势. 具体而言, 在第 5~14 次压裂过程中, 裂缝活动主要集中在井筒附近的 Perf15~Perf27 的所在区域内, 由图 3b 和 3c 可见, 其为测井显示的裂缝发育区. 天然裂缝面是应力弱面, 在流体或孔弹应力作用下, 根据摩尔库伦准则, 这类裂缝面极易发生滑动从而激发微地震事件. 因此, 在本次超长段压裂模式下, 尽管井筒单位长度的等效注入应力降低, 但在井筒裂缝发育区亦形成了丰富的裂缝破裂行为. 在第 1~4 段, 由于注入段长更小, 故单位井筒长度的应力更高, 呈现为施工

过程整体应力状态较高. 在超长段的 18 次压裂过程中, 随着压裂施工进行, 施工压力逐渐增大, 结合图 4 所示的各段压裂施工微地震响应, 流体更倾向于向势能最低的方向优先流动, 因此, 第 5~8 次压裂施工过程中, NF4 裂缝带呈现空间扩展模式. 随着每次压后暂堵, 部分优势通道被堵住, 施工应力逐渐增高, 从而在第 9~14 次压裂过程中逐渐打开新的缝网. 同样, 在第 15~16 次的压裂施工过程中, 施工应力逐渐增大, 微地震响应揭示 NF4 重新被激活, 表明本次压裂通过其他缝网通道再次连通 NF4 裂缝带. 第 17~19 次在压裂施工过程中, 连通 NF4 的裂缝通道被打开, 使得大量流体随着施工的进行被稳定地带入 NF4 裂缝带, 虽然 NF4 的裂缝长度和宽度都得到扩展, 但整体地层中的应力达到平衡状态, 故体现为如图 7 所示的第 17~19 次压裂段施工应力较为平稳, 尤其是第 19 段, 施工过程中最高和最低应力比较相当, 表明地层裂缝扩展比较稳定, 注入量和渗流量达到更好的平衡状态.

在第 20~22 次压裂施工过程中, 施工应力逐渐增大, NF4 的活动性有所减弱, 微地震响应表明裂缝空间得到新的扩展, 但仍然对压力存在较为明显的影响, 如图 8 所示, 套压存在明显的波动, 指示地层中存在局部憋压而又快速释放, 这与微地震揭示的天然裂缝活动为主的破裂特征相吻合. 本井压裂过程中, 微地震事件向东侧进行突破, 在第 12 段可能沟通东侧邻井而引起压窜现象, 但在后续的压裂过程中, 该区域裂缝活动极其微弱, 综上所述, 本井第 5~22 次的水力压裂裂缝聚集在第 15~27 段附近, 该区域天然裂缝发育而处于应力薄弱区从而导致该区域存在一定重复改造, 但同时亦存在缝网在新区域的突破.

在第 23~27 次单段压裂施工过程中, 第 23~24 段注入应力相对于第 17~19 次压裂存在降低, 甚至低于第 1~4 次施工应力状, 伴随着微地震响应指示的大量裂缝在第 23~27 段之间活动, 表明该区裂缝体在天然裂缝发育的前提下, 随着第 5~22 次压裂的多次改造, 裂缝连通性极好, 渗流能力极强, 故尽管是单段压裂, 施工应力仍然没有得到明显提升. 第 25~27 次压裂施工应力持续走低, 表明该区域裂缝与 NF7 天然裂缝带建立连通, 地层渗流作用极强, 基本难以达到稳定应力状态. 大量流体对裂缝面的润滑效应使得井筒附近的裂缝极其活跃, 微地震显示亦表明 NF4 裂缝空间继续扩展, 且在西北侧

