

利用微地震参数评估水力压裂改造效果研究进展

陈海潮¹, 唐有彩^{1,2}, 钮凤林^{1,2*}, 尹陈³, 巫芙蓉³

1 中国石油大学(北京)非常规天然气研究院, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3 川庆钻探工程有限公司地球物理勘探公司, 成都 610213

* 通信作者, niu@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-08-17

中石油科技处项目(2013A-3608)和中石化科技处项目(P15024)联合资助

摘要 微地震监测是定量评估水力压裂改造效果的主要方法, 对于高效开发非常规油气储层具有重要意义。然而, 微地震监测技术在微地震事件产生机理、微地震弱事件检测和定位、综合解释等方面仍然面临诸多挑战。本文以四川盆地某页岩气井综合微地震监测实验为例, 从监测台阵、微地震参数获取和资料解释三方面, 总结了微地震监测技术的研究现状和发展趋势。结合课题组的研究特色, 重点讨论了地面微地震监测台阵、样本事件扫描检测弱地震事件、震源机制反演等技术在水力压裂改造效果中的应用, 展望了我国微地震监测技术未来发展方向。

关键词 水力压裂; 微地震监测; 地面台阵; 样本事件方法; 震源机制; 储层改造体积

0 引言

随着勘探开发技术的快速发展, 非常规油气资源在现有经济和技术条件下展现出巨大的潜力。我国非常规油气资源储量丰富, 致密砂岩、页岩等致密储层正逐渐成为国内勘探开发的主战场^[1-2]。水平井和大规模体积压裂是商业化开采致密储层的核心技术, 其目的是通过对天然裂缝和岩石层理的有效沟通, 形成复杂空间裂缝网络, 极大地提高储层整体渗透率, 实现储层在长、宽、高三维方向的全面改造^[3]。据统计, 只有40%~60%的压裂级是没有产能的, 30%的压裂级贡献了80%总产量^[4]。如何科学高效地开发非常规油气仍然存在理论和技術上的诸多挑战, 因此, 需要客观准确的方法近实时地对压裂效果进行综合评估, 为提高单井产量及油田高效开发提供技术支撑^[5]。

水力压裂人工裂缝扩展和天然裂缝重启、剪切滑

移将产生微地震活动。微地震监测技术就是通过观测分析微地震信号, 求取震源位置、震源机制等参数, 近实时地获得裂缝空间展布特征, 提供评估压裂效果的关键信息。工业应用的需求极大地推动了微地震监测理论的发展和技术的进步。经过近十年的商业化应用, 微地震监测已经成长为评估压裂效果、优化压裂施工、减轻地质灾害和降低勘探开发成本和风险的综合技术, 是储层压裂中最精确、最及时、信息最丰富的监测手段^[6]。美国的页岩气开发过程中, 约有20%的压裂改造施工采用了微地震监测技术, 在勘探开发初期这一比例更高^[7]。微地震监测技术在改善低渗透油气压裂增产作业效果、改善油气井产能、提高油气井采收率等方面发挥了巨大作用, 在促进水力压裂技术进步方面起到了不可替代的作用, 是保障页岩等致密储层高效开发的核心技术之一。

通过技术引进和自主研发相结合, 国内东方地球

引用格式: 陈海潮, 唐有彩, 钮凤林, 尹陈, 巫芙蓉. 利用微地震参数评估水力压裂改造效果研究进展. 石油科学通报, 2016, 02: 198-208
CHEN Haichao, TANG Youcai, NIU Fenglin, YIN Chen, WU Furong. Recent advances in microseismic monitoring and implications for hydraulic fracturing mapping. Petroleum Science Bulletin, 2016, 02: 198-208. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.016

物理公司、川庆钻探地球物理公司等单位开发了具有自主知识产权的微地震监测软件系统,已经初步形成了微地震监测技术体系,完成了大量现场推广应用,有效地指导了压裂施工和后期油气藏的开采开发,打破了国外微地震监测服务公司在国内实时处理解释高端服务市场的垄断^[8]。我国页岩气等致密储层高效开发面临埋藏深、有效动用难度大、地质与开发条件复杂、成本高等挑战,这些在客观上对压裂改造效果评价技术提出了更高要求,现有技术体系不能完全满足应用需求。因此,加快微地震监测理论研究和技术创新,发展适应我国监测环境和条件的微地震监测技术,形成更精细准确的压裂改造效果评价技术,是致密油气藏勘探开发十分迫切的现实需求。

尽管微地震监测技术在评价压裂效果方面具有独特优势,但是在理论和技术上仍然面临挑战。本文以四川盆地某页岩气井综合微地震监测为例,结合课题组的研究进展,阐述了微地震监测技术在数据采集、数据处理和资料解释等几方面的研究现状和发展趋势。

1 微地震事件信号特征

明确水力压裂裂缝扩展与微地震事件的关系是进行微地震资料解释的基础^[9]。一方面,地壳 10 km 以内的地层都处于不稳定的临界应力状态^[10]。水力压裂过程中,高压流体注入目标储层内,在人工裂缝扩展的尖端会产生较大的剪切应力集中,同时压裂液滤失会引起孔隙压力增大,这些都会引起压裂区域内应力重新分布(图 1)。另一方面,页岩等致密储层中普遍发育天然裂缝^[11]。尽管这些裂缝在地层围压下是闭合,但是很容易被重新激活。因此,现在普遍认为水力压裂引起地层应力扰动,导致沿着天然裂缝等薄弱面的剪切滑动是微地震事件产生的主要机理^[12-13]。应

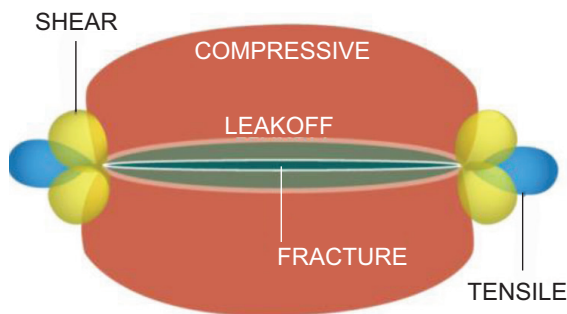


图 1 水力压裂引起地层应力扰动^[13]

Fig. 1 Stress perturbations associated with hydraulic fracturing operation^[13]

