

四川页岩气水力压裂诱发断层滑动和套管变形风险评估

范宇¹, 黄锐^{2,3}, 曾波¹, 陈朝伟^{2*}, 周小金¹, 项德贵², 宋毅¹

1 中国石油股份有限公司西南油气田分公司页岩气研究院, 成都 610051

2 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206

3 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

* 通信作者, chenzwdri@cnpc.com.cn

收稿日期: 2019-09-11

国家科技重大专项“页岩气水平井体积压裂及排采技术与试验”(2016ZX05062004)、国家科技重大专项“工厂化钻井技术研究与集成应用”(2016ZX05022001)和国家科技重大专项“深井超深井”高效快速钻井技术及装备(2016ZX05020002)联合资助

摘要 四川盆地长宁—威远国家级页岩气示范开发区在水力压裂施工期间发生了严重的套管变形, 给压裂施工及后续生产作业带来了严重影响。为厘清套管变形问题原因, 探寻解决途径, 本文以四川盆地长宁—威远区块H平台为实例研究对象, 观察该平台的套管变形分布情况, 识别断层产状, 建立地质力学模型, 并分析水力压裂施工下断层滑动的风险概率。H平台套管变形位置与蚂蚁体断层、微地震信号之间的相关性分析表明, 水力压裂诱发的断层滑动可能是造成套管发生变形的原因, 且MIT多臂井径测井显示套管变形形状呈S型剪切变形, 该变形特征与断层上下两盘相对错动的剪切特征一致。由此, 基于该区块的地质构造特征, 以蚂蚁体技术识别的断层为主体, 以微地震信号解释的断层为补充, 全面观察断层产状并建立断层模型。分析该区块的常规测井、成像测井和小型压裂测试等数据, 获取该区块的地应力及孔隙压力, 建立该区块地质力学模型。利用摩尔库伦准则分析断层在水力压裂施工后的激活状态, 并应用定量风险分析(QRA)评价断层滑动风险高低及各因素对断层滑动的敏感性。分析结果表明, 该平台大部分断层在现今地应力状态下均接近临界应力状态, 处于优势滑动方位的断层在当前施工条件下容易被激活。在水力压裂诱发的孔隙压力扰动值为17 MPa情况下, 与套管变形井段相交断层的滑动概率最低达65%, 证明大部分套管变形的确是由水力压裂诱发的断层滑动所引起。在本例分析中, 孔隙压力和摩擦系数对断层滑动风险结果的影响最大, 将两者的误差控制到最小可以使风险评估模型预测的结果更准确。综上, 基于此风险评估结果, 可以识别水力压裂施工下断层滑动风险的高低, 为优化井眼轨迹设计以减缓套管变形提供参考, 该方法可能为解决套管变形问题提供一种有效的分析方法。

关键词 套管变形; 水力压裂; 断层滑动; 风险评估; 减缓套变

Fault slip induced by hydraulic fracturing and risk assessment of casing deformation in the Sichuan Basin

FAN Yu¹, HUANG Rui^{2,3}, ZENG Bo¹, CHEN Zhaowei², ZHOU Xiaojing¹, XIANG Degui², SONG Yi¹

1 Shale Gas Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, China

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

引用格式: 范宇, 黄锐, 曾波, 陈朝伟, 周小金, 项德贵, 宋毅. 四川页岩气水力压裂诱发断层滑动和套管变形风险评估. 石油科学通报, 2020, 03: 366-375

FAN Yu, HUANG Rui, ZENG Bo, CHEN Zhaowei, ZHOU Xiaojing, XIANG Degui, SONG Yi. Fault slip induced by hydraulic fracturing and risk assessment of casing deformation in the Sichuan Basin. Petroleum Science Bulletin, 2020, 03: 366-375. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.03.031

3 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing, 102249

Abstract Serious casing deformation occurred during hydraulic fracturing in Changning-Weiyuan national shale gas demonstration area, Sichuan Basin, which has seriously impacted on fracturing and subsequent production. In order to clarify the cause of casing deformation occurring during hydraulic fracturing and to explore how to mitigate casing deformation, we take the H pad located in the Changning-Weiyuan shale gas area as the research object, observing the distribution of casing deformation, identifying the orientation and dip of faults, establishing the geomechanical model, and assessing the slip probability of faults under hydraulic fracturing operations. The correlational analysis between the positions of the casing deformation and ant tracking faults and microseismic events shows that the fault slip induced by hydraulic fracturing might be the cause of casing deformation. The multi-arm caliper logging shows that the casing deformation is S-shaped shear deformation, which is consistent with the shear characteristics of a fault slip. Based on the geological structure of this block, the fault model was established by taking the faults interpreted by ant tracking as the main body and the fault interpreted by microseismic events as the supplement. The data of conventional logging, image logging and mini- fracturing were analyzed to obtain the in-situ stress and pore pressure, and to establish the geomechanical model. The Mohr-Coulomb criterion was used to analyze the activation states of these faults, and the QRA method (Quantitative Risk Analysis) was used to analyze the slip risk of faults and the sensitivity of each factor on fault slip. The results show that most of the faults in this pad are in a critical stress state under the in-situ conditions, and the well-oriented faults can easily be activated under current pumping pressure. The slip probability of the faults which intersect the casing deformation section is up to 65% under a pressure increase of 17 MPa, which shows the casing deformation can be caused by fault slip induced by hydraulic fracturing. In this case, the pore pressure gradient and friction coefficient have the greatest influence on the results. The prediction results of the model will be more accurate if the pore pressure and friction coefficient are estimated more precisely. Based on the risk assessment results, the slip risk of faults can be calculated, which can provide reference for optimizing well trajectory design to mitigate casing deformation. This method may provide an effective method for minimizing casing deformation problems

Keywords casing deformation; hydraulic fracturing; fault slip; risk assessment; mitigating casing deformation

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.03.031

0 引言

自 2009 年以来,在四川长宁和威远等区块,中国开始大规模开发页岩气,其主体技术是水平井和水力压裂。值得注意的是 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单井产量下降,同时亦使整个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。