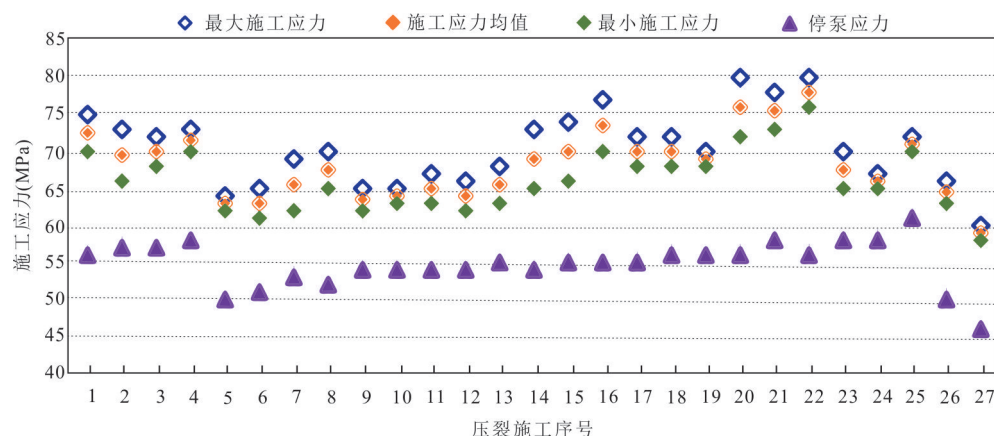


图7 水力压裂单段施工应力统计

Fig.7 Statistical chart of stress for each stage fracturing

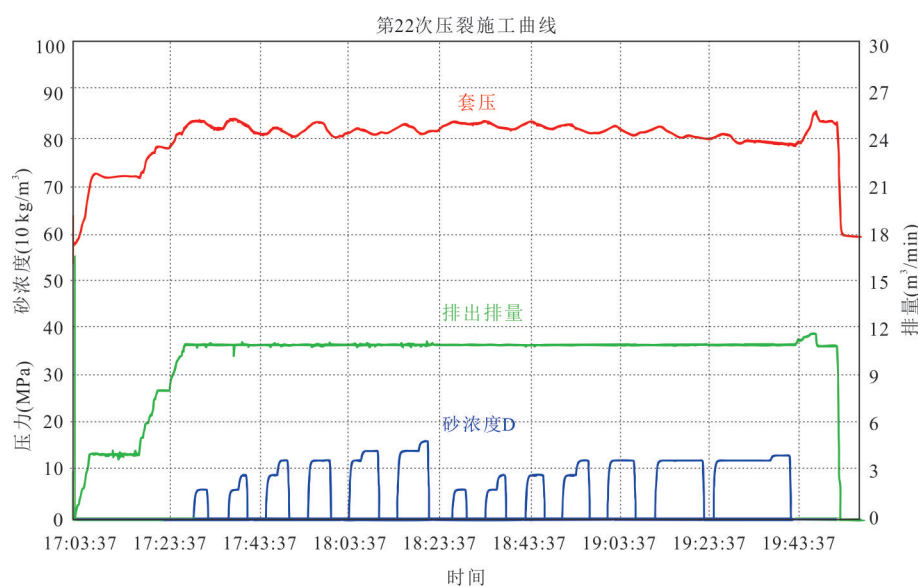


图8 水力压裂第22段(第22次压裂施工)施工参数

Fig.8 Schematic diagram of single-stage injection parameters for 22nd hydraulic fracturing

激活了新的天然缝网NF6,故在第27段压裂过程中引起井筒变形,由于是小尺度裂缝活动,故井筒变形较为轻微。

(3)超长段压裂模式下的暂堵效应.本井每次压裂后投掷暂堵球对破裂裂缝进行暂堵,以期下段压裂过程中形成新的缝网.如图4,第5~16次压裂破裂区域均存在明显差异,而非裂缝活动反复地集中于一个区域或体现出一个特征.然而,随着压裂向后期进行,结合微地震定位结果表明,暂堵效应仍然集中在井筒的第15~22段,其主要原因仍然是该区域天然裂缝活动,尤其体现为NF4的活跃性,该区域缝网多次被暂堵又多次打开新的NF4区域连通通道,最终呈现为图5椭圆所示区域裂缝极其

发育,使得其成为流体流动优势通道,故最终导致第5~11段储层改造不充分。

(4)超长段压裂模式对套变的弱化分析.天然裂缝NF2、NF3和NF4活动密集区域,在第5~22段压裂施工过程中尚未出现套变现象,结合图4的单段破裂和图6所示的裂缝方位的多样性,这些裂缝活动主要呈现为小尺度多方位的裂缝/断层破碎带的方式.由于注入应力偏低,故尚未引起大尺度斜跨井筒的裂缝活动.第23~27段采用分段压裂模式,大量流体直接进入天然裂缝活动的密集区域,流体集中累积和润滑作用使得井筒裂缝更容易活动,在第27段出现裂缝滑移而导致井筒轻微套变,呈现为后续电缆作业过程中遇阻。