力传导和孔隙压力变化都会引起地层应力扰动,从而产生所谓的“干”和“湿”微地震事件^[14-15]。微地震引起的库伦应力变化远小于孔隙流体压力的变化,因此微地震事件不存在触发效应。然而,微地震事件绝大部分属于重复地震事件,即具有相近的震源位置和相似的震源机制。这可能是由于水力压裂期间裂缝的持续剪切滑动从而形成重复地震^[16]。

微地震事件具有震级小、信号频率高、破裂机制类型多样的特点。典型频率范围为 100~1 500 Hz,震级范围为 -4~0。图 2 是北美地区几大页岩气区块的微地震事件震级随监测距离变化^[7]。尽管微地震事件以剪切震源机制为主,然而由于流体的作用,部分微地震事件也可能包含显著的体积分量^[17]。水力压裂诱生的微地震事件最可能是剪切和拉伸的混合破裂机制。

除压裂施工参数外,微地震事件信号特征还与储层岩石力学性质、原场应力状态、天然裂缝发育与分布等密切相关。这些因素导致不同区域的微地震事件信号特征存在显著差别。例如,北美 Marcellus 页岩区块的微地震事件震级要明显低于 Barnett 页岩区块(图 2)。由于我国公开的微地震监测资料有限,还没有这方面的统计分析。但是根据我们几次微地震监测实验的结果,四川盆地及其临近地区页岩气区块的微地震事件数目,尤其是震级相对较大的微地震事件($M_w > -2$),要明显多于其他地区。与国外的非常规油气藏相比,我国的非常规油气藏具有埋深大、地质构造复杂、横向非均质性强、水平主应力差大、天然裂缝或断层发育等特点。这些因素导致人工裂缝的形成和扩展规律、人工裂缝与天然裂缝相互作用机理更为复杂。需要进一步结合三维水力压裂物理模拟实验,分析不同压裂条件和地质激发环境下微地震事件的信号特征,明确微地震事件产生的规律。

从能量的角度看,微地震事件的能量只占水力压裂输入能量的很小部分($<1\%$)。微地震事件虽然能指示人工裂缝的位置,但不能提供裂缝变形的具体性质(如裂缝宽度)。水力压裂裂缝扩展过程本质是无震或低频的^[13]。最近在北美部分页岩区块观测到的伴随着水力压裂的长周期长持续时间(Long-period Long-duration, LPLD)微地震事件也支持这一观点^[18]。LPLD 事件以 S 波信号为主,主要特征是频率较低(<100 Hz),持续时间长,没有明显的震相到时。在天然裂缝密度大和黏土含量高的区域,LPLD 事件明显增多,LPLD 事件可能和水力压裂裂缝与天然裂缝的相互作用有关。事实上,在有流体参与的地震活动较强的地区(如火山、俯冲带等)广泛存在着类似的地震

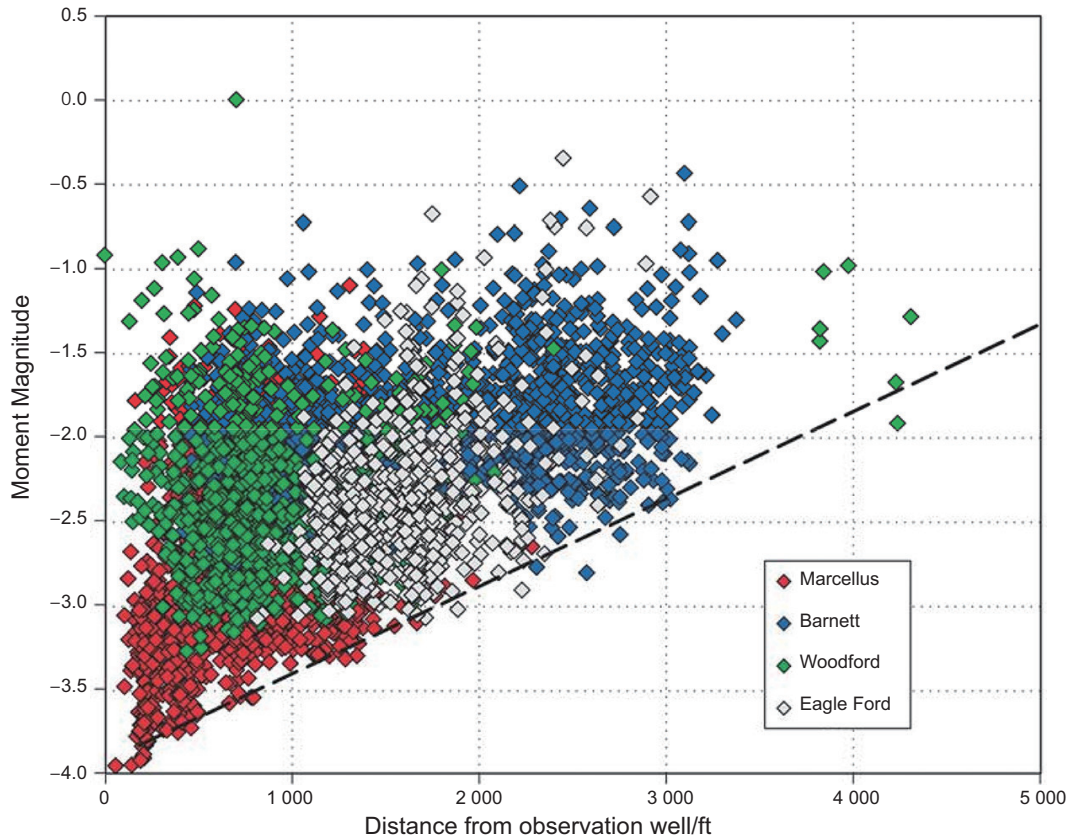


图2 北美四个主要页岩气区块微地震震级随监测距离的变化^[7]

Fig. 2 Moment magnitude vs. distance plot for several shale treatments in four major shale plays in North America^[7]

事件，称为震颤(Tremor)。根据LPLD事件和震颤相似的特征，推测这类事件和构造震颤具有相同的产生机制，即高压流体引起沿裂缝的缓慢剪切滑动。LPLD事件可能是水力压裂裂缝的主要变形机制，包含水力压裂裂缝尺寸的重要信息^[19]。目前对于LPLD事件是否广泛发育仍存在争议，LPLD事件只在某些特定的区块监测到，并且已报道的LPLD事件可能是区域性地震引起的信号，而和水力压裂活动无关^[20-21]。

