

四川长宁—威远区块水力压裂引起的断层滑移和套管变形机理及防控策略

陈朝伟¹, 项德贵¹, 张丰收^{2,3*}, 安孟可^{2,3}, 尹子睿^{2,3}, 蒋振源^{2,3}

1 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206

2 同济大学岩土与地下工程教育部重点实验室, 上海 200092

3 同济大学土木工程学院地下建筑与工程系, 上海 200092

* 通信作者, fengshou.zhang@tongji.edu.cn

收稿日期: 2019-06-20

国家科技重大专项“工厂化钻井技术研究与应用”(2016ZX05022001)、国家科技重大专项“深井超深井”高效快速钻井技术及装备(2016ZX05020002)和国家自然科学基金面上项目“深部裂隙岩体水力压裂裂缝三维非平面扩展和复杂缝网形成机理研究”(41772286)联合资助

摘要 自2009年以来,在四川长宁—威远国家级页岩气示范区开始了大规模的页岩气开发,其主体技术是水平井和多段水力压裂。但是该地区30%以上的水平井在水力压裂过程中出现了套管变形,这不仅导致压裂段数减少和单井产量下降,同时亦使井的完整性出现问题从而缩短井的生命周期,严重制约着该地区页岩气的高效开发。本文针对长宁—威远地区水力压裂引起的断层滑移和套管变形机理展开研究并提出套管变形的一些防控策略。首先对长宁—威远区块的套管变形的几何特征进行了统计分析,同时结合蚂蚁体追踪的断层位置和微地震信号的时空特征分析,综合得到了该地区套管变形与水力压裂诱发的断层滑动存在相关性的结论。然后对长宁—威远地区地应力进行了描述,通过对现场滑动断层的受力分析,得到了断层滑动可能优先于水力压裂发生的可能性。介绍了压裂施工可能导致的断层稳定与不稳定滑动对套管变形的影响,分析了控制断层滑移的主控因素并提出了触发类和诱发类两种不同的断层滑动模式。分析了断层泥矿物成分对其摩擦性能及其对断层稳定性的影响,指出长宁—威远地区页岩断层泥的黏土成分小于某一临界含量值时,会表现出来速度弱化从而导致断层的不稳定滑动。最后在此基础上,提出了套管变形的一些防控策略:(1)在断层滑动引起的套管受力变形的基础上总结了套管和水泥环的材料和设计对套管变形的影响;(2)基于诱发类断层滑动研究了施工参数对断层滑移量和套管变形量的影响;(3)基于诱发类断层滑动提出断层滑动风险预测的概念方法;(4)最后综合提出了一套基于地质工程一体化的防控方案。

关键词 长宁—威远;水力压裂;套管变形;断层滑移;摩擦;触发与诱发

Fault slip and casing deformation caused by hydraulic fracturing in Changning-Weiyuan Blocks, Sichuan: Mechanism and prevention strategy

CHEN Zhaowei¹, XIANG Degui¹, ZHANG Fengshou^{2,3}, AN Mengke^{2,3}, YIN Zirui^{2,3}, JIANG Zhenyuan^{2,3}

1 CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing 102206, China

引用格式: 陈朝伟, 项德贵, 张丰收, 安孟可, 尹子睿, 蒋振源. 四川长宁—威远区块水力压裂引起的断层滑移和套管变形机理及防控策略. 石油科学通报, 2019, 04: 364-377

CHEN Zhaowei, XIANG Degui, ZHANG Fengshou, AN Mengke, YIN Zirui, JIANG Zhenyuan. Fault slip and casing deformation caused by hydraulic fracturing in Changning-Weiyuan Blocks, Sichuan: Mechanism and prevention strategy. Petroleum Science Bulletin, 2019, 04: 364-377. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.04.033

2 Key Laboratory of Geotechnical & Underground Engineering of Ministry of Education, Tongji University, Shanghai 200092, China

3 Department of Geotechnical Engineering, College of Civil Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China

Abstract Since 2009, large-scale shale gas development has begun in Changning-Weiyuan blocks, Sichuan Province. The main driven technologies are horizontal drilling and multi-stage hydraulic fracturing. But more than 30% of horizontal wells in this area encountered casing deformation in the process of hydraulic fracturing, which not only reduces the number of fracturing stages, but also causes problems in terms of well integrity, thus shortening the life cycle of wells and seriously restricting the efficient development of shale gas in this area. In this paper, the mechanisms of fault slippage and casing deformation caused by hydraulic fracturing in Changning-Weiyuan blocks are studied, and some prevention and control strategies of casing deformation are proposed. Firstly, the geometric characteristics of casing deformation in Changning-Weiyuan blocks are analyzed. At the same time, the correlation between casing deformation and fault slippage induced by hydraulic fracturing is summarized by analyzing the locations of faults given by the Ant-tracking seismic volume and the temporal and spatial characteristics of microseismic signals. Then the characteristics of in-situ stress in Changning-Weiyuan blocks is described. Through the sliding analysis of the reactivated natural fault in the field, it is found that the fault slip may take precedence over the occurrence of hydraulic fracturing during the pumping. The influence of fault stability and unstable sliding on casing deformation is discussed. The main controlling factors of controlling fault slip are analyzed and two different fault slip modes, triggered and induced, are proposed. The influence of mineral composition of fault gouge on the friction properties and stability of faults is analyzed. It is pointed out that when the clay content of fault gouge in Changning-Weiyuan blocks is less than a certain critical value, velocity weakening behaviors of fault gouge and unstable slip of fault can be promoted. Finally, some prevention and control strategies of casing deformation are proposed. (1) Based on the casing deformation caused by fault slippage, the influence of casing and cement ring materials and design on casing deformation is summarized. (2) Based on induced fault slippage, the influence of injection parameters on fault slip and casing deformation is studied. (3) On the basis of the induced fault slippage, a conceptual method for fault slip risk prediction is proposed. (4) Finally, a set of prevention and control scheme based on the integration of geological engineering is put forward.

Keywords Changning-Weiyuan; hydraulic fracturing; casing deformation; fault slippage; friction; triggered and induced

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.04.033

0 引言

四川盆地作为我国的四大盆地之一，位于中国西南部、长江中上游，由青藏高原、大巴山、巫山、大娄山和云贵高原等环绕而成，盆地周缘褶皱变形强烈，盆内构造分区明显^[1]，受喜马拉雅构造域的影响，区域主压应力方向为NE-SW向^[2]。四川盆地是在上扬子克拉通基础上发展起来的大型叠合盆地^[3]，其构造演化被认为经历了三个主要的阶段^[4]：第一阶段是扬子古陆块形成演化阶段，第二阶段是震旦纪至中三叠纪稳定克拉通海盆发展阶段，第三阶段是晚三叠纪以来的内陆湖盆发展阶段。在多阶段的构造演化过程中，使得四川盆地的地质状况较为复杂，形成了六个主要的地形分区^[1]，即川北低缓构造带、川西和川南低陡构造带、川西南低褶构造带、川中平缓构造带和川东高陡构造带。四川盆地下志留统的龙马溪组页岩^[5]、中二叠统的栖霞组和茅口组泥页岩^[6]和上二叠统的龙潭组页岩^[7]为诸多油气田提供了丰富的成藏条件。发育在震旦系一中三叠统的碳酸盐岩储层也可以形成优质的孔隙型储层，如上二叠统长兴组和下三叠统飞仙

关组的白云岩储层^[8-9]。

自2009年以来，四川盆地的长宁—威远国家级页岩气示范区开始大规模开发页岩气，其主体技术是水平井和多段水力压裂。但是在水力压裂过程中出现了严重的套管变形问题。截至2018年12月，长宁区块已完成压裂的113口井中，发生套变井总计39口，套变比例达34.5%，累计放弃有效长度4603.99 m。截至2018年10月，威远区块共完成74口井压裂，套变井36口，占比48.6%，设计1697段，实际压裂1608段。在长宁和威远区块压裂工艺采用电缆带分簇射孔工具加桥塞工艺进行多段改造，按照从脚趾到脚跟的顺序压裂。压裂施工前通井顺利，压裂之后才发生了钻塞通不过，或者下桥塞过不去的情况。因此可以断定套管变形均发生在水力压裂过程中，压裂是套管变形的工程因素。四川盆地复杂的构造地质条件使得该地区断层和裂缝非常发育，容易发生由于断层滑移引起的套管剪切变形，其主要机理是在水力压裂的过程中，大量压裂液进入天然裂缝中，使其孔隙压力升高，而天然裂缝中的有效应力降低，当有效应力降低到一定程度时，就会导致断层滑移，如果套管穿过此断层，

则会受到滑移断层的剪切作用,产生变形。

目前套管变形是长宁—威远区块页岩气开发迫切需要解决的关键工程问题。套管变形问题不仅导致压裂段数减少单井产量下降,同时亦使整口井完整性出现问题缩短井生命周期,从而严重制约着页岩气的高效开发。

1 长宁—威远地区套管变形特征

1.1 套管变形的统计特点

对威远、长宁、昭通三个页岩气区块的共9口井的套管变形数据进行了分析。套管变形的程度可以根据井径成像测井仪MIT(Mutil-Finger Image Tool)来进行监测(图1),其主要的原理是基于24条沿套管内壁均匀分布的半径曲线数据的分析来获取套管变形的特征。在这9口井中—共识别出35个套变点,利用24个半径曲线的相对变化,可以重构每一个套管变形