(5)静态缝网与天然/人工动态裂缝分析.结合测井裂缝指示、三维地震蚂蚁体属性预测及微地震动态裂缝表征,可见,测井获得的静态微观裂缝对水力压裂裂缝起裂具有重要引导作用,然而,该裂缝是否起裂主要还受注入应力及流体流动方向的影响,即流体在井筒中,往往沿着水力压裂势能最低的方向快速聚集,在本井超长段压裂施工过程中,NF10Len.10~NF16Len.16 m之间的静态裂缝聚集区,在整个压裂施工期间并未发现明显的微地震活动特征,我们推测其主要原因在于该位置始终未处于势能低区域.在第1~4次压裂过程中,由于桥塞的封堵作用,液体难以触及该区域,故无法形成流体触发的裂缝活动.在第5~27次压裂过程中,由于Stg16~Stg27段区域在不同期次的水力压裂施工过程中均有表现为势能较低的地质条件和裂缝响应,故NF10Len.10~NF16Len.16 m之间的活动区域始终难以启动.结合观测数据,第5~13次的水力压裂应力总体低于第1~4次,进而难以达到裂缝破裂的应力条件.相对于井筒静态缝网的局部精细刻画特征,三维地震蚂蚁体指示的静态裂缝往往难以表征或预判实际裂缝分布,其重要原因是蚂蚁体裂缝属性的多解析和不确定性.如图3c所示,只有A和B区域与微地震响应存在一定的耦合关系.

(6)多尺度裂缝触发机制.本井在第1~4段分段压裂期间,结合图3a,NF1裂缝活动触发机制为孔隙压扩散,NF2、NF3和NF4触发机制为孔隙弹性效应.在第5~22段合压期间,结合图4,由于分散到单位地层中的孔隙应力更小,而促进较大尺度裂缝活动需要抗摩擦力更大,故在NF1、NF2和NF3裂缝带并未产生较大裂缝活动,反之,使得天然裂缝破碎带上更多小裂缝在水力压裂过程中发生活动,如NF4的破碎带及外延的微观裂缝.结合震源机制,NF2和NF4存在大量方位多样性的裂缝缝网,其裂缝活动触发机制为孔隙压扩散和孔弹应力双重结合,在单个破裂裂缝尖端可能还存在小尺度无震滑移机制.这类微观裂缝通常随着载荷增加,不连续的裂缝相互连接形成主裂缝,并产生与主裂缝相连的分支裂缝(Zhang *et al.*, 2024).在第23~27段压裂过程中,结合图5,由于采用分段压裂,分散到单位地层中的应力更大,加之与已有天然裂缝的直接接触,在流体孔隙应力和孔弹应力双重作用下,使得井筒西北侧激发了新裂缝带NF6活动.

(7)压裂改造效果及产能评价.结合以上分析,

本次超长段水力压裂存在两种模式.①由于流体在入靶点附近裂缝带的泄流作用,使得第5~11段的改造极不充分,该区域对产能的贡献极其有限;②在入靶点附近天然裂缝发育区,形成了天然裂缝引导下的多次反复改造模式,空间裂缝拓展范围得到较好的延伸,地层渗透率极好,对后续产能亦具有较好的贡献.该井生产数据与地质工程一体化分析基本吻合,压后无阻流量约13万方/d,但受天然裂缝的影响衰减极快,后期产量约0.8万方/d.

4 结论与建议

本文以四川盆地威远区域某井超长段水力压裂为例,通过微地震监测实现裂缝破裂参数的刻画,主要包括裂缝破裂时空演化及破裂方式分析,揭示了不同压裂模式下裂缝破裂特征,评价了超长段压裂模式下高风险区水力压裂效果及套变弱化机制.

(1)本项目采用的超长段水力压裂施工作业模式,由于提高了注入段流体的流通长度,使得单位井筒长度的注入量和注入应力降低,在一定程度上有效地降低了远端孔弹应力作用下的远端大尺度裂缝活动性,从而实现了在超长段压裂施工期间的套变弱化.