针对页岩气水平井水力压裂过程中出现的套管变形问题,许多学者开展了不同方面的研究。刘港等^[1]将水平井套损的原因归结为围岩蠕滑挤压力和断层活化剪切力共同作用的结果。刘伟等^[2-3]通过比对现场铅印变形情况与数值模拟结果,认为与套管相交的断层在压裂过程中激活与错动是引起套管变形的主要原因。郭雪利等^[4-5]认为断层滑动是引起井脚跟处套管变形的主要因素,在断层滑动和较高外应力与内压的情况下,套管有较高风险发生变形。余夫等^[6]发现当出现断层、层位间穿越与近井筒地层各向异性时,套管变形风险会增加,其中断层条件下发生套管变形的概率很大。王素玲等^[7]基于有限元模拟了套管剪切损坏的过程,结果表明套损的主要机理是页岩储层滑移引起的套管剪切。李留伟等^[8]通过比对常规测井、井径

测量及固井质量等数据认为天然裂缝面附近岩石滑移是造成套管变形的根本原因。陈朝伟等^[9-10]从现场数据出发,分析套管变形出现的规律,提出断层和层理发育是套管变形的内因,水力压裂是套管变形的内因。以上研究集中于探讨套管变形的机理,几乎都指出,水力压裂诱发的断层滑动是引起套管变形的主要原因,但在防治措施方面开展的工作还很少。

本文以 H 平台为实例,观察断层产状,建立地质力学模型,分析断层滑动风险概率。首先介绍该平台的基本情况,其次结合蚂蚁体与微地震分析其与套管变形的相关性,并指出套管变形是由水力压裂诱发的断层滑动所引起。由此基于地质数据建立断层模型,对其进行地质力学分析,并应用定量风险分析(QRA)评估断层滑动的风险。最后结合分析结果给出了减缓套管变形的具体措施。

1 观察套管变形

位于四川盆地页岩气开发区块的 H 平台 H-1、H-2、H-3 三口井在压裂施工期间发生了严重的套管变形,套管变形统计情况见表 1,在图 1 所示的压裂施工段示意图中,套管变形位置用红圆表示。该平台

三口井共设计压裂 77 段，因套管变形丢段数达 19 段，实际压裂 58 段。

通过分析套管变形与地质特征和水力压裂施工的相关性，陈朝伟等^[9]提出断层滑动是套管变形的地质因素——内因，水力压裂是套管变形的工程因素——外因。大量的套管变形现场数据说明该机理符合现场实际情况。

为了进一步明确套管变形与断层的关系，比较了该平台套管变形与蚂蚁体裂缝带的相关性。通过蚂蚁体追踪得到的断层如图 2 所示，可以看出该平台发生套管变形的井段共有 9 处，与蚂蚁体裂缝带所识别的断层相交的达 6 处，说明大部分套管变形的出现都与断层相关。

为了更进一步明确套管变形与断层的关系，比较

表 1 套管变形情况统计表

Table 1 The statistics of casing deformation

序号	井号	遇阻深度/m	遇阻深度段
1	H-1	4331	5
2	H-1	3839.7	12
3	H-2	3667	14
4	H-2	3497.5	18
5	H-2	2925	30
6	H-3	3352	18
7	H-3	3195.1	22
8	H-3	3094	23
9	H-3	2615	32

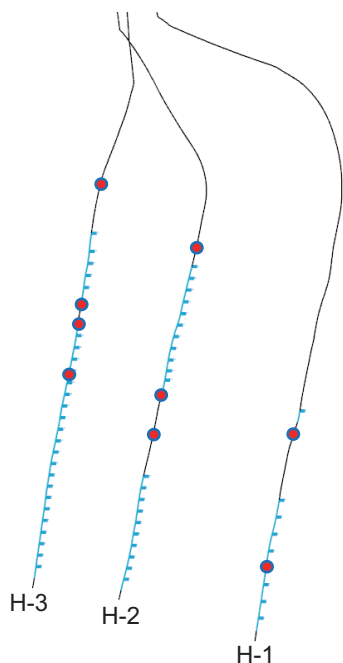


图 1 压裂施工段示意图

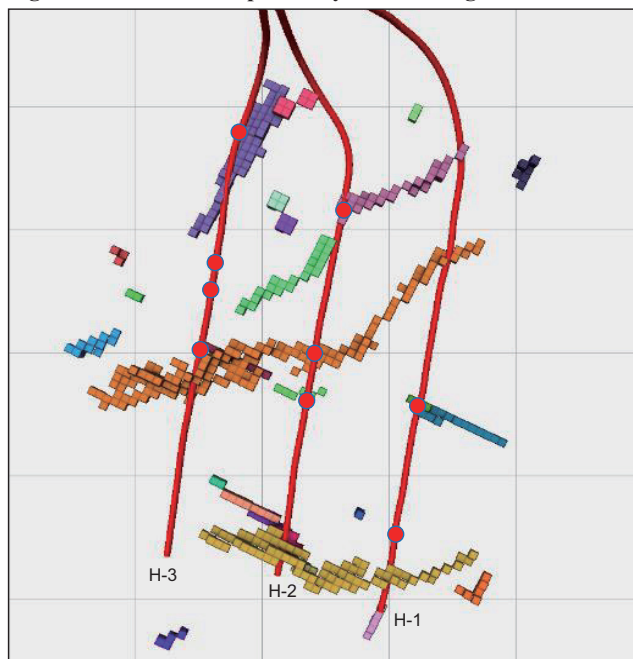
Fig. 1 The schematic diagram of fractured stages

了套管变形与微地震信号的相关性。图 3-a 蓝色、橙色分别为 H-2 井第 26、27 段压裂产生的微地震事件，绿色矩形为 H-2 井第 27 压裂段的射孔位置。可以看到：(1) 两段压裂产生的微地震信号有明显重叠的现象，信号往特定方向延伸并汇聚成一条微震信号带，符合断层等裂缝带激活的特征；(2) 微地震信号距离射孔位置较远，信号明显偏移在井筒左侧，且信号带方向与最大水平地应力方向明显不一致，故可排除水力裂缝剪切带来的干扰(水力裂缝沿最大水平地应力方向延伸，形成的信号带方向通常与最大水平地应力方向一致)；(3) 基于震源机制理论，裂缝剪切所产生的微地震震级相比裂缝拉张产生的要高，故微地震所能监测到的信号大多是由裂缝剪切滑动造成^[11]。综上，此微地震信号带可以解释为断层或天然裂缝发育带，在水力压裂的作用下发生了相对明显的剪切滑动。类似地，图 3-b、3-c 及其余大部分套管变形点附近的微地震信号均有相似特征。套管变形发生在滑动断层与井筒相交处，说明断层滑动正是套管变形的诱因。