的几何特征。根据这些几何特征可将套管变形大致分成三类:剪切、挤压和复合类。其中剪切类占比高达60%,这说明断层滑移引起的剪切是套管变形的主要形式。剪切类套管变形有如下特征:(1)变形具有局部性,变形范围为米量级;(2)在“波峰”范围内,套管向一个方向运动,受力方向一致,半“波长”或受力面长度为米级;(3)多阶性,在套管变形范围内,相互交错,具有“剪刀差”特征,可存在1到8个相互交错的运动方向;(4)在同一阶内,两个“波峰”或“波谷”值比较接近。

1.2 蚂蚁体与套管变形相关性

为了进一步明确套管变形与断层的关系,比较了套管变形点与蚂蚁体断层的相关性。通过蚂蚁体追踪技术得到的长宁—威远区块某平台的断层分布如图2所示,其中红色蓝框圆点为套管变形点,将套管变形点落到蚂蚁体裂缝带预测图上,可以看出,套管变形点共有11个,而处在蚂蚁体裂缝带所识别的断层上的达8个,说

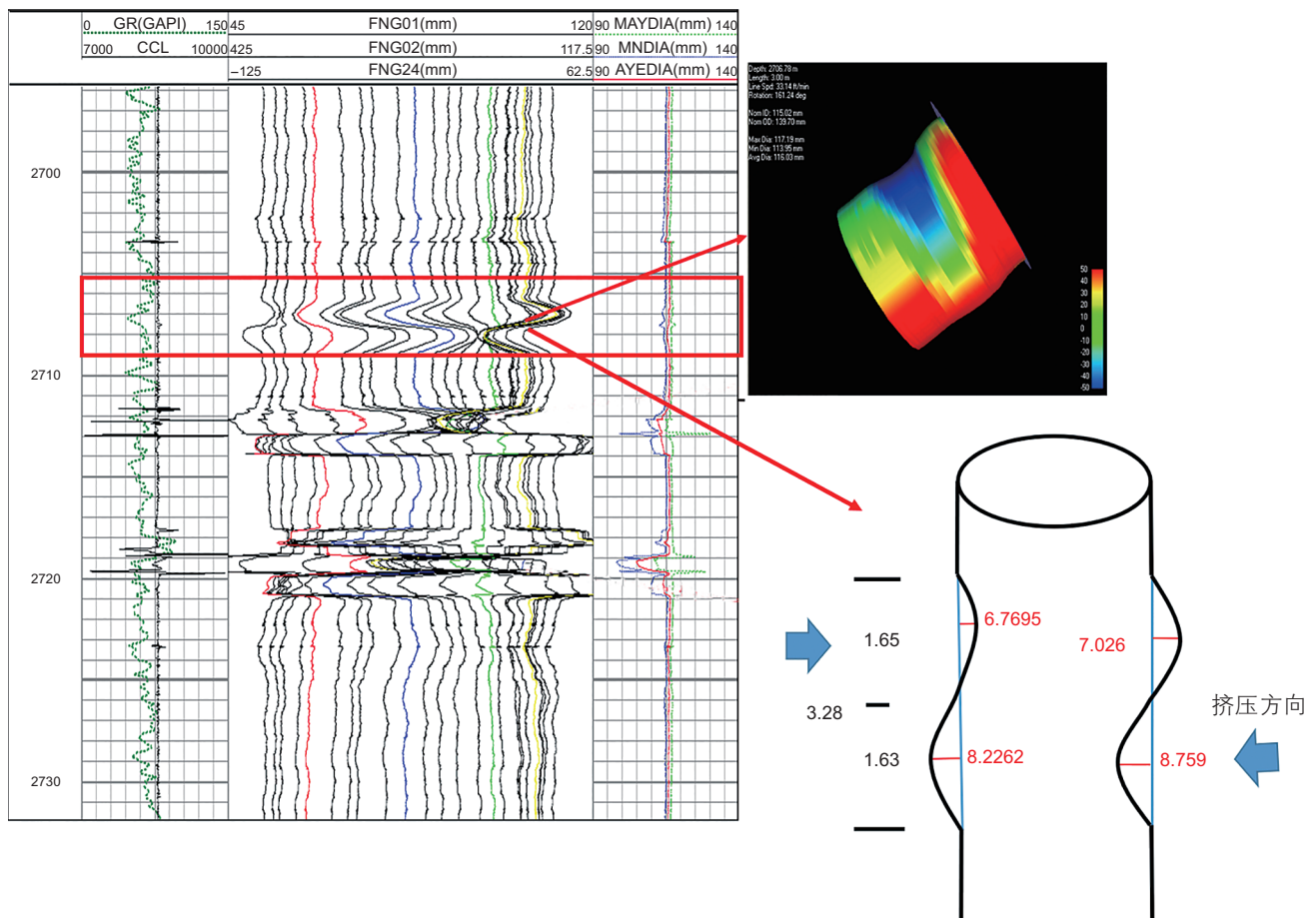


图1 基于井径成像测井仪的典型剪切型套管变形(黑色数字:单位为m;红色数字:单位为mm)

Fig. 1 Typical shear type casing deformation measured by using the Multi-Finger Image Tool (unit for the black digit number: m; unit for the red digit number: mm)

明大部分套管变形点的出现都与断层活动相关。

1.3 微地震信号的特征

大量的现场微地震信号显示断层的激活和水力压

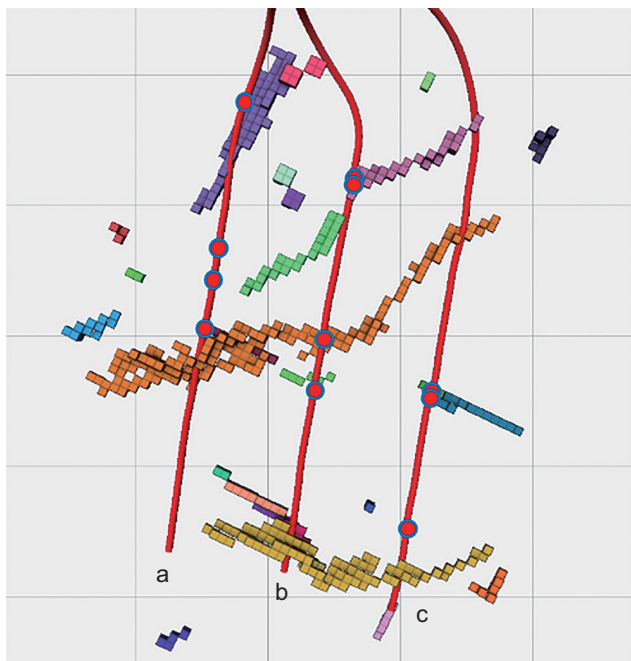


图2 通过蚂蚁体追踪得到的断层位置(小方块)和套管变形点(红色蓝框圆点)的相关性

Fig. 2 Correlation between the traces of detected faults (small squares) by using the Ant-Tracking seismic volume and the locations of casing deformation (red circles with blue border)

裂操作的同步性, 根据微地震信号的特征可以直接给出断层位置。如图3所示, 宁201-H1水平井在压裂阶段监测到的现场微地震数据显示在井趾端有一个断层被激活。微震事件的矩震级、累积地震矩和注入的流体体积随时间的变化证明(图4), 沿着断层方向的微地震事件的信号比其他正常压裂产生的微地震事件要强, 且断层上的微地震信号在压裂阶段持续产生, 表明了流体通道的存在。

以上套管变形点与蚂蚁体断层、微地震信号的相关性分析进一步说明, 长宁—威远区块大部分的套管变形是由压裂诱发的断层滑动所引起, 断层是引起套管变形的地质因素, 压裂是造成套管变形的工程因素。

2 断层稳定性分析

2.1 长宁—威远地区地应力特征和断层受力

长宁区块区域构造位于四川盆地与云贵高原结合部, 川南古坳中隆低陡构造区与娄山褶皱带之间。威远地区属于四川盆地川中隆起区的川西南低陡褶皱带, 为一个大型穹窿背斜构造。威远201井的数据表明其区域最大主应力方向为 135° , 威202井区最大水平主应力方向 $105^\circ\sim 130^\circ$, 威204井区最大水平主应力方向 90° , 显示区域应力方向相对集中, 有利于区域井组统一部署。宁201井的数据表明其区域最大主应力方向为 109° 。总体来说, 长宁威远地区的地应力与世

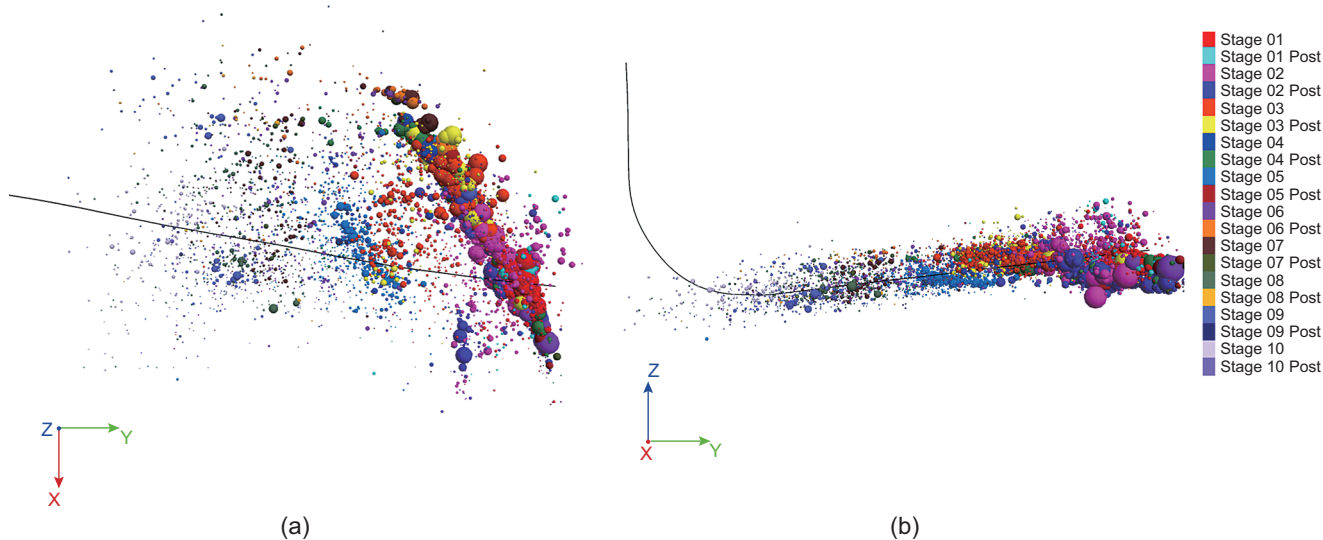


图3 宁201-H1水平井在压裂阶段监测到的现场微地震数据(圆球的颜色代表时间(压裂段数), 圆球的大小代表微地震事件的震级)^[10]