2 监测台阵

合理的微地震监测台阵几何布局是监测项目成功的关键。微震监测项目可行性研究的核心内容就是通过模拟台阵的检测能力以及微震事件的定位误差，确定最优的台站布局^[22]。根据微地震监测仪器的布设方式，微地震监测台阵可分为井下台阵和地面台阵两大类。井下台阵是在目标井周围的一口或几口井中布置检波器阵列，是目前精度最高、最可靠的监测方法，商业微地震监测大多采用这种监测方式。井下台阵可以布置在直井、水平井或斜井中，其优势在于检波器

离压裂目标区域近(< 1000 m)，微地震信号衰减少且环境噪声水平低，信噪比高，能检测到大量高信噪比微地震事件信号；缺点是需要有合适距离的监测井，成本高，并且随着监测距离增加，井下台阵的监测能力和定位精度迅速下降，监测结果可能会出现系统性偏差，同时有限的方位角覆盖也降低了震源机制反演的可靠性。井下台阵适用于有大量可用监测井的成熟区块。地面台阵是布置在目标储层地表或浅地表的监测台阵，以接收来自压裂区域的微地震信号，是近年来发展起来的监测方式。除了不需要专门的监测井以外，地面台阵可以根据需要灵活调整台阵布局，监测范围大，成本低，适用于各种复杂的监测环境和条件，能监测到较大震级($ML > 0$)的微地震事件，同时宽方位角覆盖在震源机制反演方面有独特的优势。尽管地面台阵具有诸多诱人的优点，但是由于距离监测目标区远(> 3 km)、地层吸收衰减强、近地表构造复杂、地面背景噪声强等原因，地面台阵监测获得的微地震信号信噪比低，能监测到的有效微地震事件数目大幅度减少。因此，地面台阵监测的核心问题是通过优化台阵布局提高资料品质。

美国 Microseismic 公司 (MSI) 是地面微地震监测技术的倡导者, 经过了一系列测试实验后, 确定了用上千道普通检波器, 按星形放射状布置的观测方式^[23]。通过大量台站数据波形偏移叠加, 有效去除来自井场的不相干噪声, 从而极大地增强弱微地震事件检测能力。星形台阵的缺点是台站数目多, 施工难度大 (尤其是山区), 数据量大, 难以实时传输和处理。Microseismic 公司在此基础上, 又发展了稀疏浅井的埋藏布设方式, 可以对成熟开发区块进行大范围长期监测。法国 Magnitude 公司提出片区排列布设方案, 每个片区由上百道检波器按照一定规则分布在小范围内, 这样既能对地面噪声有比较好的压制效果, 又方便选取低噪声区域进行布设, 极大地增强了监测效果^[24]。我们创新性地提出由高灵敏度三分量宽频带地震仪组成的地面散点台阵布设方式, 用少量高质量宽频带台站来代替大规模台阵, 安装灵活方便, 对场地要求低, 更适合国内页岩气等致密油气开发的场地环境, 既可以记录到宽频带范围内的完整微地震事件信号, 也大幅度减少了数据量^[25]。

图 3 是井下和地面台阵相结合的综合微地震监测实例。W 井是四川盆地某页岩气水平井, 垂直井深约 3 000 m, 水平段长度约为 1 500 m, 采用 19 段分级压裂。微地震监测系统由一口深井 Z 井、地面星形台阵和散点台阵组成。Z 井中放置 20 级检波器, 级距 15 m, 位置为 2 500~2 800 m。星形台阵由 10 条测线 (蓝线), 共 1 193 道检波器组成。散点台阵由 22 个宽频带地震台站组成 (红三角形)。图 4 是三种台阵的微地震监测数据分别处理的结果。可以看出, 微地震事件空间分布特征基本一致^[25]。尽管三种不同的监测方式获得的微地震事件个数、空间分布等参数不完

全相同, 但对压裂效果的评估并未产生本质差异。井下台阵和地面台阵对比监测实验表明, 地面台阵能够得到可靠的观测数据, 监测到较大震级的微地震事件, 而这些事件基本上能满足裂缝刻画的需求, 是经济可行的监测方案。由于国内非常规勘探处于起步阶段, 野外可供井下观测的井较少, 地面微地震监测需求量大。可以预见, 未来几年地面监测将有一个飞跃式的发展, 成为非常规油气勘探阶段储层压裂改造监测的关键技术。因此, 发展和完善经济有效、适应不同环境的地面微地震监测方法和技术, 是下一步的重点研究方向。

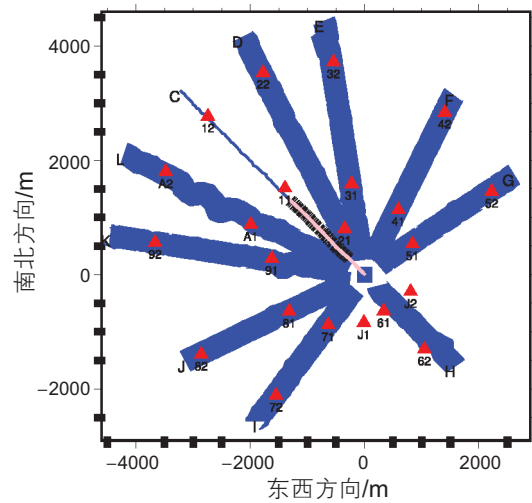


图 3 四川某页岩气井水力压裂综合微地震监测实验台阵分布^[25]

Fig. 3 Array geometry of an integrated microseismic monitoring experiment in the shale play inside the Sichuan Basin^[25]

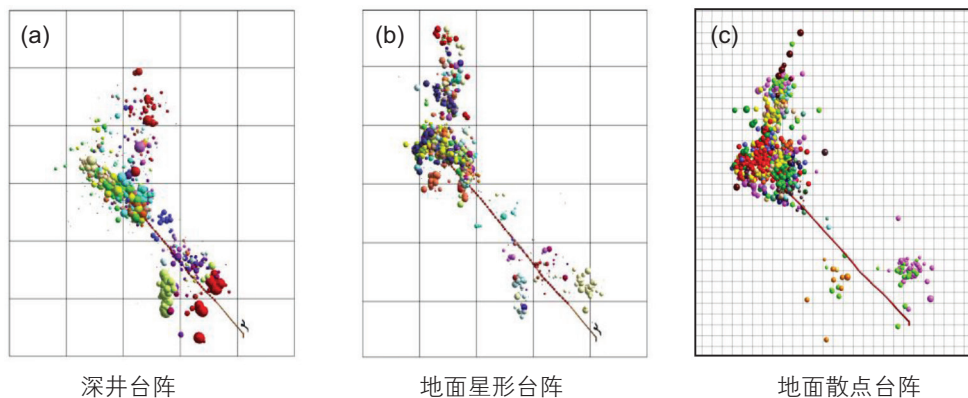


图 4 不同监测台阵微地震事件定位结果对比^[25]