该平台实施了 MIT 多臂井径测井，以 H-2 井 3514 m 套管变形数据为例。测试结果如图 4 所示，图中显示测得的 24 条沿套管内壁均匀分布的半径曲线 FING01~FING24，可直接反映套管内壁的变化情况，右侧显示最小、平均和最大井径。从井径曲线可以看出，变形范围在 3 m 左右，属于典型的局部变形。以图中黑色虚线为分界线，可以看到上部的井径曲线向

图 2 蚂蚁体裂缝带预测图

Fig. 2 The faults interpreted by ant tracking



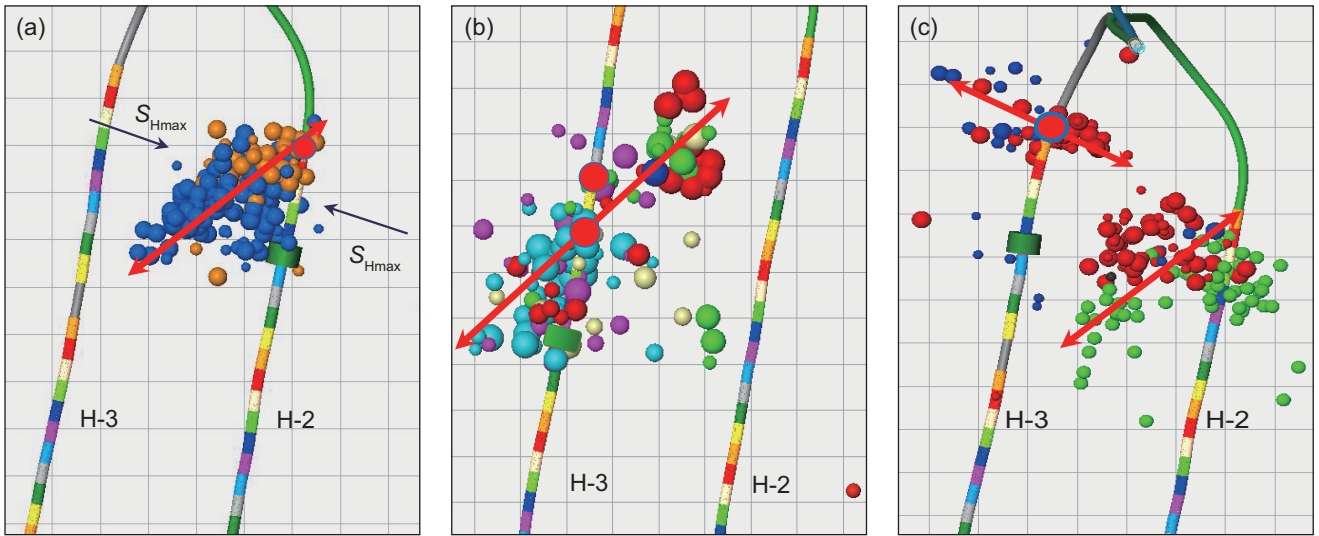


图3 微地震信号图
Fig. 3 Microseismic events

25.4	FING01 (mm)	127	60	MAXDIA (mm)	150
22.86	FING02 (mm)	124.46	60	MINDIA (mm)	150
-33.02	FING24 (mm)	68.58	60	AVEDIA (mm)	150

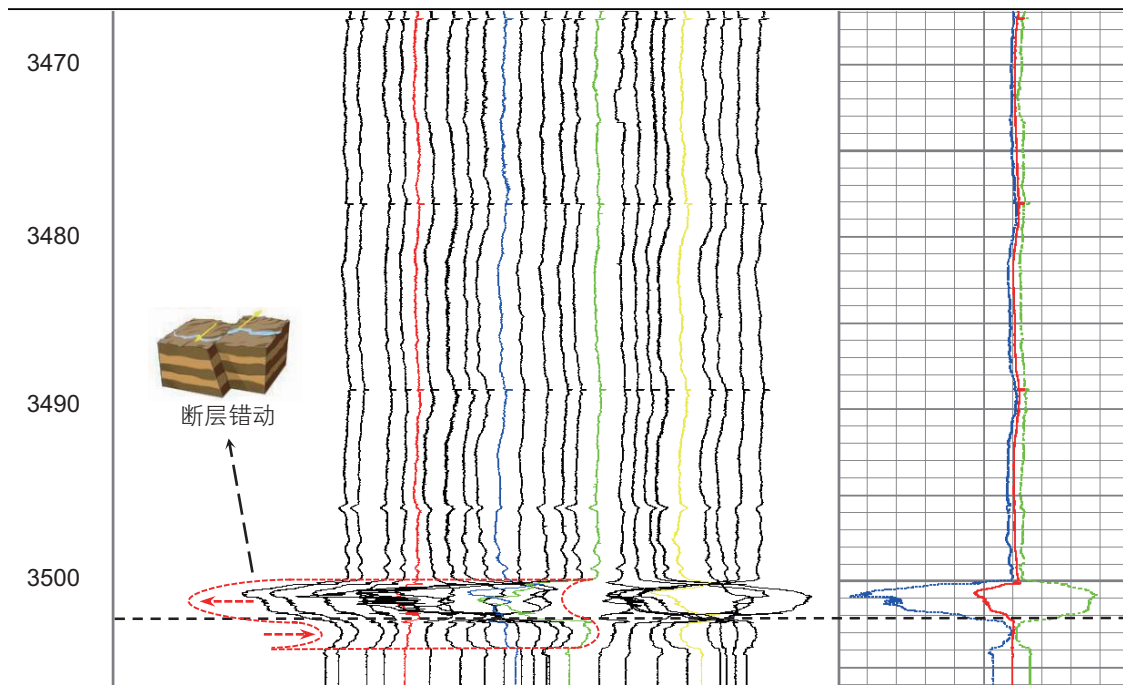


图4 MIT多臂井径测井
Fig. 4 MIT caliper logs

左弯曲扩径，指示该部分套管受力向左变形，而下部的井径曲线向右弯曲缩径，指示该部分套管受力向右变形，整体成S型剪切变形。该变形特征与断层上下两盘相对错动的剪切特征一致。