Fig. 3 Processed field microseismic events for N201-H1 horizontal well (the color of the spheres represents different fracturing and shut-in stages, and the size represents the moment magnitude)^[10]

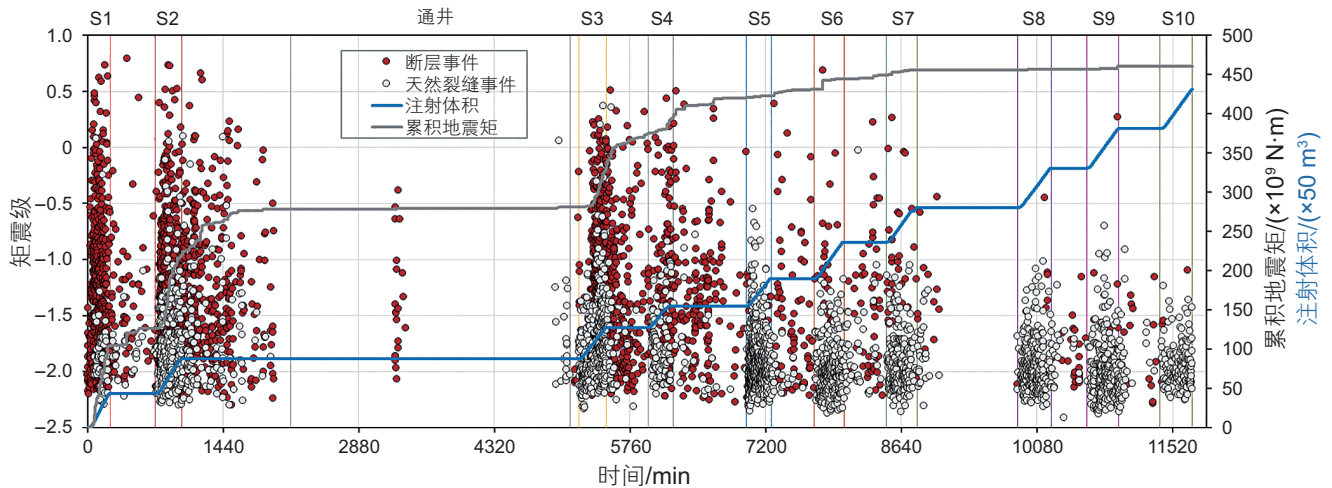


图4 微地震事件的矩震级, 累积地震矩和注入的流体体积随时间的变化 (红色和灰色圆圈分别代表与断层有关的微地震事件和与裂缝有关的微地震事件)^[10]

Fig. 4 Moment magnitude of microseismic events, cumulative seismic moment, and injected fluid volume as a function of time (the red-and gray-filled circles represent the fault-related microseismic events and fracturing-related microseismic events, respectively)^[10]

界地应力图显示的周围地应力方向大体上一致(图5)。

应用摩尔—库仑准则对宁201-H1井进行了断层激活分析。利用该断层的走向和倾角, 以及地应力, 分析该断层的力学活动性。该井垂直应力当量密度

$S_v=2.6 \text{ g/cm}^3$, 水平最大地应力当量密度 $S_{hmax}=3.46 \text{ g/cm}^3$, 水平最小地应力当量密度 $S_{hmin}=2.3 \text{ g/cm}^3$, 孔隙压力当量密度 $p_p=1.4 \text{ g/cm}^3$, 水平最大地应力方向 109°N 。在原地应力和孔隙压力条件下, 该断层应力状态如图6中的黑色圆点所示, 井底的孔隙压力达到1.93 SG, 断层就会被激活。事实上, 在水力压裂过程中, 施工的井底压力必须要大于最小水平主应力(2.3 SG), 才会产生张拉型水力压裂裂缝, 因此断层激活会优先于水力压裂而发生。

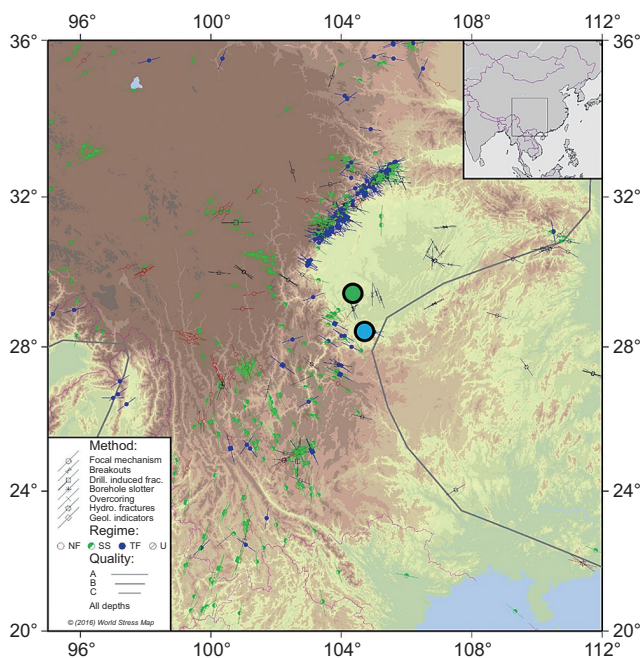


图5 长宁—威远区块地应力分布 (其中蓝色黑框圆点和绿色黑框圆点分别代表长宁与威远的位置)^[11]

Fig. 5 Stress distribution for the Changning-Weiyuan region (the blue circle with black border and green circle with black border represent the locations of Changning and Weiyuan, respectively)^[11]

2.2 断层不稳定滑动的条件

断层的稳定滑动通常不会产生地震, 断层的不稳定滑动又称为断层的黏滑, 通常伴随着断层的阶跃滑动, 断层的不稳定滑动可以通过微地震的信号反映出来。通常, 压裂诱发断层不稳定滑动需要四个条件^[12]。第一个条件是强度条件, 即施加在断层上的剪

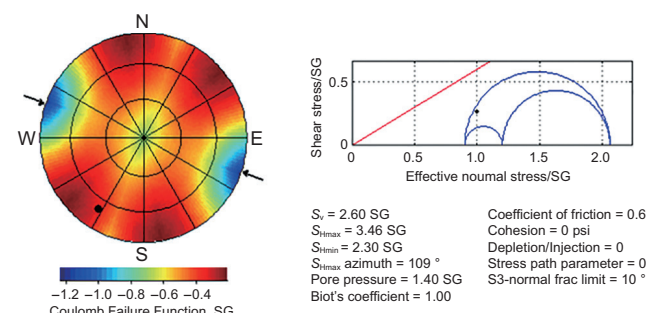


图6 天然断层滑动受力分析

Fig. 6 Natural fault sliding analysis

应力超过了断层的临界剪切强度，表达式为：

$$\tau > \mu \sigma_{\text{neff}} \quad (1)$$

其中， τ 是施加在断层上的剪切强度， μ 是断层面的摩擦系数， σ_{neff} 是断层的有效正应力。第二个条件是速度摩擦状态条件，即当强度条件满足时，断层呈现出速度弱化摩擦状态，第二个条件是建立在经典的速度状态摩擦本构方程^[13-14]的基础上(图7)。在速度状态摩擦本构方程中，摩擦系数的表达式为：

$$\mu = \mu_0 + a \ln\left(\frac{V}{V_0}\right) + b \ln\left(\frac{V_0 \theta}{d_c}\right) \quad (2)$$

该表达式描述的是断层在发生速度阶跃时摩擦系数的演化，其中， μ_0 是在参考速度 V_0 条件下的稳定摩擦系数， μ 是在速度阶跃后速度 V 条件下的稳定摩擦系数， a 值反映的是断层在速度变化时的直接效应，而 b 值则反映的是断层在速度变化后的演化效应， d_c 是临界滑移距离， θ 是与状态有关的变量，用来表示对接触面之前的滑动记忆，说明后一时刻的状态变量受到前一时刻状态变量的影响。在该方程中 $(a-b)$ 反映的即是速度摩擦状态，当 $(a-b) > 0$ 时，断层呈现出速度强化摩擦状态，促进断层的稳定滑动；当 $(a-b) < 0$ 时，断层呈现出速度弱化摩擦状态，促进断层的不稳定滑动。第三个条件是刚度条件，即在满足了强度条件和速度摩擦状态条件时，还需要断层所处的刚度小于断层的临界刚度，表达式为，

$$\frac{G}{l} < K_c = \frac{(b-a)\sigma_{\text{neff}}}{d_c} \quad (3)$$

其中， G 是断层的剪切模量， l 是断层的长度， K_c 是断

层的临界刚度。第四个条件是有效应力的演化不会使得断层膨胀硬化并且满足如下定律^[15]：

$$1 \gg V_D = \frac{a^2 V \eta}{k K_s d_c} \quad (4)$$

其中， a 是一半的断层宽度， k 是渗透率， K_s 是孔隙流体模量， η 是孔隙流体动力黏度系数。

无论断层在注水条件下发生稳定滑动还是不稳定滑动，断层上下两盘都将因为滑动而产生明显位移，当套管穿越断层时，由于断层的滑动都会使得套管产生明显的变形，但是稳定滑动和不稳定滑动对套管变形的影响又有所区别。断层不稳定滑动即黏滑所表现出来的特征是断层先有一部分的能量积累，然后当达到临界状态时能量会突然释放，进而对套管产生较大的冲击，不稳定滑动过程中会伴随着滑移速率的急剧加快，因而，相比于断层的稳定滑动，不稳定滑动对套管变形的影响会更大。此外，断层的稳定滑动不受微地震监测，即微地震信号中不能反应稳定滑动的部分，该现象可部分解释为何现场微地震监测和套管变形点不完全一致。