(2)由于压裂段极长,使得大量流体往往选择应力薄弱区域泄流,尤其是压裂段中距离井筒入靶点越近的裂缝区域,越可能成为流体泄流的主要通道,使得远离入靶点的井段,由于流体流入量不足和应力偏低,故难以形成有效的改造区域.针对川南天然裂缝极其发育的高风险井段,使用超长段水力压裂施工模式可以适当降低地层应力,减缓裂缝活动率从而降低套变和压窜的发生率.值得注意的是,在压裂过程中配以微地震监测手段,实时了解储层裂缝扩展及破裂模式,结合工程响应调整施工参数,从而更好地兼顾超长段水力压裂施工风险预警和压裂效果的提升.例如,以本井为例,在后续压裂施工过程中,其根据井筒裂缝尺度和分布范围开展长段分段控制和暂堵,以本井的裂缝破裂特征为例,按Stg5~Stg9段、Stg10~Stg14、Stg15~Stg19、Stg20~Stg22和Stg23~Stg27分别形成长段合段压裂模式,可能更有利于Stg5~Stg13段区域的改造.

(3)本井采用超长段水力压裂施工,每次压裂施工后均采用暂堵球开展暂堵,通过Stg5~Stg22段的微地震响应时空特征分析,暂堵球在本超长段

水力压裂施工过程中发挥了一定的暂堵转向作用,比较显著的如第 5~16 次压裂施工,在一定程度上缓解了 NF4 裂缝的活跃性,同时在其他位置打开了新的裂缝通道。但是,在天然裂缝持续活跃的压裂段,如第 16~22 次压裂施工暂堵效应则不明显,这种情况下,可能需要考虑暂堵球的尺寸,以满足不同尺寸的暂堵球能够进入不同尺寸的裂缝中而发挥更好的多尺度暂堵作用。

基于上述结果,本研究认为,测井和三维地震蚂蚁体指示的裂缝静态数据,并不表示其在水力压裂过程中必定存在裂缝活动响应。微地震响应是静态裂缝尺度、注入方式、储层地质环境、流体渗流通道的综合响应。例如,测井计算的压裂目标区域静态裂缝易形成井筒—地层的流体流动优势通道,但该类裂缝能否发展为流体流动优势通道还受注入应力、注入流量影响。同样,三维地震蚂蚁体数据揭示的静态裂缝,往往存在一定的多解析,故蚂蚁体指示的静态裂缝和地层中是否真的存在这类静态裂缝,其吻合率相对较低,在实际水力压裂施工过程中,利用微地震监测天然裂缝活动更为可靠。

致谢:论文研究得到了中国石油集团川庆钻探工程有限公司页岩气项目管理部、西南科技大学环境与资源学院、固体废物处理与资源化教育部重点实验室的联合支持,在此对其表示衷心地感谢。

References

- Chen, Z. W., Zhou, W. G., Xiang, D. G., et al., 2023. Development of Rubber Composite Casing for Preventing Shale Gas Casing Deformation and Its Shear Resistance Evaluation. *Natural Gas Industry*, 43(11): 131—136 (in Chinese with English abstract).
- Dong, K., Liu, N. Z., Chen, Z. W., et al., 2019. Geomechanical Analysis on Casing Deformation in Longmaxi Shale Formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177: 724—733. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.068>
- Du, X. Y., Jin, Z. J., Zeng, L. B., et al., 2024. Development Model of Natural Fractures in Continental Shale of the Pingdiquan Formation in the Shuangjingzi Area, Eastern Junggar Basin. *Earth Science*, 49(9): 3264—3275 (in Chinese with English abstract).
- Fan, J. M., Chen, X. D., Lei, Z. D., et al., 2019. Characteristics of Natural and Hydraulic Fractures in Tight Oil Reservoir in Ordos Basin and Its Implication to Field Development. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 43(3): 98—106 (in Chinese with English abstract).
- Fei, Y., Peng, J. Y., Biao, B. S., et al., 2023. Evaluation of the Controlling Effect of New Annulus Materials on Casing Deformation in Shale Gas Wells. *Natural Gas Industry B*, 10(6): 638—647. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2023.11.009>
- Han, L. L., Li, X. Z., Liu, Z. Y., et al., 2023. Influencing Factors and Prevention Measures of Casing Deformation in Deep Shale Gas Wells in Luzhou Block, Southern Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 50(4): 853—861 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Y. Q., Zhao, Q., Mou, Y. S., et al., 2024. Discussion on Formation Mechanism of Casing Deformation in Horizontal Wells in Deep Shale Gas of Luzhou Area. *Natural Gas Industry*, 44(2): 99—110 (in Chinese with English abstract).
- Li, G. X., Luo, K., Shi, D. Q., 2020. Key Technologies, Engineering Management and Important Suggestions of Shale Oil/Gas Development: Case Study of a Duvernay Shale Project in Western Canada Sedimentary Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4): 739—749 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y. C., Zhang, Q., Shen, J. G., et al., 2022. Volumetric Stimulation Technology of Long-Section Multi-Cluster Temporary Plugging in Shale Gas Reservoirs. *Natural Gas Industry*, 42(2): 143—150 (in Chinese with English abstract).
- Li, Z., Li, H. T., Li, G., et al., 2021. The Influence of Shale Swelling on Casing Deformation during Hydraulic Fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205: 108844. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108844>
- Ma, X. H., Xie, J., Yong, R., et al., 2020. Geological Characteristics and High Production Control Factors of Shale Gas Reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, Southern Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5): 841—855 (in Chinese with English abstract).
- Shang, C. J., Kang, Y. S., Deng, Z., et al., 2019. The Influence Mechanism of Filled Natural Fractures on the Variation Law of Shale Permeability in Loading Process. *Journal of Geomechanics*, 25(3): 382—391 (in Chinese with English abstract).
- Shen, C., Wu, J. F., Zeng, B., et al., 2024a. Measures and Results of Prevention and Control on Casing Deformation and Frac-Hit in Deep Shale Gas Wells in Southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry B*, 11(3): 262—273.