套管变形与蚂蚁体裂缝带、微地震信号的相关性，加以套管变形形状的验证，可进一步说明套管变形是

由压裂诱发的断层滑动所引起的。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 观察断层

套管变形是由断层滑动引起，因此要理解并解决套

管变形问题就需要对断层有更全面的认识。本节以蚂蚁体技术解释的断层为主体,以微地震信号解释的断层为补充,用区块的地质构造特征作验证,来观察断层。

可用微地震信号解释来补充对断层的认识。从微地震信号带方向与信号重合部位可以看出图3-a识别的断层与图3-b识别的断层是相连的同一条断层。因此,通过微地震信号可以补充解释两条断层,如图5红色双箭头所示:一条为穿过H-3井尺寸较小的断层,一条为同时穿过H-3井与H-2井尺寸较大的断层。

图6为井区三维地震构造解释图,红线为构造断层带,从中可以看出H平台位于井区的北部,靠近断层发育地带。构造断层走向以NEE向为主,图5蚂蚁体与微地震解释的小断层与其基本一致。从图7断裂

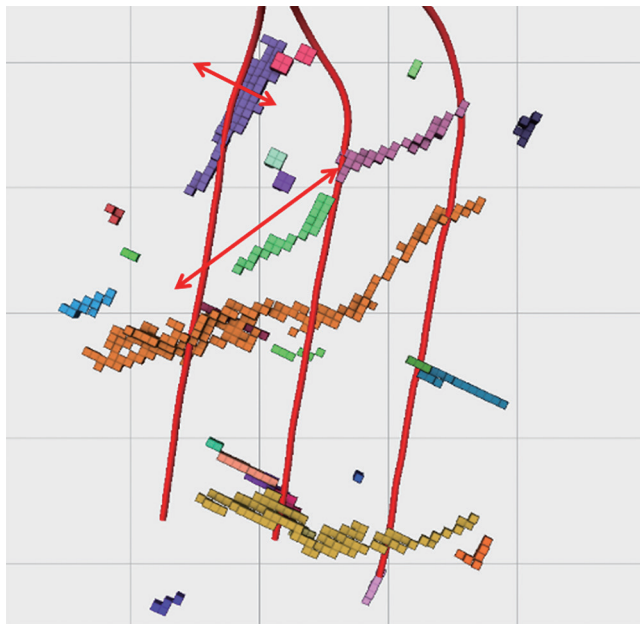


图5 蚂蚁体—微地震断层图

Fig. 5 Faults interpreted by ant tracking and microseismic events

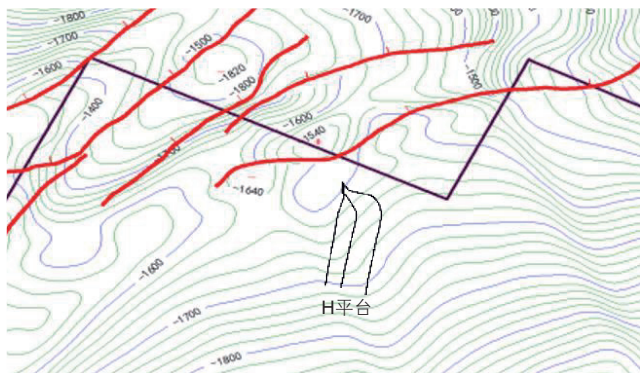


图6 井区三维地震构造图

Fig. 6 Three-dimensional seismic structural interpretation of the well area

系统地震剖面看,断层发育为高角度断裂,倾角大约在 70° 左右。

对图5的小断层进行处理,建立断层模型。按走向相同解释为同一条断层,共解释断层30条,所建断层模型如图8所示。对断层按顺序编号,其中第3号和第7号断层是由微地震数据补充解释的,其余是基于蚂蚁体数据解释的。断层长度在60~830 m范围内分布,长度在200 m以下的断层共13条,长度

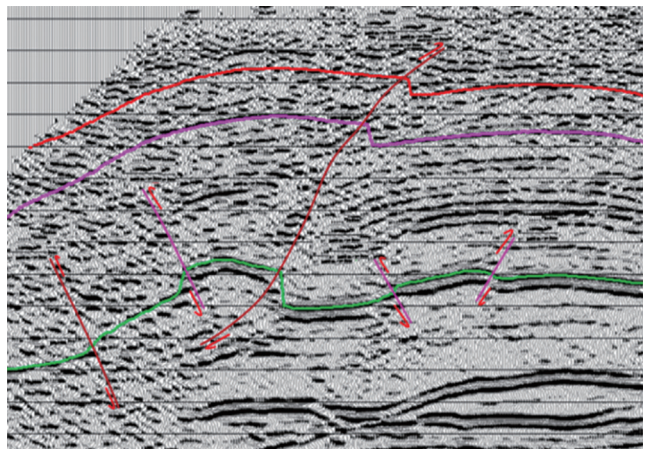


图7 断裂系统地震剖面图

Fig. 7 Seismic profile of the faults system

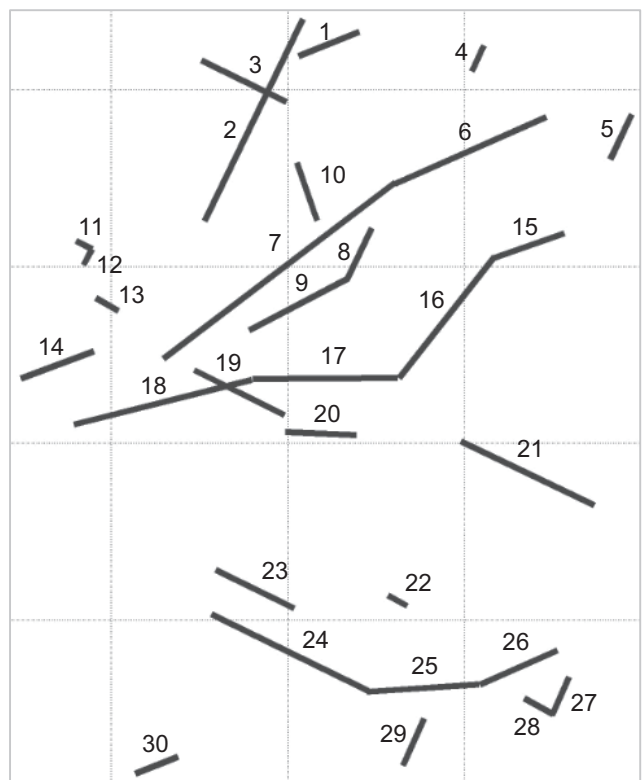


图8 断层模型

Fig. 8 Faults model

在 200~500 m 的断层共 14 条, 长度在 500 m 以上的断层共 3 条。根据走向将断层分为三组, 图 9 为断层方位图, 黑点为断层面法向量投影在下半球上的极轴点, 对应的断层面走向线用虚线表示, 如图所示走向在 110°~120° 左右 (红色虚线) 且分布较为集中的为第 I 组断层, 其次走向在 60°~70° 左右 (橙色虚线) 为第 II 组断层, 少部分走向在 20°~30° 左右 (绿色虚线) 为第 III 组断层。