诱发地震(induced seismicity)与触发地震(triggered seismicity)是通常被提及的两个名词，虽然从字面意义上看两者意思相近，但是相关学者对其进行了区分。McGarr等^[16]曾提到诱发地震的幅值应该与环境应力状态相当，而触发地震幅值只是环境应力状态的一小部分，换言之，当断层已经或即将处于临界应力状态时由于外界应力扰动而产生的地震称为触发地震(图8b)，否则是诱发地震(图8c)。在地震学中，触发地震

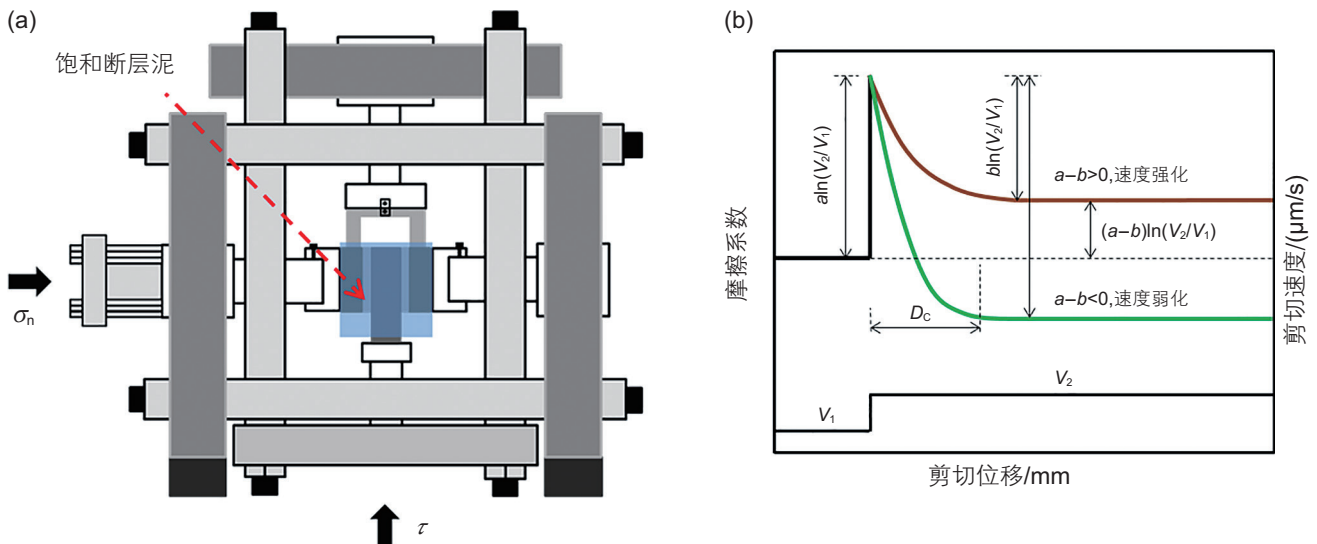


图7 (a)断层泥双直剪示意图，(b)速度步作用下断层泥的摩擦反应

Fig. 7 (a) Schematic of fault gouge double in direct shear test, (b) illustration of the idealized response of velocity stepping test

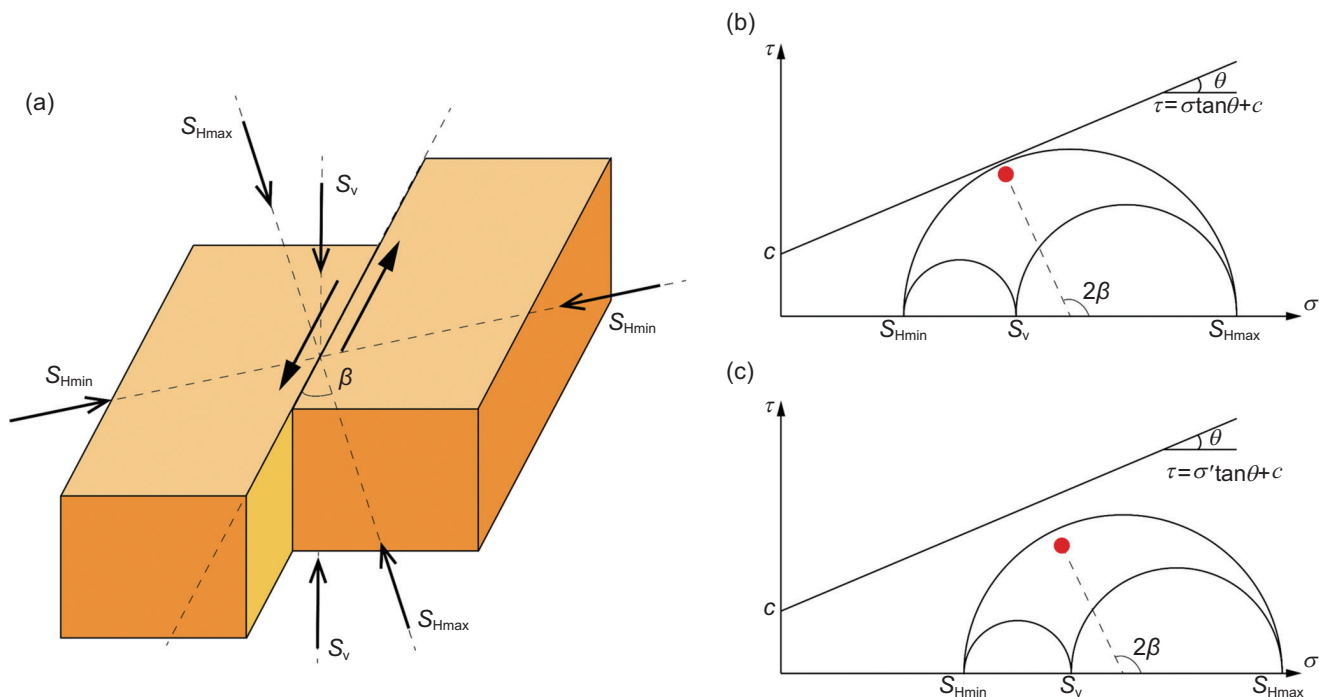


图8 (a)走滑断层示意图, (b)触发类地震断层受力图, (c)诱发类地震断层受力图

Fig. 8 (a) Schematic of a strike-slip faulting, (b) stress state of a triggered earthquake, (c) stress state of an induced earthquake

还有另外一层含义,即由于先前地震作用而产生的地震也称为触发地震^[17]。在实际水力压裂工程应用中,触发地震会对套管变形产生的影响更大,这是由于触发地震的产生所需要的条件更低,施工过程中很小的应力扰动都有可能使得触发地震发生。

2.3 矿物成分对断层泥摩擦性质的影响

断层泥的摩擦实验是用来揭示断层泥成分对摩擦系数和摩擦稳定性影响的重要手段,过去几十年中有大量的摩擦实验用于探究不同温压条件下断层泥的矿物成分对断层泥摩擦性质的影响。断层泥中的矿物成分按照矿物结构可主要分为三类,即架状结构硅酸盐矿物、层状结构硅酸盐矿物和碳酸盐矿物。层状硅酸盐矿物,如蒙脱石^[18]、伊利石^[19]、高岭石^[20]、绿泥石^[21]、云母^[22]、滑石^[23]和蛇纹石^[24]等,这类矿物由于其层状结构往往呈现出较低的摩擦系数,并且促进断层的稳定滑动。架状硅酸盐结构矿物,如石英和长石^[25],这类矿物的摩擦性质和层状硅酸盐矿物不同,它们往往呈现出较高的摩擦系数,并且促进断层的不稳定滑动,在高温高压条件下,由于架状硅酸盐矿物的压溶作用和不均匀剪切,使得断层呈现出较为强烈的黏滑运动^[26]。和前两类矿物所不同的是,常温下碳酸盐矿物呈现出来较高的摩擦系数,由于碳酸盐矿物

对温度的敏感性较强,高温下碳酸盐矿物的摩擦性质较为复杂,正应力和加载速率都会对碳酸盐矿物的摩擦性质产生影响^[27]。成熟断层中经常会分布有一定厚度的断层泥,断层泥往往称为控制断层摩擦性质的重要因素。由于断层泥往往成为断层中的软弱层,当套管穿越断层泥时,断层泥会由于摩擦性质较低而首先发生滑动进而引起断层两盘的滑动,这种滑动则有可能引起套管的变形,因而实际施工中套管的位置应该避开断层,尤其是含有一定厚度黏土断层泥的断层(图9)。另外,相关文献表明长宁—威远地区页岩断层泥的黏土成分存在着差异性,当黏土成分小于某一临界含量值时,表现出来速度弱化摩擦状态,使得断层趋于不稳定滑动^[28]。