Fig. 4 Comparison of microseismic events detected by three different types of monitor array^[25]

3 微地震工具箱

目前,微地震监测还没有行业标准。CSEG (Canadian Society of Exploration Geophysicists)微地震委员会根据微地震监测的实践经验,给出了水力压裂微地震监测产出的参考标准规范^[26]。现代微地震资料处理向精细化方向发展,微地震监测的目标是尽可能获得更多微地震参数,充分挖掘微地震事件中的信息,以更加客观准确地评价水力压裂改造效果。

3.1 时空分布

微地震震源的时空分布是微地震监测最直观也是使用最广泛的信息,用于指示水力压裂裂缝的位置、长度、高度等信息。传统基于能量的微地震事件检测方法,如STA/LTA、AIC等方法,能够可靠地识别高信噪比微地震事件^[27]。微地震事件数目随震级增大呈指数减少,因此弱微地震事件检测是微地震监测成功的关键。然而,微地震事件震级小、频率高,地层吸收衰减较强,导致大部分微地震信号信噪比低。即使是井下监测,往往也由于不能准确地识别S波震相到时,可定位的微地震事件数目大大降低。面对这种挑战,主要有偏移叠加和样本事件扫描两种数据处理方式来提高微地震事件检测能力。偏移叠加方法由于不需要拾取震相到时,能够自动处理连续监测数据流,已经成为大规模地表微地震监测数据的通用处理方式^[28]。偏移叠加方法的主要问题是数据量大导致实时性差,并且叠加特征函数众多,目前还没有对最优特

征函数达成共识。样本事件扫描是另一种检测弱地震事件的有效方法,其根据不同事件的波形相似性,利用已有地震事件(样本事件)和连续波形记录的相关函数来识别弱地震事件。改进的样本事件扫描方法能够进一步对检测到的弱地震事件进行精确相对定位,降低了各向异性速度模型等因素对微地震定位精度的影响^[29]。前面已经提到,微地震事件分布相对集中,并且震源机制接近,其中包含大量重复地震事件,因此样本事件扫描方法十分适用^[30]。图5是分别利用某商业微地震软件(图5a)和样本事件扫描方法(图5b)独立处理W井第19级压裂井下微地震监测数据的结果。两种方法得到的微地震事件空间分布特征基本一致。商业软件共检测到206个微地震事件,而样本事件扫描方法使用36个样本事件共检测到1038个微地震事件^[31]。样本事件扫描方法能够大幅度提高弱地震事件检测能力,和商业软件处理结果相比,在保持较低事件误报率的同时,能将微地震数目提高5-10倍^[31]。

3.2 震源机制

微地震震源机制能够提供岩石破裂过程和破裂类型的具体信息,对于明确流体与基质、天然断层相互作用形成复杂空间裂缝网络机理具有重要意义,被认为是突破微地震解释“Dots in Box”的关键。然而,由于技术上的原因,微地震震源机制一直未能在微震监测中得到广泛应用。前面提到,微地震震源机制包含剪切和拉伸过程的混合破裂过程,需要进行矩张量反演,以完整描述震源破裂过程。矩张量反演受速度模型、地层衰减、震源定位精度、台站方位角覆盖等

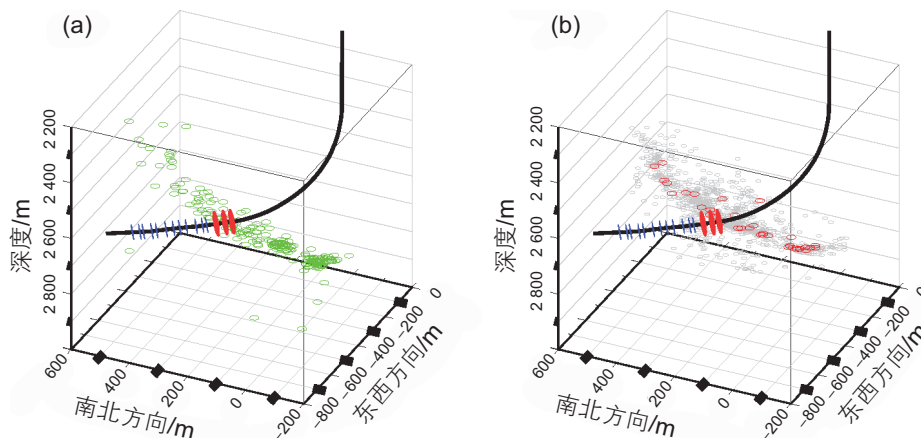


图5 (a)某商业微地震软件和(b)样本事件扫描方法处理W井第19级压裂井下微地震监测数据的结果^[31]

Fig.5 Microseismic results during the 19th stage hydraulic fracturing treatment of the Well W from (a) One commercial microseismic software and (b) Template-based method^[31]

因素影响,在井下单井线性台阵的观测条件下,矩张量反演是病态的,不能对矩张量所有分量(尤其是拉伸分量)进行有效约束,极易产生虚假分量。不过,近年来地面台阵的发展为震源机制可靠反演创造了条件。现阶段主要有波形拟合法、振幅比法和偏移叠加法三种震源机制反演方法,分别适用于不同信噪比的微地震事件。

图6是利用波形拟合法反演微地震震源机制的一个例子,分别拟合各台站三分量波形记录的P波和S波波形,确定最优震源机制解。波形拟合法充分利用了波形的极性和振幅信息,只需要利用少量台站观测数据就能得到较为稳定可靠的反演结果^[32]。不利因素是需要精确的速度模型,并且在储层尺度下高频地震波传播模拟将变得极不稳定,因此波形拟合法只适用于反演较大震级微地震事件的震源机制反演。振幅比法是P波初动法的延伸,在台站方位角分布较好的条件下,利用10~15三分量台站的观测就能得到较为稳定可靠的反演结果^[33],并且振幅比法对速度模型不敏感,容易去除衰减、场地效应等因素的影响。与波形拟合法相比,适用于更低震级的微地震事件。对于信噪比低小于1的微地震事件,近年来逐渐发展了一种基于偏移叠加方法的震源机制反演方法,其主要思