3 地应力分析

基于数据分析揭示了套管变形的机理, 通过地质力学概率分析可进一步给出断层滑动风险高低, 理清哪些断层在压裂期间容易滑动, 这对指导施工设计以减缓套变具有一定参考价值。

地应力是断层活化的主控因素^[12], 因此评估断层滑动风险首先需要分析地应力, 构建地质力学模型, 通过测井、测试等数据可以约束地质力学相关参数^[13]。垂直应力 S_{vertical} 基于密度测井, 测量范围在 1600 m 垂深和完钻井深之间。在 50~1600 m 垂深范围内使用指数曲线来拟合密度。密度曲线显示在地面至地下 50 m 深度范围内密度值从 1.0 g/cm³ 变化至 2.0 g/cm³, 这与其他地区陆地中的测量结果一致。由声波数据导出的伪密度数据对应 1780~1850 m 垂深范围的密度。对密度数据积分以获取连续的垂直应力剖面, 垂直应力 S_{vertical} 梯度约为 0.0254 MPa/m。

Y 井是进行地层压力测试的邻井。原始地层压力 P_{pore} 为 31.57 MPa, 梯度为 0.0116 MPa/m。利用 Z 井在龙马溪组获得的压裂测试数据对最小地应力 S_{hmin} 进行约束, 裂缝闭合压力范围在 45.1~45.5 MPa, 估算 S_{hmin}

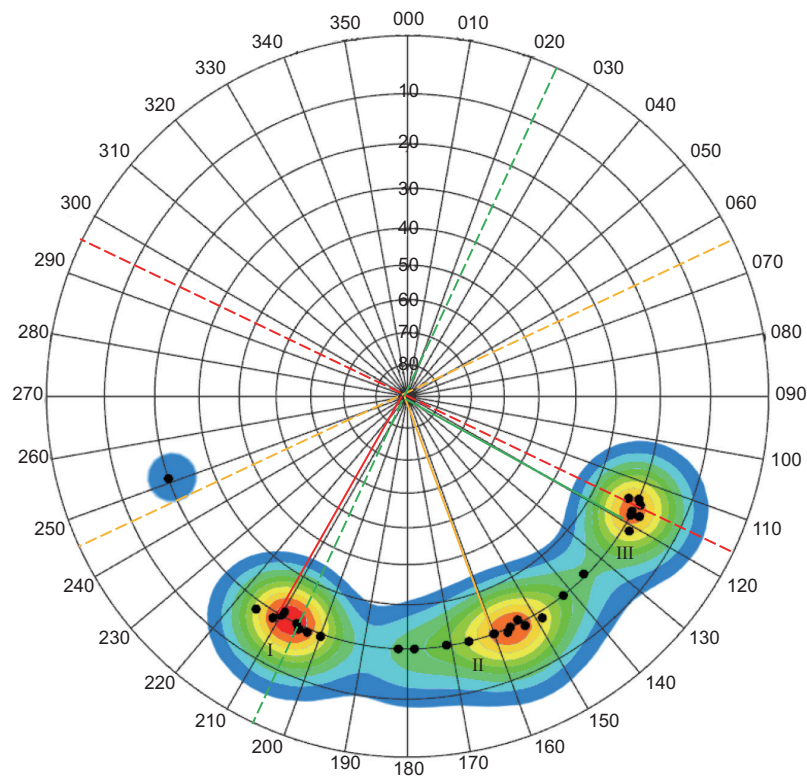


图 9 断层方位图

Fig. 9 Faults on a stereonet

表 2 地质力学模型

Table 2 Geomechanical Model

地质力学参数/(MPa/m)	高	中心	低	误差
S_{Hmax}	0.0353	0.0339	0.0325	0.0014
S_{hmin}	0.0191	0.0186	0.0181	0.0005
S_{vertical}	0.0259	0.0254	0.0249	0.0005
P_{pore}	0.0137	0.0116	0.0095	0.0021
S_{Hmax} Azimuth	~114°	109°	~104°	5°

梯度约为 0.0186 MPa/m。

通过Z井成像测井资料可以观测到连续的井壁崩落。根据所观测到的井壁崩落,可以推测最大地应力方位 S_{Hmax} Azimuth约为 $109^{\circ}N$ 。长宁区块的应力方向与基于世界应力图的区域观测结果一致。 S_{Hmax} 是基于观测到的井壁崩落以及 S_{Hmin} 外加岩石强度进行约束的。岩石的单轴抗压强度在65~75 MPa之间,于2445 m垂深处发现大约 60° 的崩落宽度,获得的 S_{Hmax} 梯度约为0.0339 MPa/m。

4 断层滑动风险评估

基于断层数据和地应力数据,利用断层滑动假设^[14]与定量风险分析^[15-16](QRA)评估断层滑动风险。风险评估的大致流程如下,首先考虑地质力学建模过程中相关参数的不确定性,依据不确定性对均匀分布的地质力学参数进行随机抽样生成地质力学概率模型。