3 套管变形的防控策略

3.1 断层滑动引起的套管变形受力分析

对水力压裂过程中的套管变形问题,国内外学者针对套管变形的受力进行了大量的研究。蒋可等^[30]认为水泥环窜槽缺失、套管偏心和井径变化等会导致套管应力集中,甚至达到套管的屈服值,从而导致套管变形。Yan等^[31]认为水泥环的孔隙压力在压裂过程

中下降, 套管受荷不均匀, 进而产生套管变形。Lian 等^[32]认为压裂导致地应力场分布不均诱发套管变形。Liu 等^[33]认为水力压裂引起的水泥环破坏和微环隙, 以及温度应力及由套管内压周期性变化可能产生局部载荷, 对套管变形产生影响。陈朝伟等^[34-35]认为天然裂缝或断层的剪切滑动是四川长宁—威远区块套管变形的主要原因。

套管受剪切而变形之后, 其直径会减小, 影响工具的正常通过, 评估套管变形严重程度有多种方法: 最简单的是套管内径的减小(缩径), 此外还有根据套管变形后的横截面椭圆化程度来评估套管变形程度^[36], 以及用沿套管轴向单位长度内的横向位移(曲率)表示变形程度^[37]。刘伟等^[38]通过铅印模测量以及

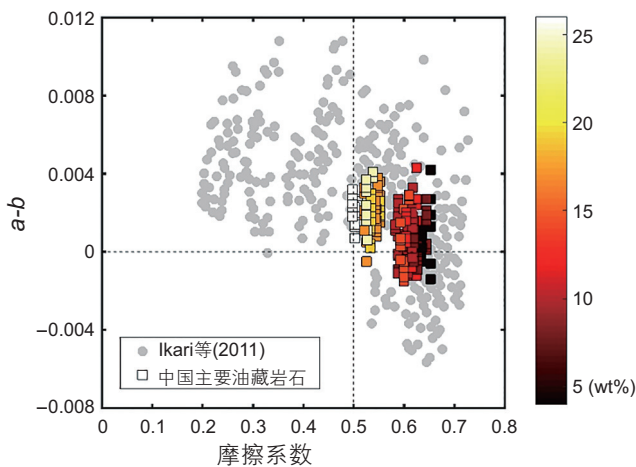


图9 中国主要油藏岩石的摩擦稳定性参数($a-b$)^[28](颜色的深浅表示断层泥中层状硅酸盐的含量大小, 灰色的数据点来自Ikari等^[29])

Fig. 9 Friction stability parameter ($a-b$) for China's major reservoir rocks^[28](the gray dots are adapted from Ikari et al, 2011^[29])

数值模拟结果得出, 套管受断层滑移剪切作用时的变形特征是一侧变形很小, 甚至不变形, 另一侧具有较大变形。Li 等^[39]根据微震监测数据, 建立有限元模型研究断层滑移对套管变形的影响, 结果表明: 在断层滑移距离比较小的时候, 套管变形量随着滑移距离增大而增加的趋势并不明显, 当断层滑动距离超过一个特定的值后, 套管变形量随着滑移距离出现成正比例增长的趋势。Yin 等^[40]对套管测井数据进行了统计分析, 并建立了套管两端固定的有限元模型, 发现套管挠度与滑移面的距离具有近似正弦关系, 变形后的套管形状呈“S”形, 模拟结果显示: 套管的应力集中并不发生在滑移面上, 套管变形最严重的区域也不在滑移面上, 应力集中的峰值位置相比于套管变形的峰值位置更接近滑移面, 在距滑移面一定距离的位置, 套管与水泥环、地层的运动将趋于同步, 应力分布趋于均匀。Jalali 等^[41]通过试验和有限元模拟对断层滑动引起套管变形进行了研究, 试验和模拟结果都表明, 断层变形呈现出“S”形特征。Xi 等^[42]运用多臂井径仪(MFC)对加拿大西部地区某页岩气井的变形进行了测量, 得到了不同的套管变形形态(图10), 在该地区剪切变形的比例占有所有套管变形形态的52.2%。

断层滑动引起套管变形的影响因素有天然裂缝长度、套管与水泥材料性能、固井情况、套管的设计、套管内压等。高利军等^[36, 43]建立了压裂井的有限元模型, 研究了天然裂缝长度和固井水泥弹性模量的影响, 结果表明在固定天然裂缝倾角的情况下, 天然裂缝越长, 套管变形程度越严重, 这是因为裂缝越长, 其中心位置受裂缝边缘的约束越小, 越容易发生滑移。减小固井水泥弹性模量可在一定程度上减小套管变形, 但其效果不佳, 固井水泥的弹性模量对套管变形几乎

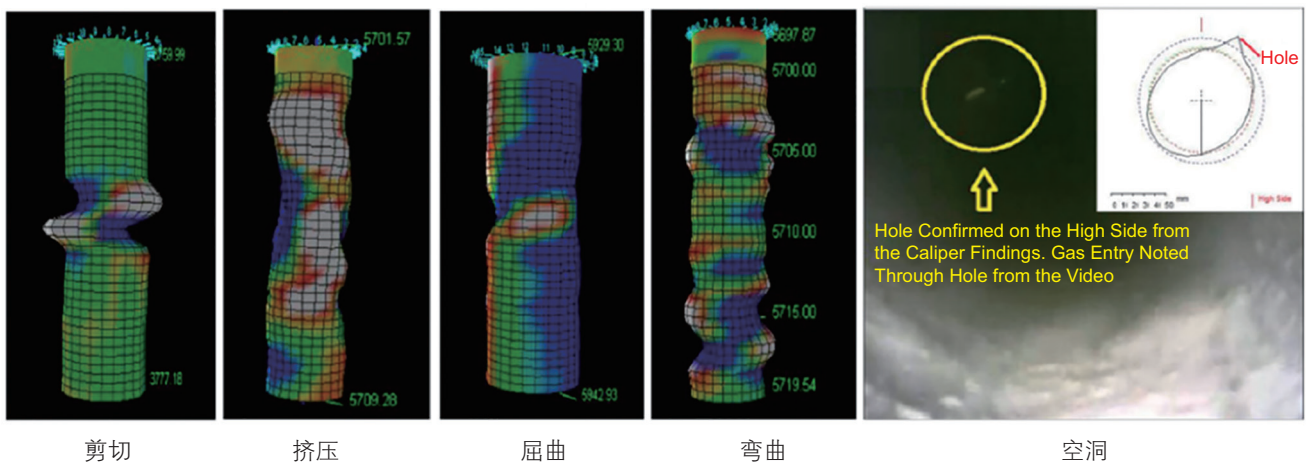


图10 加拿大西部地区某页岩气井套管变形的不同形态^[42]

Fig. 10 Different types of casing deformation for a horizontal well in western Canada^[42]

无影响。王素玲等^[44]用ABAQUS建立了模型,模拟不同钢材级别对套管变形的影响,模拟结果显示套管的屈服强度越高,越不容易发生塑性变形,但不同强度套管产生的水平位移和临近的地层位移量是一致的,说明增大套管的强度在一定程度上可减小套管的位移,但效果十分有限。Hu等^[45]建立了固井和不固井两种情况下的有限元模型,结果显示两种情况下套管的应力明显高于周围岩石的应力,这是因为套管的弹性模量远高于水泥环和岩石的弹性模量。两种情况都出现应力集中,但不固井情况的应力集中相比于固井较轻,应力集中随着与滑移面位置的增大减小得更快。在固井情况下,套管变形量更大,且变形量更集中于断层附近,而在不固井时,套管变形量小,变形程度会更加缓和。Yin等^[46]建立了不同套管壁厚和套管与断层夹角的三维有限元模型,采用曲率描述套管变形,研究套管壁厚在套管受剪切变形中的影响,发现当套管壁厚增加将近一倍时,套管的曲率只减小了8%。随着夹角的减小,套管的曲率显著减小,套管的曲率在 $90^{\circ}\sim 30^{\circ}$ 角范围内平均减小72%。Xi等^[42]针对不同的套管内压,建立了有限元模型进行模拟,使用缩径描述套管变形程度,结果显示随着内压的增大,套管变形程度减小,内压从0 MPa增加到115 MPa时,套管缩径减少了20.7%,其主要原因是套管内压力对套管柱等效刚度影响较大,套管内压越大,等效刚度越大。

关于套管受剪切变形的影响因素的研究前人已经做了很多工作,得出了大量结论,其中可以分成套管本身性质如刚度、强度的影响,和套管受滑移地层作用程度的影响。总的来看,套管本身刚度对于抵抗剪切变形的影响不大,增大套管的刚度并不能有效减轻变形程度,反而会使套管的应力集中更加严重,更容易达到强度极限。国外工程经验也表明,增加套管刚度对缓解地层滑移引起的变形效果不明显^[47]。这是因为套管的横截面积一般是几十平方厘米,而断层滑移的区域可以达到数千平方米,相对于使滑移区域变形和滑动的动力,套管剪切变形对地层滑移产生的抗力可忽略不计^[36],在断层滑移时,套管只能与滑移断层一同运动,从而产生变形。对于减轻套管变形程度,增加套管本身的刚度以抵抗滑移地层剪切作用的方法效果不佳,另一个思路是减轻甚至避免滑移地层对套管的影响,使得地层滑移的作用不会很快作用到套管上。从前人的研究来看,在断层处不固井、使套管小角度穿过断层等方法可以有效减少套管由地层滑移引起的变形。