想是在偏移叠加前,用辐射花样进行完全校正^[34]。该方法能进一步提高微地震事件检测能力,同时得到较为稳定可靠的破裂平面解。

除了震源位置和震源机制外,还能从这两个基本参数中衍生出一系列微地震参数,如地震矩、震级、震源半径、平均位移、主应力方向、应力降等。统计大量微地震事件的参数,还可以得到一些有用的统计物理量,如累积地震矩和b值等。特别地,Gutenberg-Richter公式中的b值是描述地震相对大小分布的常数,与介质均匀程度或岩石中应力状态有关,一般随着介质应力水平的提高而减小,常常用来区分水力压裂过程中的天然断层活化和新裂缝的扩展^[35]。值得注意的是,受限于监测条件等多种因素影响,所有微地震参数都存在一定误差,因此在进行微震综合解释之前,要充分考虑微震监测结果的不确定性和可能的偏差,对监测结果进行质量控制,否则可能会导致完全不同的甚至错误的解释^[36]。例如,对于一条简单的裂缝,微震监测结果由于定位误差而相当弥散,有可能被解释为复杂的裂缝。除此之外,台站分布还可能引起监测结果出现系统性偏差。一种典型的监测偏差是,距离监测台阵越远,监测震级下限越大(图2),形成随距离增加微震数目减少的假象。

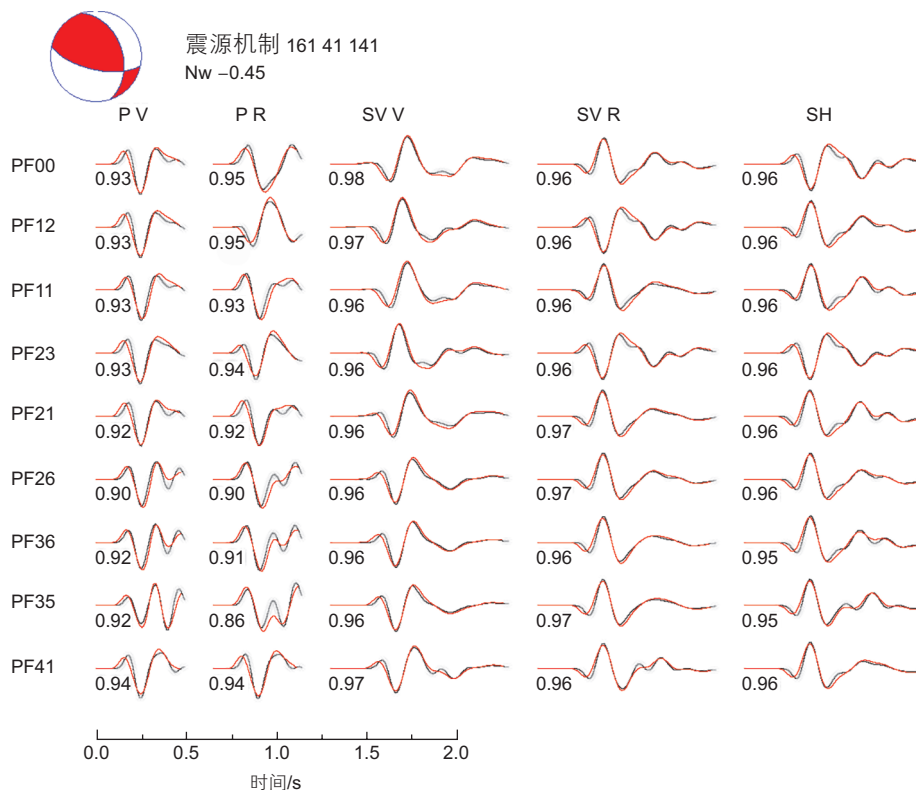


图6 波形拟合法反演微地震震源机制解

Fig.6 Source mechanism inversion based on waveform modeling

4 水力压裂改造效果评价

4.1 有效储层改造体积

储层改造体积(Stimulated Reservoir Volume, SRV)是伴随着体积压裂提出来的一个新概念,主要指井筒周围由水力压裂形成复杂的空间裂缝网络,被充分改造的储层体积^[3]。改造储层体积是油气的主要来源,因此,水力压裂的目的是尽可能地增大改造储层体积。改造储层体积由于内部的裂缝密度(fracture density)和复杂度(fracture complexity)不同,对于产量的贡献也不同,只有相互连通的有效裂缝对产量有贡献^[37],于是又形成了有效改造储层体积(Effective Stimulate Reservoir Volume, ESRV)的概念,指裂缝密度和复杂度较高,和井筒连通性好,对于产量有实质性贡献的储层体积^[38]。

目前常用的方法是根据微地震监测结果,联合天然裂缝分布、地应力方向等资料建立离散裂缝网络(Discrete Fracture Networks, DFN)模型,在此基础上计算有效储层改造体积。微震的震源机制包含裂缝大小、裂缝破裂面方位以及裂缝类型(张开或闭合)等具体信息,因此构建离散裂缝网络模型时,除了利用微震震源的空间分布外,还可以引入微震的震源机制更精确地约束裂缝方向,使之更符合实际(图7)^[39]。得到的裂缝模型和储层改造体积可以直接应用于油藏模拟,用于进行产能预测。

4.2 水力压裂施工方案优化

微震监测不仅能够评价压裂效果,近实时的监测

结果还能够反馈于水力压裂施工,以最低成本达到最优压裂效果。一方面,实时微震监测好像水力压裂的“眼睛”,能够实时地监测裂缝动态扩展和延伸,从而指导优化水力压裂施工。水平井多级压裂的级间距过宽或过窄都会造成资源浪费,可以根据实时微震监测结果进行调整;另一方面,水力压裂裂缝扩展可能连通天然断层、高压区、含水层等,触发大震级事件,不但达不到预期目的,还可能对环境造成污染或破坏。图8是天然断层活化的例子。图8a是W井第19级水力压裂微地震事件分布。水力压裂一开始,产生了大量较大震级微地震事件(青色圆圈),其b值约为0.42,推测这是由于连通天然断层引起的^[31]。发现这种情况后立即调整了压裂施工方案,加入暂堵剂后,在射孔周围产生许多新的微地震事件(蓝色圆圈),其b值约为1.34,推测这部分事件和水力压裂改造有关。除了实时优化压裂施工以外,微地震监测还有助于新井的井位布局和压裂施工设计,能在一定程度上促进对区块的整体认识,有针对性地改进水力压裂施工工艺和完井策略,减少勘探和评价井需求数量,加速整体区块的学习曲线和勘探开发进程。