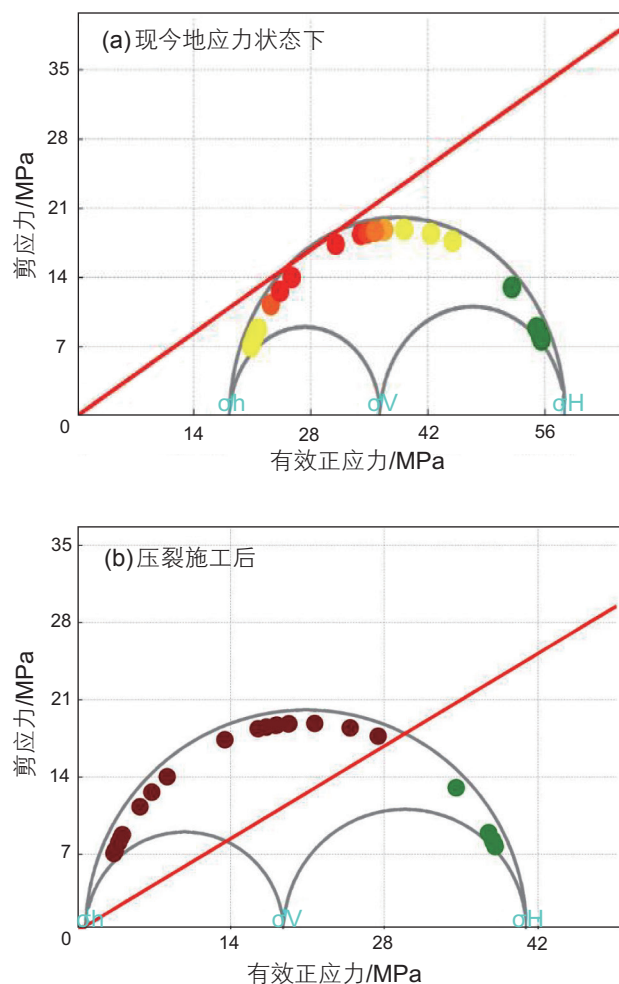


图10 断层应力状态

Fig. 10 The stress state of faults

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。最后基于水力压裂诱发的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。

用三维摩尔圆图可以清晰地显示断层的应力状态。当断层处于摩擦线以上时,称之为临界应力断层,即在周围应力场作用下可滑动的断层。在现今地应力条件下,该区块大部分断层接近临界应力状态(图10-a)。该平台水力压裂诱发的孔隙压力扰动值大约为17 MPa,在目前的施工压力条件下,处于优势方位的断层很容易被激活。可见水力压裂施工后大部分断层都进入了临界应力状态(图10-b),满足了力学活动条件。

通过QRA分析给出了该平台压裂施工后断层滑动概率。图11为孔隙压力扰动值为17 MPa情况下的断层滑动风险评估图。偏红色的断层代表其滑动概率较高,属于高风险断层,相反偏绿色则为低风险断层。除开2处与断层不相交的套管变形,其余7处套管变形相交的断层均为偏红色高风险断层;相反的,2号、8号、29号断层为与井相交的偏绿色低风险断层,可以看到相交井段并未出现套变。综上可以说明套管变形的主控因素正是水力压裂诱发的断层滑动,同时基于此评估结果,可以清晰地看出哪些断层是高风险未来井眼需要避开的,哪些断层是低风险未来井眼可以穿过的,这为优化井眼轨迹设计以减缓套变提供了依据。

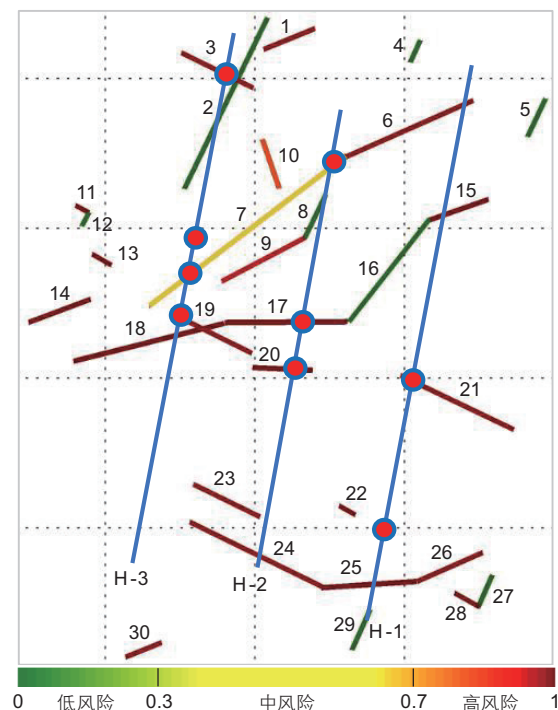


图11 断层滑动风险评估图

Fig. 11 Risk assessment of fault slip

值得注意的是与H-1井相交的6号、15号断层虽是高风险断层，由于相交井段没有进行压裂作业，因此并未激活断层导致套变。与H-2井相交的24号、与H-1井相交的25号断层则可能是处在不同深度。

图12中包含红线的部分显示了7号断层的地质力学输入参数分布。左上第一幅图为生成的垂直应力 $S_{vertical}$ 梯度大小分布，两端为表2所示误差范围内的最小值与最大值，该结果是在均匀分布(红线)的样本上通过随机抽样生成的，从左往右依次显示了最小地应力 S_{hmin} 、最大地应力 S_{Hmax} 、孔隙压力 P_{pore} 、断层走向Strike、断层倾角Dip、最大水平地应力方位 S_{Hmax}

Azimuth、摩擦系数 u 的分布。右下板块显示了生成的概率模型中7号断层临界孔隙压力扰动值 ΔP 的分布。可见7号断层临界孔隙压力扰动值分布在14 MPa左右，占比最高，低于水力压裂诱发的孔隙压力扰动值17 MPa，说明有较大可能发生滑动。此孔隙压力分布可以显示为图13所示的累积分布函数曲线(CDF)。从中可以看出当水力压裂诱发的孔隙压力扰动值为17 MPa时，7号断层发生滑动的概率达65%，图3-a、3-b微地震数据表明此断层发生了滑动，证明其风险评估的结果是可靠的。