3.3 施工参数对断层滑动变形的影响

研究表明,断层滑移量与注射点压力,注入速率和注射体积量等因素密切相关,但是其中的关系尚不完全明确。刘伟等^[38]通过ABAQUS有限元模拟,对体积压裂中套管变形失效机理进行分析,发现总体上断层长度越长、缝内流体压力越高,断层的变形量就越大。此外,孙可明等^[48]通过理论分析得出,当地应力差较大,断层倾角、黏聚力以及内摩擦角较小时,随着注射时间的持续,压裂液滤失也会引起断层的滑动。McClure和Horne^[49-50]利用有限体积法得出较低的井筒压力能显著降低断层滑移量,并减少诱发地震的数量。Maxwell^[51]利用三维块体离散元法得到较低的注入速率能够控制断层的总滑移量。然而,对于相同的施工参数,断层尺寸的不同对断层滑移量也有显著影响,Zoback和Gorelick^[52]提出了断层诱发滑移量与断层尺寸有关,并说明了诱发地震大小与断层滑移量的联系,McGarr^[53]利用推导出诱发地震最大震级与注水体积的关系,并提出了理论公式,揭示了注射施工参数、诱发地震大小与断层滑移量之间的联系。

根据四川长宁—威远区块宁201-H1压裂井附近的地质参数,采用数值模拟方法对排量和黏性进行了施工参数分析。经现场微地震数据分析可知,该断层是由注射直接导致的滑移(图3和图4)。数值分析采用块体离散元软件3DEC进行断层滑移的模拟,模拟考虑到套管变形导致分段压裂密封失效使得压裂液直接注入断层的情况,采用两段压裂,且每段包含三个压裂簇。断层在模型中由平面切割块体产生,且断层周围设置了多组相交的离散裂缝网络,以模拟断层周围的天然裂缝。数值模型的示意图如图11所示。

排量和黏性的施工参数分析各分为两组,排量为 $0.12\text{ m}^3/\text{s}$ 的全速率原参数组,及 $0.06\text{ m}^3/\text{s}$ 的半速率对照组。黏性则为2 cp的原参数,与20 cp的对照组(十倍黏性)。注射流程包括90 min第一阶段注射,180 min关停阶段,再加上90 min第二阶段注射。排量的原参数与对照组模拟结果如图12所示。模拟结果表明,当减半注射速率,即排量减半后,断层面上最大滑移量从15.4 mm(黑色实线)减少到7.8 mm(黑色虚线),减少了49%。说明减少排量对控制断层变形具有良好的效果。

黏性对断层变形的影响如下图灰色实线所示,在黏性增加十倍后,流体在断层内的传播范围下降,大

量流体聚集在注射点附近，使得该区域断层的最大滑移量达到了 35.7 mm，比黏性为 2 cp 时(原参数组)模拟结果大两倍。结果表明较低的黏性有利于控制断层滑移的大小。

需要指出的是，以上模拟例子研究的是诱发地震状态下的断层滑移，诱发型断层滑动是由于注射导致断层内孔隙压力增大，并使得断层内正应力下降，从而引起滑移。结果表明施工参数对控制诱发型断层滑

动具有显著的效果，减少排量以及降低黏性均能显著地限制断层滑移，从而减少套管变形。但是本例得出的结论无法用来指导控制触发地震中的断层滑移，对于触发型断层滑动，应当避免经过处于临界应力状态的断层带以降低施工风险。

3.3 断层滑动风险预测

基于断层分布和地应力数据，利用断层滑动假

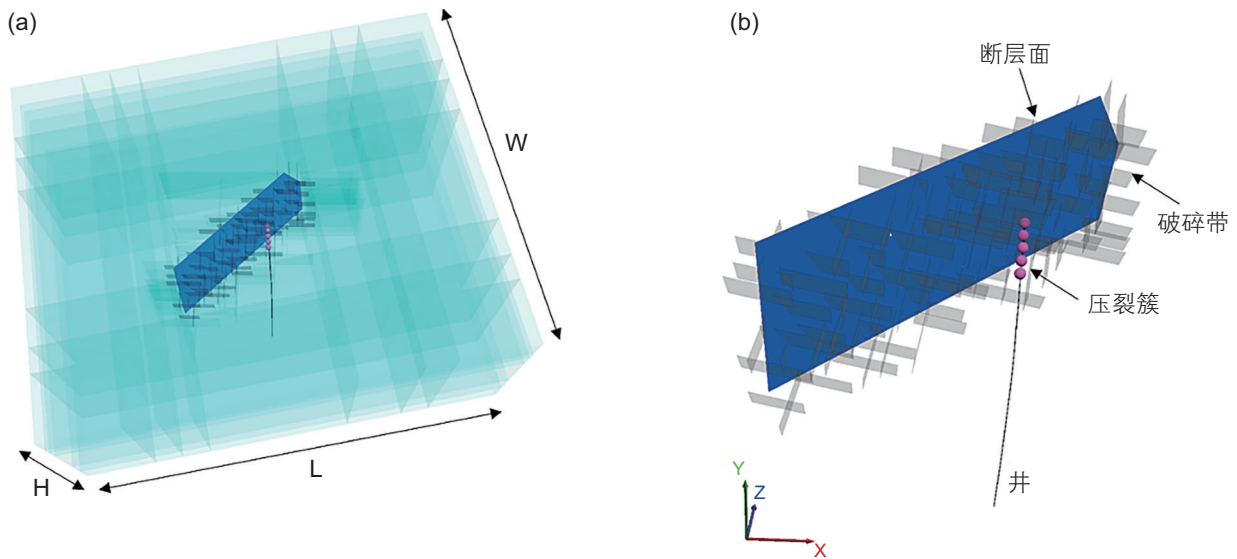


图 11 宁 201-H1 水平井水力压裂引起断层滑移和套管变形数值模型图^[10]

Fig. 11 Numerical model of hydraulic fracturing induced fault slippage and casing deformation for the N201-H1 horizontal well^[10]

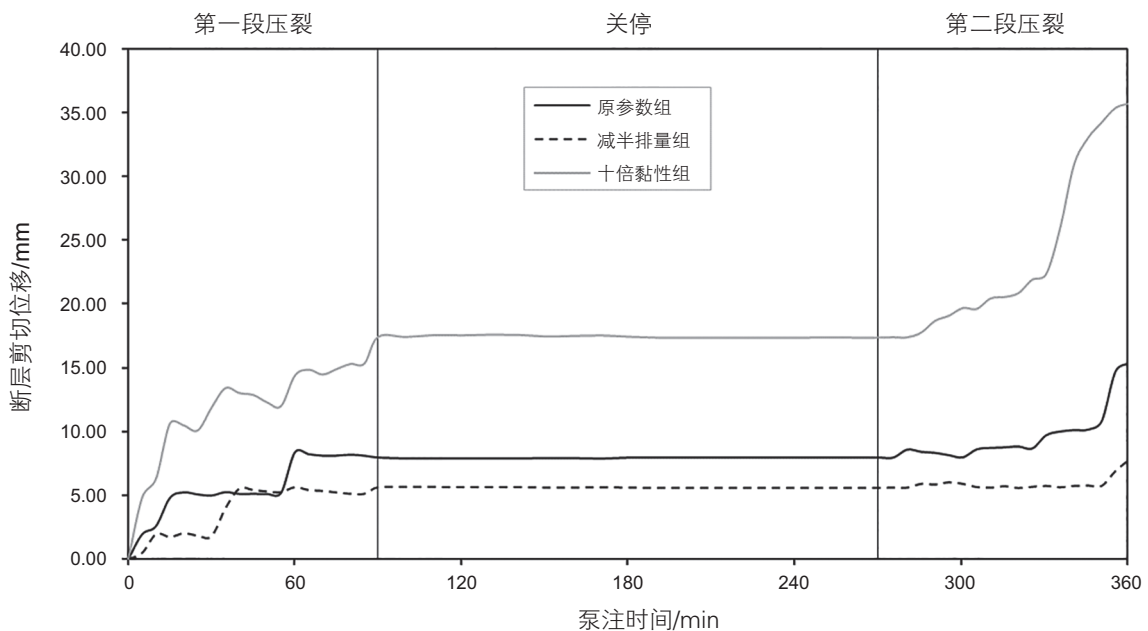


图 12 排量和黏性施工参数对激活断层最大剪切位移的模拟结果^[10]

Fig. 12 Numerical results for the effect of injection volume and fluid viscosity on the maximum shear displacement of fault^[10]

说^[54]与定量风险评估方法^[55-56](QRA)可以评估断层滑动风险。首先考虑地质力学建模过程中相关参数的不确定性,对每个输入参数进行随机抽样生成地质力学概率模型。其次依据概率模型中断层滑动所需孔隙压力(临界孔隙压力)扰动值分布得出滑动概率随孔隙压力增加而变化的函数。最后基于孔隙压力扰动值与滑动概率函数对断层滑动风险进行评估。

利用该方法,分析了宁201-H1井的断层滑动风险。利用微地震监测数据和蚂蚁体追踪数据,识别该井引起套管变形的断层的倾向为N57°E,倾角为70°,如图13所示。利用该井和邻井的常规测井、成像测井和小型压裂等数据,建立地质力学模型。利用前面描述的流程,分析断层滑动的风险。结果表明,在现今地应力条件下,在给定2500 psi (17.2 MPa)的孔隙压力扰动值条件下,该断层滑动的概率为70%。基于此风险评估结果,可以识别断层滑动风险高低。断层滑动风险预测可为解决套管变形问题提供一种新的思路,特别是对于已经处于临界状态的断层,任何小的扰动都可以触发断层的滑动,因此通过规划和设计井眼轨迹有效地避开该断层,是减缓套管变形的最佳方案。