4.3 储层各向异性

除了直接利用微地震参数外,微震产生的波形信号经地层传播至观测台站,波形中也包含储层改造特征信息。波形的剪切波分裂(Shear Wave Splitting, SWS)是地层各向异性的最直接证据,能够揭示常规勘探方法不能得到的储层裂缝特征^[40]。页岩等非常规储层由于水平层状储层介质本身具有较强各向异性,压裂改造形成的定向排列裂缝也会引起储层各向异性^[41](图9)。微震事件的S波能量较强,并且频率成分丰

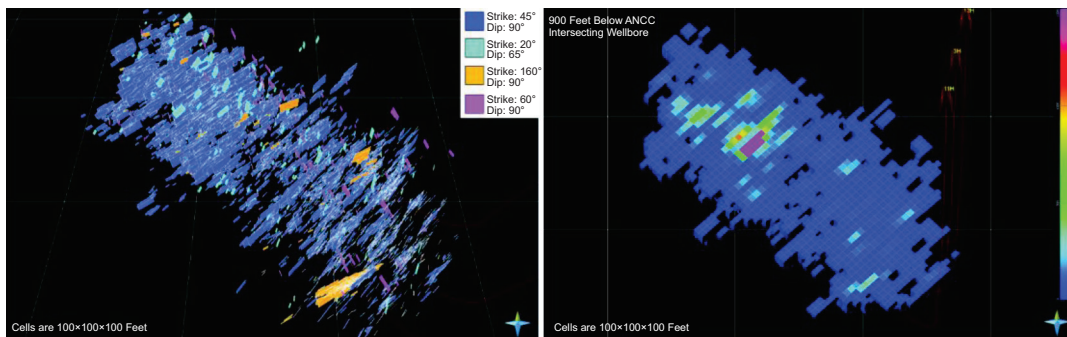


图7 (a) 综合微震定位和震源机制得到的离散裂缝网络模型; (b) 利用离散裂缝网络模型得到的改造体积^[39]

Fig. 7 (a) Discrete fracture network created from the geocellular model utilizing locations and source mechanisms of microseismic events; (b) Stimulated reservoir volume created using the discrete fracture network, with hot colors indicating high permeability^[39]

富，非常适合于剪切波分裂研究。Verdon 等^[42]提出了一种利用岩石物理模型，反演裂缝方位和密度，以更好地匹配微震剪切波分裂观测的方法，并在实际微震数据中成功应用。大量观测表明，剪切波分裂强度和快波偏振方位随水力压裂施工会发生显著变化，说明裂缝的扩展和形成^[43]。剪切波分裂不仅能够提供储层中裂缝方位和密度，同时由于剪切波分裂依赖于频率，其对于裂缝尺寸和裂缝中流体类型也非常敏感。利用

剪切波分裂频率依赖的特点，基于孔弹性岩石物理模型，可以同时反演得到储层的裂缝方位、密度和尺寸等信息^[41, 44-45]。这些参数对于进一步获取储层裂缝连通性和渗透率具有重要意义。

5 讨论与展望

(1) 微地震监测技术是定量评估水力压裂改造效果

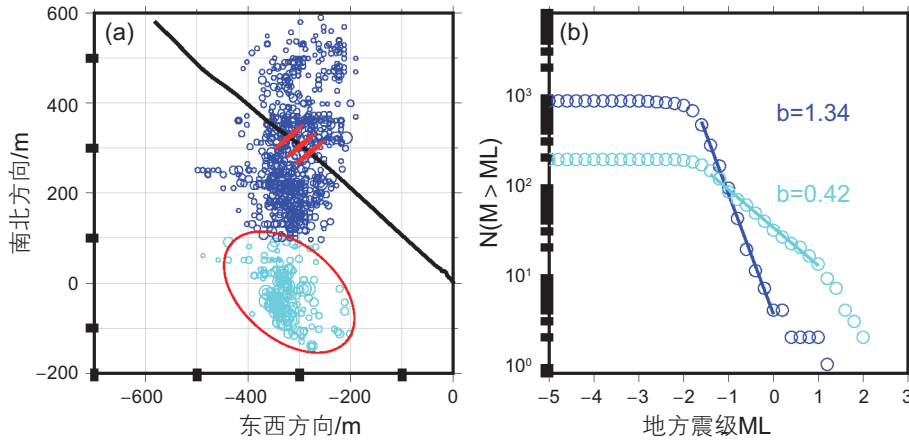


图 8 (a)W 井第 19 级水力压裂微地震事件分布，青色圆圈是天然断层活化诱发的微地震事件，蓝色圆圈是水力压裂改造引起的微地震事件；(b)a 中两类微地震事件的 b 值统计^[31]

Fig. 8 (a) Distribution of microseismic events during the 19th stage hydraulic fracturing treatment of the Well W. The cyan circles represent the events possibly induced by the reactivation of a nearby natural fault, and the events associated with hydraulic stimulation are indicated by blue circles. (b) Frequency-magnitude relationship for the two microseismic event clusters in (a)^[31]