- <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2024.05.006>
- Shen, C., Zeng, B., Liu, S., et al., 2024b. Control Factors and Risk Prediction of Casing Deformation in Deep Shale Gas Wells in Southern Sichuan Basin. *Unconventional Resources*, 4: 100092. <https://doi.org/10.1016/j.unres.2024.100092>
- Tong, H.M., Cai, D.S., Wu, Y.P., et al., 2010. Activity Criterion of Pre-Existing Fabrics in Non-Homogeneous Deformation Domain. *Science China Earth Sciences*, 53(8): 1115–1125. <https://doi.org/10.1007/s11430-010-3080-6>
- Tong, H.M., Chen, Z.L., Liu, R.X., 2015. Generalized Shear Activation Criterion. *Chinese Journal of Nature*, 37(6): 441–447 (in Chinese with English abstract).
- Tong, H.M., Yin, A., 2011. Reactivation Tendency Analysis: A Theory for Predicting the Temporal Evolution of Pre-existing Weakness under Uniform Stress State. *Tectonophysics*, 503(3–4): 195–200. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2011.02.012>
- Tong, H.M., Zhang, P., Zhang, H.X., et al., 2021. Geomechanical Mechanisms and Prevention Countermeasures of Casing Deformation in Shale Gas Horizontal Wells. *Natural Gas Industry*, 41(1): 189–197 (in Chinese with English abstract).
- Wang, K.Y., 2022. Study on Fault Dislocation Law Induced by Hydraulic Fracturing in Shale Reservoirs and Characteristics of Casing Damage (Dissertation). China University of Petroleum, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Wang, X.G., Zhong, S.M., Wu, Y.X., et al., 2023. Shear Effect of Fault Slip Induced by Hydraulic Fracturing on the Casing. *Drilling & Production Technology*, 46(5): 7–14 (in Chinese with English abstract).
- Wu, X.Z., 2019. Key Technologies in the Efficient Development of the Weiyuan Shale Gas Reservoir, Sichuan Basin. *Petroleum Drilling Techniques*, 47(4): 1–9 (in Chinese with English abstract).
- Xi, Y., Li, J., Zha, C.Q., et al., 2019. A New Investigation on Casing Shear Deformation during Multistage Fracturing in Shale Gas Wells Based on Microseism Data and Calliper Surveys. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180: 1034–1045. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.079>
- Xiong, J., Liu, J.J., Wu, J., et al., 2021. Fracture Propagation Law and Fracability Evaluation of the Tight Reservoirs. *Natural Gas Geoscience*, 32(10): 1581–1591 (in Chinese with English abstract).
- Xu, K., Yang, H.J., Zhang, H., et al., 2023. Efficient Exploration Technology of Deep Tight Gas Reservoir Based on Geomechanics Method: A Case Study of Dibeig Gas Reservoir in Kuqa Depression. *Earth Science*, 48(2): 621–639 (in Chinese with English abstract).
- Yin, C., 2017. Fault Detection Based on Microseismic Events. *Applied Geophysics*, 14(3): 363–371. <https://doi.org/10.1007/s11770-017-0631-z>
- Yong, R., Wu, J.F., Zeng, B., et al., 2024. Geology-Engineering Integration Casing Deformation Prevention Technology and Its Application in Shale Gas, Luzhou Block. *Drilling & Production Technology*, 47(6): 83–92 (in Chinese with English abstract).
- Yuan, G.J., Wang, X.Y., Qiao, L., et al., 2023. Mechanism of Casing Deformation Induced by Shale Gas Well Fracturing and Its Physical Simulation Analysis. *Natural Gas Industry*, 43(11): 137–145 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G.Y., Ma, F., Liang, Y.B., et al., 2015. Domain and Theory-Technology Progress of Global Deep Oil & Gas Exploration. *Acta Petrolei Sinica*, 36(9): 1156–1166 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J.Y., Cui, Z.D., Chen, X.P., et al., 2024. Research Progress on the Microfracture of Shale: Experimental Methods, Microfracture Propagation, Simulations, and Perspectives. *Applied Sciences*, 14(2): 784. <https://doi.org/10.3390/app14020784>
- Zhang, P., He, Y.B., Liu, Z.P., et al., 2021. Shear Compression Deformation Test and Deformation Prevention Practice of Casing in Shale Gas Horizontal Wells. *Natural Gas Industry*, 41(5): 84–91 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 陈朝伟, 周文高, 项德贵, 等, 2023. 预防页岩气套变的橡胶组合套管研制及其抗剪切性能评价. *天然气工业*, 43(11): 131–136.
- 杜晓宇, 金之钧, 曾联波, 等, 2024. 准噶尔盆地东部双井子地区平地泉组陆相页岩天然裂缝发育模式. *地球科学*, 49(9): 3264–3275.
- 樊建明, 陈小东, 雷征东, 等, 2019. 鄂尔多斯盆地致密油藏天然裂缝与人工裂缝特征及开发意义. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 43(3): 98–106.
- 韩玲玲, 李熙喆, 刘照义, 等, 2023. 川南泸州深层页岩气井套变主控因素与防控对策. *石油勘探与开发*, 50(4): 853–861.
- 金亦秋, 赵群, 牟易升, 等, 2024. 泸州地区深层页岩气水平井套变成因机理探讨. *天然气工业*, 44(2): 99–110.
- 李国欣, 罗凯, 石德勤, 2020. 页岩油气成功开发的关键技术、