3.4 地质工程一体化防控方案

以上分析得知套管变形的防控策略需要根据断层所处的条件来综合决定。对于触发类的断层滑动,对断层滑动进行风险评估并结合地质工程一体化进行全面规避是比较合适的方案。对于诱发类的断层滑动,可以对施工参数进行优化控制,从而减少断层滑动量。对于长宁一威远等地质和应力条件都很复杂的地区,套管变形的防控是一个系统的工程,需要结合地质工程一体化提出套管变形综合防治技术理念。地质工程一体化体现在专业上从地质到钻井,从完井再到压裂,按照地质工程一体化的理念来解决套管变形问题。系统性体现在在尺度和时间上,从区块方案到平台方案,再到井筒优化设计。区块方案设计阶段,基于断层(裂缝)滑动风险预测,进行平台井设计。在钻完井阶段,基于断层和套管相互作用受力分析,进行完井套管优选,水泥浆材料优选(封堵微环隙)。在单井压裂设计阶段,基于水力压裂设计模拟断层滑动,优化施工排量、液体总量和射孔位置。在压裂施工阶段,基于微地震实施监测数据,实时诊断断层滑动情况,并根据诊断结果采取防控措施。

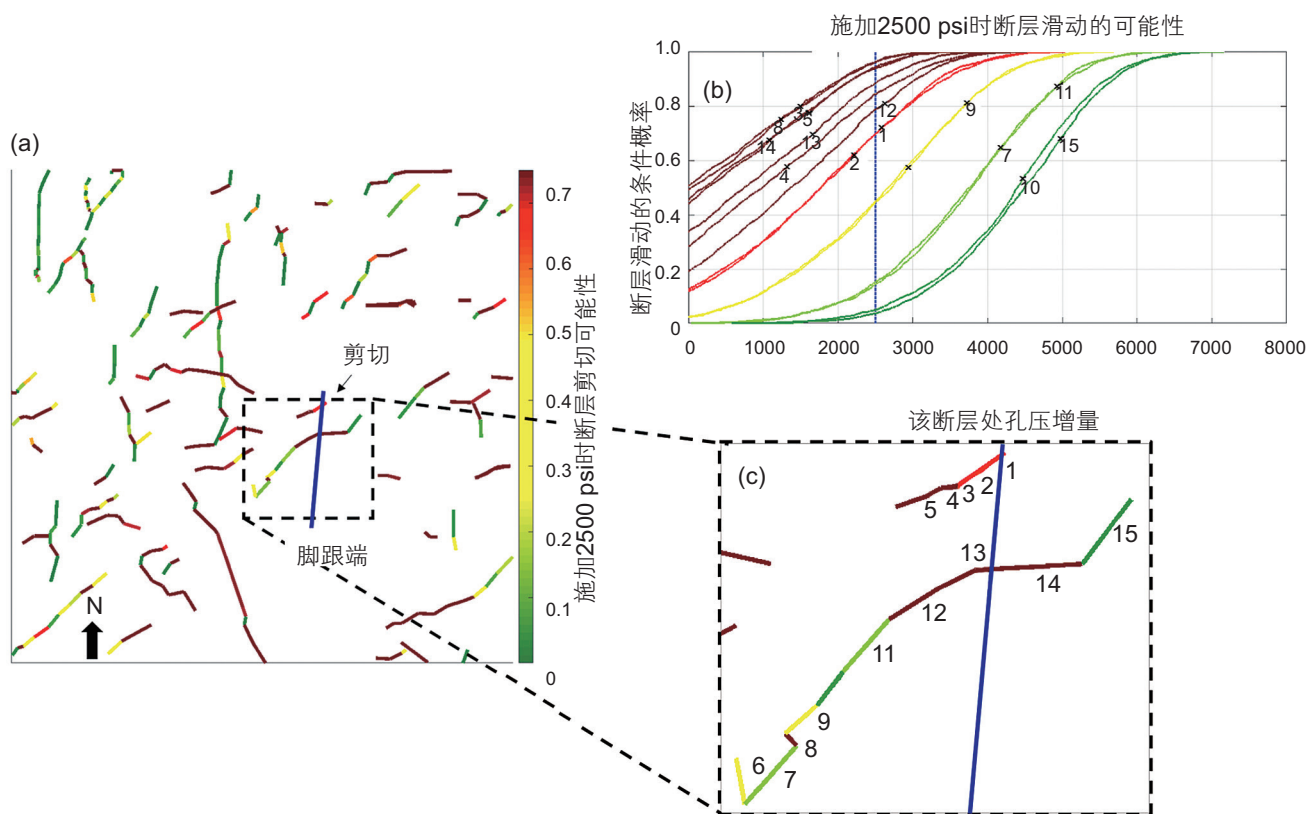


图13 宁201-H1水平井附近孔隙压力扰动值为2500 psi (17.2 MPa)时的断层滑动风险评估图^[57]

Fig. 13 Probability of fault slip with the increase of 2500 psi pore pressure for faults near N201-H1 horizontal well^[57]

4 结论

本文针对长宁—威远地区水力压裂引起的断层滑移和套管变形机理展开研究并提出套管变形的一些防控策略。首先对长宁—威远区块的套管变形的几何特征进行了统计分析,同时结合蚂蚁体追踪的断层位置和微地震信号的时空特征分析,综合得到了该地区套管变形与水力压裂诱发的断层滑动存在相关性的结论。然后对长宁—威远地区地应力进行了描述,通过对现场滑动断层的受力分析,得到了断层滑动可能优先于水力压裂发生的可能性。介绍了压裂施工可能导致的断层稳定与不稳定滑动对套管变形的影响,分析了控

制断层滑移的主控因素并提出了触发类和诱发类两种不同的断层滑动模式。分析了断层泥矿物成分对其摩擦性能及其对断层稳定性的影响,指出长宁—威远地区页岩断层泥的黏土成分小于某一临界含量值时,会表现出来速度弱化从而导致断层的不稳定滑动。最后在此基础上,提出了套管变形的一些防控策略:(1)在断层滑动引起的套管受力变形的基础上总结了套管和水泥环的材料和设计对套管变形的影响;(2)基于诱发类断层滑动研究了施工参数对断层滑移量和套管变形量的影响;(3)基于诱发类断层滑动提出断层滑动风险预测的概念方法;(4)最后综合提出了一套基于地质工程一体化的防控方案。本文的研究可以为长宁威远区块的套管变形防控提供一些有用的思路。

参考文献

- [1] 朱华, 杨光, 苑保国, 等. 四川盆地常规天然气地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 97-107. [ZHU H, YANG G, YUAN BG, et al. Geologic conditions, resource potential and exploration direction of conventional gas in Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(10): 97-107.]
- [2] 祁林, 蒋能强, 孙林松. 四川地区近代地应力场与发震机制规律探讨[J]. 四川地质学报, 1994, (2): 81-87. [QI L, JIANG NQ, SUN LS. On present ground stress field and earthquake-triggering in Sichuan. *Acta Geologica Sichuan*, 1994, (2): 81-87.]
- [3] 苏旺, 陈志勇, 汪泽成, 等. 川西地区中二叠统栖霞组沉积特征[J]. 东北石油大学学报, 2016(3): 41-50. [SU W, CHEN ZY, WANG ZC, et al. Sedimentary characteristics of the middle Permian Qixia formation in the western Sichuan area. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2016(3): 41-50.]
- [4] 李忠权, 刘记, 李应, 等. 四川盆地震旦系威远—安岳拉张侵蚀槽特征及形成演化[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1). [LI ZQ, LIU J, LI Y, et al. Formation and evolution of Weiyuan-Anyue extension-erosion groove in Sinian system, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(1).]
- [5] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008(02): 151-156+179-180. [ZHANG JC, NIE HK, XU B, et al. Geological condition of shale gas accumulation in sichuan basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2008(02): 151-156+179-180.]
- [6] 文华国, 周刚, 郑荣才. 四川盆地开江—梁平台棚东侧长兴组礁白云岩沉积—成岩—成藏系统[J]. 岩石学报, 2017, 33(4): 1115-1134. [WEN HG, ZHOU G, ZHENG RC. The sedimentation-diagenesis reservoir formation system of reef dolomites from Changxing Formation in the eastern of Kaijiang-Liangping platform-shelf, Sichuan Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 2017, 33(4): 1115-1134.]
- [7] 刘光祥, 金之钧, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2015(3): 481-487. [LIU GX, JIN ZJ, DENG M, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin. *Oil and Gas Geology*, 2015(3): 481-487]
- [8] 王一刚, 文应初, 洪海涛, 等. 四川盆地三叠系飞仙关组气藏储层成岩作用研究拾零[J]. 沉积学报, 2007, 25(6): 831-839. [WANG YG, WEN YC, HONG HT, et al. Diagenesis of Triassic Feixianguan Formation in Sichuan Basin, southwest China. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(6): 831-839.]
- [9] 洪海涛, 谢继容, 吴国平, 等. 四川盆地震旦系天然气勘探潜力分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(11): 37-41+122. [HONG HT, XIE JR, WU GP, et al. Potential of gas exploration in the Sinian reservoirs, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(11): 37-41+122.]
- [10] ZHANG F, YIN Z, CHEN Z, MAXWELL S, ZHANG L, WU Y. Fault reactivation and induced seismicity during multi-stage hydraulic fracturing: field microseismic analysis and geomechanical modeling [J]. *SPE Journal*, 2019, inprint.
- [11] HEIDBACH O, RAJABI M, CUI X, et al. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales[J]. *Tectonophysics*, 2018, 744: 484-498.
- [12] ELSWORTH D, SPIERS C J, NIEMEIJER A R. Understanding induced seismicity[J]. *Science*, 2016, 354(6318): 1380-1381.
- [13] DIETERICH J H. Modeling of rock friction: 1. Experimental results and constitutive equations[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 1979, 84(B5): 2161-2168.
- [14] RUINA A. Slip instability and state variable friction laws[J]. *Journal of Geophysical Research Atmospheres*, 1983, 88(B12): 10359-