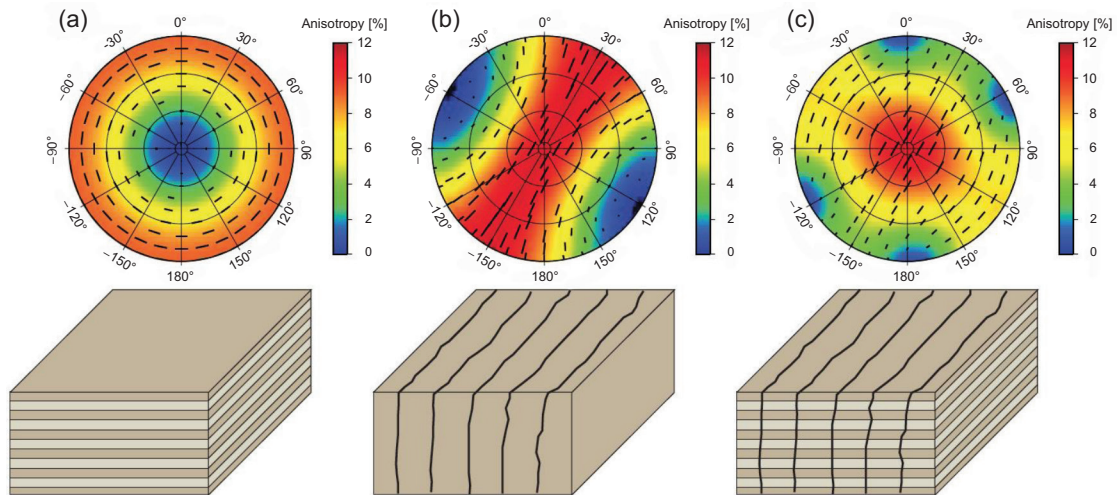


图 9 (a) 水平层状 VTI 各向异性；(b) 含垂直裂缝 HTI 各向异性；(c) 含垂直裂缝的水平层状各向异性剪切波分裂模拟结果^[41]
 Fig. 9 Synthetic upper hemisphere plots of shear wave splitting for (a) VTI anisotropy due to horizontal layering; (b) HTI anisotropy due to aligned vertical fractures and (c) orthorhombic anisotropy due to vertical fractures in a horizontally layered medium^[41]

的主要方法,能够获得人工裂缝长度、宽度、分布、方位、密度、连通性等特征参数,是储层压裂中最精确、最及时、信息最丰富的监测手段,具有广阔的应用前景。

(2)掌握微地震事件的信号特征,明确微地震事件的产生机理,建立微地震参数和储层改造体积、渗透率等储层特征参数关系的物理模型,是进行综合微地震解释的基础。

(3)地面台阵是经济可行的微地震监测方案,能满足裂缝刻画的需求,进一步发展适合于我国复杂地质环境和场地条件的地面微地震监测技术是未来的发展方向。

(4)加强微地震弱事件检测、精定位、快速矩张量

反演等核心技术研究,以满足复杂地质和环境条件下的监测需求。同时规范微地震监测,建立相应行业标准,进一步扩大微地震监测技术服务的能力和范围。

(5)发展联合震源位置、震源机制等多种微地震参数的微地震解释技术,建立更符合实际的离散裂缝网格,结合剪切波分裂等方法,获得准确的有效储层改造体积、裂缝密度、裂缝联通性、储层渗透率等关键信息,以对储层改造效果进行综合评估。

致谢

感谢川庆钻探工程有限公司地球物理勘探公司提供微地震监测数据。

参考文献

- [1] 邹才能,陶士振,杨智,等.中国非常规油气勘探与研究新进展[J].矿物岩石地球化学通报,2012,31(4):312-322.[ZOU C N, TAO S Z, YANG Z, et al. New advance in unconventional petroleum exploration and research in China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2012, 31(4): 312-322.]
- [2] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.[JIA C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.]
- [3] MAYERHOFER M J, LOLON E P, WARPINSKI N R, et al. What is stimulated reservoir volume?[J]. SPE Production & Operations, 2010: 89-98.
- [4] JACOBS T. Downturn represents stress test for unconventional hydraulic fracture modeling[J]. Journal of Petroleum Technology, 68(4): 44-49.
- [5] KING G E. 60 years of multi-fractured vertical, deviated and horizontal wells: What have we learned?[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. SPE170952, 27-29 October, 2014.
- [6] WARPINSKI N, MAYERHOFER M, VINCENT M, et al. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(10): 39-51.
- [7] WARPINSKI N, DU J, ZIMMER U. Measurements of hydraulic-fracture-induced seismicity in gas shales[J]. SPE Production & Operations, 2012: 240-252.
- [8] 刘振武,撒利明,巫芙蓉,等.中国石油集团非常规油气微地震监测技术现状及发展方向[J].石油地球物理勘探,2013,48(5):843-853 [LIU Z W, SA L M, WU F R, et al. Microseismic monitor technology status for unconventional resource E&P and its future development in CNPC[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2013, 48(5): 843-853.]
- [9] AGARWAL K, MAYERHOFER M J, WARPINSKI N R. Impact of geomechanics on microseismicity[C]. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria. SPE152835, 20-22 March, 2012.
- [10] ZOBACK M D, JARJES H P. Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany[J]. Journal of Geophysical Research, 1997, 102(B8): 18477-18491
- [11] GALE J F, REED R M, HOLDER J. Natural fractures in the Barnett shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [12] RUTLEDGE J T, PHILLIPS W S. Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, Carthage Cotton Valley gas field, east Texas[J]. Geophysics, 2003, 68(2): 441-452.
- [13] WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, AGARWAL K, et al. Hydraulic-fracture geomechanics and microseismic-source mechanisms[J]. SPE Journal, 2013, 766-780.
- [14] CIPOLLA C, MAXWELL S, MARK M. Engineering guide to the application of microseismic interpretations[C]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA. SPE152165, 6-8 February, 2012.
- [15] NAGEL N, GARCIA X, SANCHEZ M, et al. Understanding SRV: A numerical investigation of wet vs. dry microseismicity during hydraulic fracturing[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA. SPE159791, 8-10 October, 2012.