- 先进理念与重要启示:以加拿大都沃内项目为例.石油勘探与开发,47(4):739—749.
- 李彦超,张庆,沈建国,等,2022.页岩气藏长段多簇暂堵体积改造技术.天然气工业,42(2):143—150.
- 马新华,谢军,雍锐,等,2020.四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素.石油勘探与开发,47(5):841—855.
- 尚春江,康永尚,邓泽,等,2019.充填天然裂缝对页岩受载过程中渗透率变化规律影响机理分析.地质力学学报,25(3):382—391.
- 童亨茂,陈正乐,刘瑞珣,2015.广义剪切活动准则.自然杂志,37(6):441—447.
- 童亨茂,张平,张宏祥,等,2021.页岩气水平井开发套管变形的地质力学机理及其防治对策.天然气工业,41(1):189—197.
- 王孔阳,2022.页岩储层水力压裂诱发断层错动规律及套管损坏特征研究(博士学位论文).北京:中国石油大学.
- 王雪刚,钟守明,吴彦先,等,2023.水力压裂诱发断层滑移对套管的剪切作用研究.钻采工艺,46(5):7—14.
- 伍贤柱,2019.四川盆地威远页岩气藏高效开发关键技术.石油钻探技术,47(4):1—9.
- 熊健,刘峻杰,吴俊,等,2021.致密储层压裂缝扩展规律与可压裂性评价.天然气地球科学,32(10):1581—1591.
- 徐珂,杨海军,张辉,等,2023.基于地质力学方法的深层致密气藏高效勘探技术:以库车坳陷迪北气藏为例.地球科学,48(2):621—639.
- 雍锐,吴建发,曾波,等,2024.泸州区块页岩气地质工程一体化套变预防技术及应用.钻采工艺,47(6):83—92.
- 袁光杰,王向阳,乔磊,等,2023.页岩气井压裂套管变形机理及物理模拟分析.天然气工业,43(11):137—145.
- 张光亚,马锋,梁英波,等,2015.全球深层油气勘探领域及理论技术进展.石油学报,36(9):1156—1166.
- 张平,何昀宾,刘子平,等,2021.页岩气水平井套管的剪压变形试验与套变预防实践.天然气工业,41(5):84—91.