- 10370.
- [15] SAMUELSON J, ELSWORTH D, MARONE C. Shear-induced dilatancy of fluid-saturated faults: Experiment and theory[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2009, 114(B12).
- [16] MCGARR A D, SIMPSON D, SEEBER L. 40 Case histories of induced and triggered seismicity[J]. *International Geophysics*, 1994, 81(2): 647–661.
- [17] FREED A M. Earthquake triggering by static, dynamic, and postseismic stress transfer[J]. *Annual Review of Earth & Planetary Sciences*, 2005, 33(1): 335–367.
- [18] TAKAHASHI M, MIZOGUCHI K, KITAMURA K, et al. Effects of clay content on the frictional strength and fluid transport property of faults[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2007, 112(B8).
- [19] TEMBE S, LOCKNER D A, TENG - FONG WONG. Effect of clay content and mineralogy on frictional sliding behavior of simulated gouges: Binary and ternary mixtures of quartz, illite, and montmorillonite[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2010, 115.
- [20] BOS B, SPIERS C J. Effect of phyllosilicates on fluid-assisted healing of gouge-bearing faults[J]. *Earth & Planetary Science Letters*, 2000, 184(1): 199–210.
- [21] IKARI M J, SAFFER D M, MARONE C. Frictional and hydrologic properties of clay-rich fault gouge[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2009, 114(B5).
- [22] LU Z, HE C. Frictional behavior of simulated biotite fault gouge under hydrothermal conditions[J]. *Tectonophysics*, 2014, 622: 62–80.
- [23] TESEI T, COLLETTINI C, CARPENTER B M, et al. Frictional strength and healing behavior of phyllosilicate-rich faults[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2012, 117(B9).
- [24] MOORE D E, LOCKNER D A. Frictional strengths of talc-serpentine and talc-quartz mixtures[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2011, 116(B1).
- [25] BIEGEL R L, SAMMIS C G, DIETERICH J H. The frictional properties of a simulated gouge having a fractal particle distribution[J]. *Journal of Structural Geology*, 1989, 11(7): 827–846.
- [26] HE C, TAN W, ZHANG L. Comparing dry and wet friction of plagioclase: Implication to the mechanism of frictional evolution effect at hydrothermal conditions: Dry friction reflecting wet mechanism[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2016.
- [27] VERBERNE B A, SPIERS C J, NIEMEIJER A R, et al. Frictional properties and microstructure of calcite-rich fault gouges sheared at sub-seismic sliding velocities[J]. *Pure and Applied Geophysics*, 2013, 171(10).
- [28] ZHANG F, AN M, ZHANG L, et al. The role of mineral composition on the frictional and stability properties of powdered reservoir rocks[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2019, 124(2), 1480–1497.
- [29] IKARI M J, MARONE C, SAFFER D M. On the relation between fault strength and frictional stability [J]. *Geology*, 2011, 39(1): 83–6.
- [30] 蒋可, 李黔, 陈远林, 郭雪利, 付永强, 李军. 页岩气水平井固井质量对套管损坏的影响[J]. *天然气工业*, 2015, 35(12): 77–82. [JIANG K, LI Q, CHEN YL, et al. Influence of cementing quality on casing failure in horizontal shale gas well[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(12): 77–82.]
- [31] YAN W, ZOU L, LI H, et al. Investigation of casing deformation during hydraulic fracturing in high geo-stress shale gas play[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 150: 22–29.
- [32] LIAN ZH, YU H, LIN TJ, et al. A study on casing deformation failure during multi-stage hydraulic fracturing for the stimulated reservoir volume of horizontal shale wells[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 23.
- [33] LIU K, GAO DL, WANG YB, YANG YC. Effect of local loads on shale gas well integrity during hydraulic fracturing process[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 37.
- [34] 陈朝伟, 王鹏飞, 项德贵. 基于震源机制关系的长宁—威远区块套管变形分析[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(04): 110–114. [CHEN ZW, WANG PF, XIANG DG. Analysis of casing deformation in the Changning-Weiyuan block based on focal mechanism[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(04): 110–114.]
- [35] 陈朝伟, 石林, 项德贵. 长宁—威远页岩气示范区套管变形机理及对策[J]. *天然气工业*, 2016, 36(11): 70–75. [CHEN ZW, SHI L, XIANG DG. Mechanism of casing deformation in the Changning-Weiyuan national shale gas demonstration area and countermeasures[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(11): 70–75.]
- [36] 高利军, 乔磊, 柳占立, 等. 页岩储层剪切套损的数值模拟及固井对策研究[J]. *石油机械*, 2016, 44(10): 6–10+16. [GAO LJ, QIAO L, LIU ZL, et al. Numerical modeling and cementing countermeasure analysis of casing shear damage in shale reservoir[J]. *China Petrol. Mach*, 2016, 44(10): 6–10+16.]
- [37] ROBERTS D L. Shear prevention in the Wilmington field[C]// *Drilling and Production Practice*. American Petroleum Institute, 1953.
- [38] 刘伟, 陶长洲, 万有余, 等. 致密油储层水平井体积压裂套管变形失效机理数值模拟研究[J]. *石油科学通报*, 2017, 2(04): 466–477. [LIU W, TAO CZ, WAN YY, et al. Numerical analysis of casing deformation during massive hydraulic fracturing of horizontal wells in a tight-oil reservoir[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2(04): 466–477.]
- [39] LI H, DENG J, LIU W, et al. Research on casing deformation failure mechanism during volume fracturing for tight oil reservoir of

- horizontal wells[C]//51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association, 2017.
- [40] YIN F, DENG Y, HE Y, et al. Mechanical behavior of casing crossing slip formation in waterflooding oilfields[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 167: 796–802.
- [41] JALALI H H, ROFOOEI F R, ATTARI N K A, et al. Experimental and finite element study of the reverse faulting effects on buried continuous steel gas pipelines[J]. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 2016, 86: 1–14.
- [42] Xi Y, Li J, Liu G, et al. Mechanisms and influence of casing shear deformation near the casing shoe, based on MFC surveys during multistage fracturing in shale gas wells in Canada[J]. *Energies*, 2019, 12(3): 372.
- [43] 高利军, 柳占立, 乔磊, 等. 页岩气水力压裂中套损机理及其数值模拟研究[J]. *石油机械*, 2017, 45(01): 75–80. [GAO LJ, LIU ZL, QIAO L, et al. Mechanism analysis and numerical simulation of casing failure in hydraulic fracturing of shale gas formation[J]. *China Petroleum Machinery*, 2017, 45(01): 75–80.]
- [44] 王素玲, 杨磊. 页岩层剪切套损的数值模拟及影响因素分析[J]. *石油机械*, 2018, 46(01): 100–105. [WANG SL, YANG L. Numerical simulation and influencing factors analysis on casing shear damage in shale layer[J]. *China Petroleum Machinery*, 2018, 46(01): 100–105.]
- [45] HU C, AI C, TAO F, et al. Optimization of well completion method and casing design parameters to delay casing impairment caused by formation slippage[C]//SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2016. [J].
- [46] YIN F, HAN L, YANG S, et al. Casing deformation from fracture slip in hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 166: 235–241.
- [47] DUSSEAULT M B, BRUNO M S, BARRERA J. Casing shear: causes, cases, cures[C]//SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [48] 孙可明, 张树翠. 水力压裂诱发断层活化机理分析[J]. *自然灾害学报*, 2018, 27(01): 33–39. [SUN K M, ZHANG SC. Mechanism analysis of fault activation induced by hydraulic fracturing[J]. *Journal of Natural Disasters*, 2018, 27(01): 33–39.]
- [49] MCCLURE M W, HORNE R N. Numerical and analytical modeling of mechanisms of induced seismicity during fluid injection[J]. *Transactions – Geothermal Resources Council*, 2010, 34: 381–396.
- [50] MCCLURE M W, HORNE R N. Investigation of injection-induced seismicity using a coupled fluid flow and rate/state friction model[J]. *Geophysics*, 2011, 76(6): WC181–WC198.
- [51] MAXWELL S. Unintentional seismicity induced by hydraulic fracturing[J]. *Cseg Recorder*, 2013, 38: 40–49.
- [52] ZOBACK M D, GORELICK S M. Earthquake triggering and large-scale geologic storage of carbon dioxide[J]. *Proc Natl Acad Sci U S A*, 2012, 109(26): 10164–10168.
- [53] MCGARR A. Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2014, 119(2): 1008–1019.
- [54] ZOBACK MD. 储层地质力学[M]. 石林, 陈朝伟, 刘玉石, 译. 北京: 石油工业出版社, 2011. [ZOBACK MD. Reservoir geomechanics[M]. SHI L, CHEN ZW, LIU YS, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.]
- [55] BARTON CA, ZOBACK MD, MOOS D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock[J]. *Geology*, 1995, 23(8): 683–686.
- [56] WALSH FR, ZOBACK MD. Probabilistic assessment of potential fault slip related to injection-induced earthquakes: Application to north-central Oklahoma, USA[J]. *Geology*, 2016, 44(12): 991–994.
- [57] CHEN Z, ZHOU L, WALSH R, ZOBACK M. Case study: Casing deformation caused by hydraulic fracturing induced fault slip in the Sichuan Basin[C]//Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). American Association of Petroleum Geologists, 2018.