- [16] ARROWSMITH S J, EISNER L. A technique for identifying microseismic multiplets and application to the Valhall field, North Sea[J]. *Geophysics*, 2006, 71(2): V31-V40.
- [17] SILENY J, HILL D P, EISNER L, et al. Non-double-couple mechanisms of microearthquakes induced by hydraulic fracturing[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2009, 114: B08307.
- [18] DAS I, ZOBACK M. Long-period long-duration seismic events during hydraulic stimulation of shale and tight-gas reservoirs-Part 2: Location and mechanisms[J]. *Geophysics*, 2013, 78(6): KS109-KS117.
- [19] ZOBACK M, KOHLI A, DAS I, et al. The importance of slow slip on faults during hydraulic fracturing stimulation of shale gas reservoirs[C]. *SPE Americas Unconventional Resources Conference*, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. SPE155476, 5-7 June, 2012.
- [20] CAFFAGNI E, EATON D, VAN DER BAAN M, et al. Regional seismicity: A potential pitfall for identification of long-period long-duration events[J]. *Geophysics*, 2015, 80(1): A1-A5.
- [21] ZECEVIC M, DANIEL G, JURICK D. On the nature of long-period long-duration seismic events detected during hydraulic fracturing[J]. *Geophysics*, 2016, 81(3): KS109-KS117.
- [22] FREUDENREICH Y, OATES S J, BERLANG W. Microseismic feasibility studies assessing the probability of success of monitoring projects[J]. *Geophysical Prospecting*, 2012, 60(6): 1043-1053.
- [23] DUNCAN P M, Eisner L. Reservoir characterization using surface microseismic monitoring[J]. *Geophysics*, 2010, 75(5): 75A139-75A146.
- [24] ROUX P F, BARDAINNE T, KOSTADINOVIC J, et al. Increasing the accuracy of microseismic monitoring using surface patch arrays and a novel processing approach[J]. *First Break*, 2014, 32: 95-101.
- [25] TANG Y, NIU F, CHEN H et al. Comparison of microseismic detectability between surface and downhole arrays, 2016, to be submitted.
- [26] MAXWELL S, REYNOLDS F. Guidelines for standard deliverables from microseismic monitoring of hydraulic fracturing[J]. *CSEG Recorder*, 2013, 56-59.
- [27] AKRAM J, EATON D W. A review and appraisal of arrival-time picking methods for downhole microseismic data[J]. *Geophysics*, 2016, 81(2): KS67-KS87.
- [28] DREW J, WHITE R S, TILMANN F, et al. Coalescence microseismic mapping[J], *Geophysical Journal International*, 2013, 195: 1773-1785.
- [29] Zhang M, Wen L. An effective method for small event detection: match and locate (M&L) [J]. *Geophysical Journal International*, 2015, 200: 1523-1537.
- [30] CAFFAGNI E, EATON D W, JONES J P, et al. Detection and analysis of microseismic events using a Matched Filtering Algorithm (MFA)[J]. *Geophysical Journal International*, 2016, 206: 644-658.
- [31] CHEN H, MENG X, NIU F, et al. An iterative matching and locating technique for borehole microseismic monitoring, 2016, to be submitted.
- [32] BUSFAR H, TOKSOZ M N. Determining the focal mechanisms and depths of relatively small earthquakes using a few stations by full-waveform modeling[J]. *Geophysical Prospecting*, 2013, 61: 712-724.
- [33] HARRIS K, BACON R. Utilizing source mechanism and microseismic event location to identify faults in real-time using wireless seismic recording systems – an Eagle Ford case study[J]. *First Break*, 2015, 33: 57-61.
- [34] STANEK F, ANIKIEV D, VALENTA J, et al. Semblance for microseismic event detection[J]. *Geophysical Journal International*, 2015, 201: 1362-1369.
- [35] WESSELS S, DE LA PENA A, KRATZ M, et al. Identifying faults and fractures in unconventional reservoirs through microseismic monitoring[J]. *First Break*, 2011, 29: 99-104.
- [36] ZIMMER U, MAXWELL S, WALTMAN C, et al. Microseismic monitoring quality-control (QC) reports as an interpretative tool for nonspecialists[J]. *SPE Journal*, 2009, 14(4): 737-745.
- [37] 孙海成, 汤达祯, 蒋廷学. 页岩气储层裂缝系统影响产量的数值模拟研究[J], *石油钻探技术*, 2011, 39(5): 63-67.[SUN H C, TANG D Z, JIANG T X. Numerical simulation of the impact of fracture system on well production in shale formation[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(5): 63-67.]
- [38] URBANCIC T, BAIG A, GOLDSTEIN S. Assessing stimulation of complex natural fractures as characterized using microseismicity: An argument the inclusion of sub-horizontal fractures in reservoir models[C]. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, The Woodlands, Texas, USA. SPE152616, 6-8 February, 2012.
- [39] DETRING J P, WILLIAMS-STROUD S. Using microseismicity to understand subsurface fracture systems and increase the effectiveness of completions: Eagle Ford Shale, TX[C]. *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, Canada. SPE162845, 30 October-1 November, 2012.
- [40] CRAMPIN S. The new geophysics: Shear-wave splitting provides a window into the crack-critical rock mass[J]. *The Leading Edge*, 2003, 22(6): 536-549.

- [41] BAIRD A F, KENDALL J M, ANGUS D A. Frequency-dependent seismic anisotropy due to fractures: Fluid flow versus scattering[J]. *Geophysics*, 2013, 78(2): WA111-WA122.
- [42] VERDON J P, KENDALL J M, WUSTEFELD A. Imaging fractures and sedimentary fabrics using shear wave splitting measurements made on passive seismic data[J]. *Geophysical Journal International*, 2009, 179(2): 1245-1254.
- [43] WUESTEFELD A, VERDON J P, KENDALL J M, et al. Inferring rock fracture evolution during reservoir stimulation from seismic anisotropy[J]. *Geophysics*, 2011, 76(6): WC157-WC166.
- [44] AL-HARRASI O H, AL-ANBOORI A, WUSTEFELD A, et al. Seismic anisotropy in a hydrocarbon field estimated from microseismic data[J]. *Geophysical Prospecting*, 2011, 59: 227-243.
- [45] AL-HARRASI O H, KENDALL J M, CHAPMAN M. Fracture characterization using frequency-dependent shear wave anisotropy analysis of microseismic data[J]. *Geophysical Journal International*, 2011, 185(2): 1059-1070.

Recent advances in microseismic monitoring and implications for hydraulic fracturing mapping

CHEN Haichao¹, TANG Youcai^{1,2}, NIU Fenglin^{1,2}, YIN Chen³, WU Furong³

1 Unconventional Natural Gas Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing, 102249, China

2 The State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Sichuan Geophysical Company of CNPC, Chengdu 610213, China

Abstract As a valuable technology for evaluating the effectiveness of hydraulic fracturing operation, microseismic monitoring is essential for scientific and efficient development of unconventional reservoirs. However, several key aspects of this technology, including microseismic geomechanics, detection and accurate location of weak microseismic events and comprehensive interpretation, remain elusive or challengeable. Taking an integrated microseismic monitoring project in the Sichuan basin shale play as an example, we summarize recent advances in several aspects of microseismic monitoring, including data acquisition, processing and interpretation. Considering the research features of the Center of Global and Applied Seismology (CGAS) of China University of Petroleum-Beijing, this paper elaborates on surface microseismic monitoring arrays, weak event detection with a template-based method, source mechanism inversions and their implications in hydraulic fracturing imaging. Finally, several key scientific issues to be further studied are outlined.

Keywords hydraulic fracturing; microseismic monitoring; surface array; template method; source mechanism; stimulated reservoir volume

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.016

(编辑 付娟娟)