图14为敏感性分析图，显示了每个参数处在其上

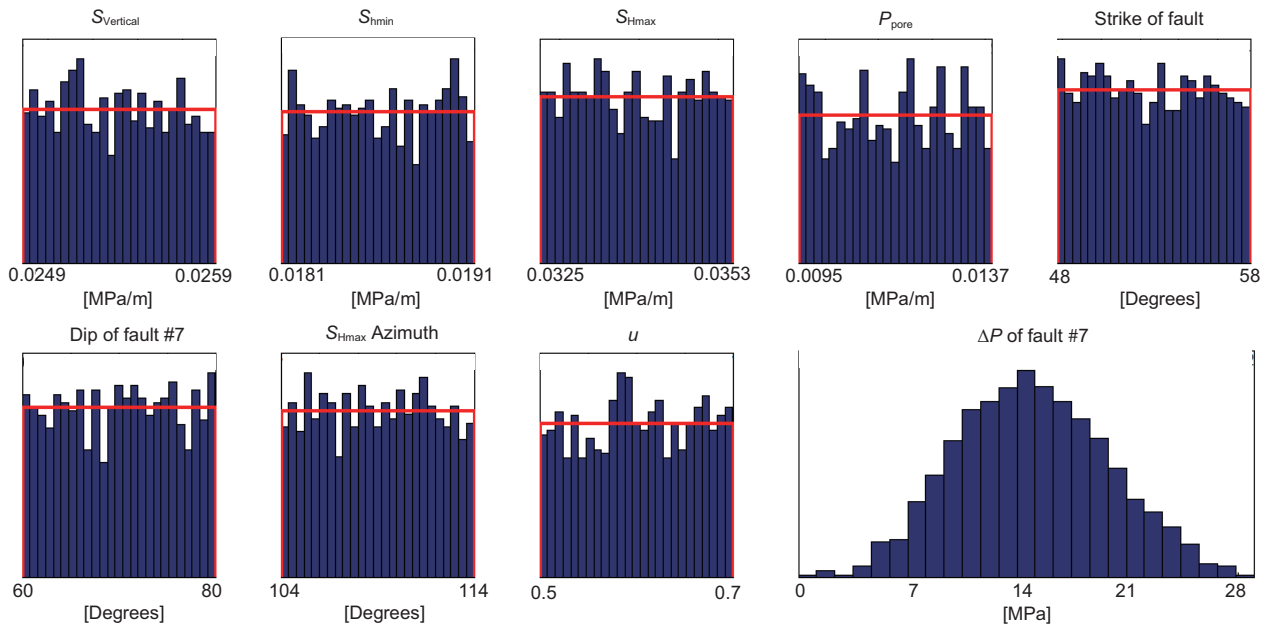


图12 7号断层地质力学不确定性分布直方图

Fig. 12 Probabilistic distributions of geomechanical uncertainties for the fault number 7

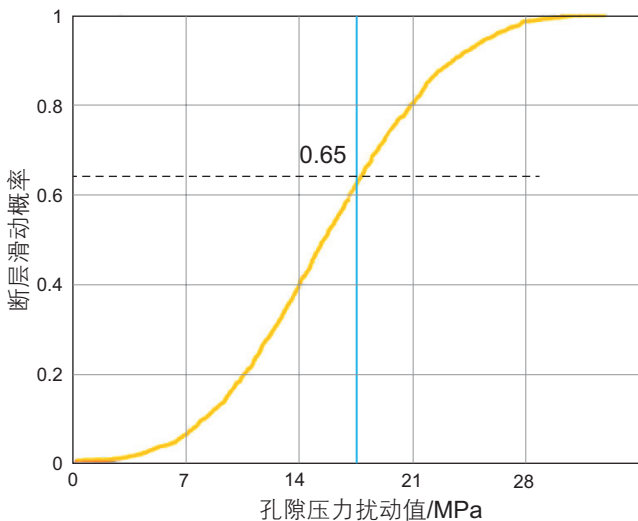


图13 7号断层滑动概率曲线

Fig. 13 The slip probability curve of fault number 7

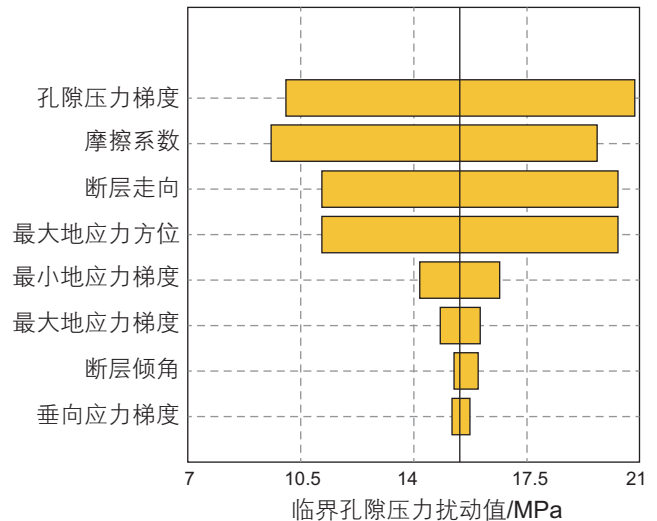


图14 7号断层敏感性分析

Fig. 14 Sensitivity analysis results for fault number 7

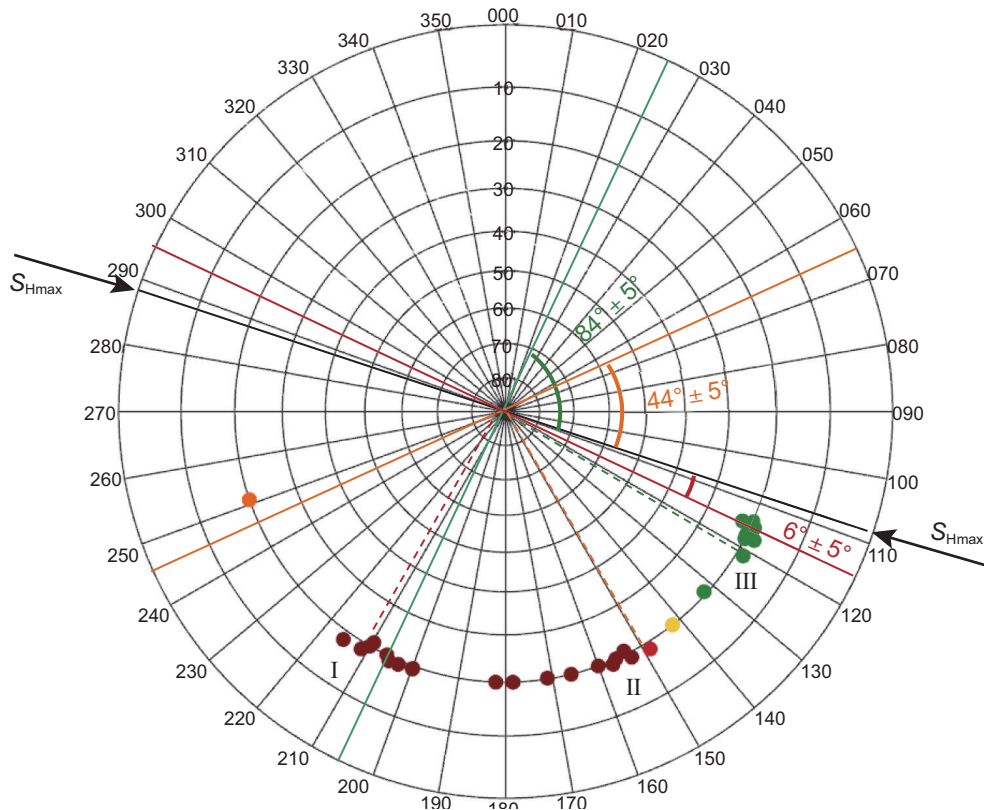


图 15 风险评估下半球投影图

Fig. 15 Risk assessment results on a stereonet

限或下限时,模型中临界孔隙压力扰动值如何变化,并根据其变化程度对参数进行排序。通过对每个参数不确定性的相对影响进行排序,可以确定哪些数据能够最有效地减小不确定性,从而确定数据搜集的优先级。从图 14 可以看出本例中孔隙压力梯度与摩擦系数对结果的影响最大,可见将孔隙压力与摩擦系数构建得更精确将使模型的预测结果更精准。

图 15 为以下半球投影图表示的风险评估结果,黑色实线指示最大地应力方向,红色、橙色、绿色实线分别为第 I、II、III 组断层对应的走向线。从中可以看出第 I 组断层走向在 $110^{\circ}\sim 120^{\circ}$ 左右(图 9),与最大地应力方向 109° 呈 $1^{\circ}\sim 11^{\circ}$ 夹角范围(图 15);第 II 组断层走向在 $60^{\circ}\sim 70^{\circ}$ 左右,与最大地应力方向呈 $39^{\circ}\sim 49^{\circ}$ 夹角范围,结果表明第 I、II 两组断层的滑动风险相对较高。第 III 组断层走向在 $20^{\circ}\sim 30^{\circ}$ 左右,与最大地应力方向呈 $79^{\circ}\sim 89^{\circ}$ 夹角范围,其滑动风险相对较低。由此可知断层走向与最大地应力方向的夹角越大,断层

相对越稳定。

5 结论

(1) 临界应力分析表明,在现今地应力条件下,该区块大部分断层接近临界应力状态。在目前的施工压力条件下,压裂施工后大部分断层均达到了临界应力状态,满足了力学活动条件。

(2) 定量风险分析表明,在水力压裂诱发的孔隙压力扰动值为 17 MPa 情况下,与套管变形井段相交断层的滑动概率最低达 65%,证明大部分套管变形的确是由断层滑动所引起。敏感性分析表明,孔隙压力和摩擦系数对结果影响最大。

(3) 基于此风险评估结果,可以识别断层滑动风险高低,为指导钻井施工设计以减缓套管变形提供参考,该方法可能为解决套管变形问题提供一种有效的分析方法。

参考文献

- [1] 刘港,赵海军,马凤山,等. 断层影响的水平井套管损坏分析与模拟研究[J]. 工程地质学报, 2016, 24(suppl.): 1019-1026. [LIU G, ZHAO H J, MA F S, et al. Study on horizontal casing failure caused by fault deformation and movement[J]. Journal of Engineering

- Geology, 2016, 24(suppl.): 1019–1026.]
- [2] 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(4): 466–477. [LIU W, TAO C Z, WAN Y Y, 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(4): 466–477.]
- [3] YIN F, HAN L H, YANG S Y, et al. Casing deformation from fracture slip in hydraulic fracturing[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 166: 235–241.
- [4] GUO X L, LI J, LIU G H, et al. Numerical simulation of casing deformation during volume fracturing of horizontal shale gas wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 731–742.
- [5] 郭雪利, 李军, 柳贡慧, 等. 基于震源机制的页岩气压裂井套管变形机理[J]. 断块油气田, 2018, 25(5): 665–669. [GUO X L, LI J, LIU G H, et al. Research on casing deformation for shale gas wells based on focal mechanism[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(5): 665–669.]
- [6] 余夫, 史伟. 页岩气井套管变形失效原因分析[J]. 石油管材与仪器, 2018, 4(3): 35–38. [YU F, SHI W. Casing deformation failure cause analysis in shale gas well[J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2018, 4(3): 35–38.]
- [7] 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(1): 100–105. [WANG S L, YANG L. Numerical simulation and influencing factors analysis on casing shear damage in shale layer[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(1): 100–105.]
- [8] 李留伟, 王高成, 练章华, 等. 页岩气水平井生产套管变形机理及工程应对方案[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 91–99. [LI L W, WANG G C, LIAN Z H, et al. Deformation mechanism of horizontal shale gas well production casing and its engineering solution: A case study on the Huangjinba Block of the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(11): 91–99.]
- [9] 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 Z W, SHI L, XIANG D G. Mechanism of casing deformation in the Changning-Weiyuan national shale gas project demonstration area and countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11): 70–75.]
- [10] 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(4): 110–114. [CHEN Z W, WANG P F, XIANG D G. Analysis of casing deformation in the Changning-Weiyuan Block based on focal mechanism[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(4): 110–114.]
- [11] SHAWN M. Microseismic imaging of hydraulic fracturing: Improved engineering of unconventional shale reservoirs[M]. Society of Exploration Geophysicists, 2014.
- [12] 张健勇, 崔振东, 周健, 等. 流体注入工程诱发断层活化的风险评估方法[J]. 天然气工业, 2018, 38(8): 33–40. [ZHANG J Y, CUI Z D, ZHOU J, et al. Risk assessment methods for fault reactivation induced by fluid injection[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(8): 33–40.]
- [13] ZOBACK M D. 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 M D. Reservoir geomechanics[M]. SHI L, CHEN Z W, LIU Y S, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.]
- [14] BARTON C A, ZOBACK M D, MOOS D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock[J]. Geology, 1995, 23(8): 683–686.
- [15] WALSH F R, ZOBACK M D. Probabilistic assessment of potential fault slip related to injection-induced earthquakes: Application to north-central Oklahoma, USA[J]. Geology, 2016, 44(12): 991–994.
- [16] CHEN Z W, ZHOU L, WALSH F R, et al. Case study: Casing deformation caused by hydraulic fracturing induced fault slip in the Sichuan Basin[C]// paper 2882313-MS presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 23–25 July 2018, Houston, Texas, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.15530/urtec-2018-2882313>.

(责任编辑 林伯韬 编辑 马桂霞)