

湖北宜昌深层山地页岩气地质力学研究及应用

梁兴¹,张朝¹,张鹏伟²,张磊¹,王高成¹,潘元炜²,赵春段²,张介辉¹,王维旭¹,仇凯斌²

(1. 中国石油浙江油田分公司, 浙江 杭州 310023; 2. 斯伦贝谢中国公司地球科学与石油工程研究院, 北京 100000)

摘要:湖北宜昌深层山地页岩气区块位于中扬子地块的江汉盆地北缘,具有龙马溪组页岩气目的层埋深大、地质条件复杂、水平应力差大等特征。开展地质力学研究有助于深化区块复杂构造、断层及天然裂缝系统对地应力场影响的认识,为页岩气水平井的井壁稳定性分析、钻进风险预测、压裂设计优化及压后评估提供基础数据。三维地质力学模型的建立依赖于精细化的构造解释、页岩气地质及多尺度天然裂缝模型,针对宜昌探区建立了全区和开发平台尺度三维地质力学模型,平台尺度模型具有更精细的分辨率,能精确刻画井周的地应力场,更好地服务于钻井与压裂优化设计。研究表明,宜昌探区应力机制以挤压走滑型为主,水平两向应力差值大于四川盆地页岩气区,天然裂缝激活风险较大,而且钻井液安全窗口较窄、井壁稳定性较差,水平井分级压裂受到水平应力差大、天然裂缝激活风险大等特征影响而出现水力裂缝网较简单的问题。基于平台模型开展了压后四维地质力学模拟,分析压后地应力场变化,研究成果表明,压裂后缝网周围的最小主应力明显增加,应力机制向逆冲型过渡,应力阴影影响范围在20~40 m。充分利用地质力学成果对于提高钻探工程效率和开发效益有重要作用,该研究是国内首次针对四川盆地外的复杂构造区深层山地页岩气建立的精细化三维地质力学模型,研究成果对于深层页岩气大规模开发具有重要的示范引领与借鉴意义。

关键词:深层页岩气;山地页岩气;地质力学;地质工程一体化;孔隙压力;应力阴影;泥浆窗口;宜昌

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Research and application of geomechanics of shale gas in deep mountain of Yichang, Hubei

LIANG Xing¹, ZHANG Chao¹, ZHANG Pengwei², ZHANG Lei¹, WANG Gaocheng¹, PAN Yuanwei², ZHAO Chunduan²,
ZHANG Jiehui¹, WANG Weixu¹, QIU Kaibin²

(1. Zhejiang Oil Field, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 2. SCPI, Beijing 100015, China)

Abstract: Deep mountain shale gas play in Yichang, Hubei Province is located in the northern margin of Jiangnan Basin in Mid-Yangtze area and has the characteristics of shale gas in Longmaxi formation such as large buried depth, complex geological condition, and large horizontal stress difference. The study of geomechanics is helpful to deepen the understanding of the influence of complex structure, fault and natural fracture system on in-situ stress field, providing basic data for wellbore stability analysis, drilling risk prediction, fracturing design optimization and post-fracturing evaluation of shale gas horizontal wells. The establishment of 3D geomechanical model depends on fine structural interpretation, shale gas geology and multi-scale natural fracture model. Therefore, one for the whole area and development platform is established. The platform scale model has more fine resolution. It can accurately depict the ground stress field around the wells and provides better service for the optimization design of drilling and fracturing. The results show that the stress mechanism in Yichang exploration area is mainly extrusion strike-slip type, the horizontal two-direction stress difference is larger than that in shale gas area of Sichuan Basin, and the risk of natural fracture activation is greater. Meanwhile, the safe window of drilling fluid is narrow and the stability of wellbore is poor. The graded fracturing of horizontal wells is affected by the large horizontal stress difference and the high risk of natural fracture activation, so the hydraulic fracture pattern is relatively simple. Based on the platform model, the 4D geomechanical simulation after fracturing is carried out, and the change of in-situ stress field after pressure is analyzed. It is showed that the minimum principal stress around the fracture net after fracturing increases significantly, the stress mechanism transitions to the reverse impulse type, and the influence range of stress shadow is 20 ~ 40 m. Making full use of geomechanical results plays an important role in improving the

收稿日期:2019-07-23。

第一作者简介:梁兴(1965—),博士,教授级高工,从事南方油气地质综合评价与部署研究、非常规油气的勘探开发及钻探工程技术研究。通讯地址:浙江省杭州市余杭区五常街道荆山湾路中国石油浙江油田公司办公室,邮政编码:310023。E-mail: liangx85@petrochina.com.cn

基金项目:中国石油天然气集团公司重大现场试验项目“深层页岩气有效开采关键技术攻关与试验”(2019F-31)。

efficiency and development benefit of drilling engineering. This study is the first time in China to establish a fine 3D geomechanical model for the deep mountain shale gas in the complex structural area outside the Sichuan Basin. The research results have important demonstration guidance and reference significance for the large-scale development of shale gas in deep layer.

Key words: shale gas in deep layer, mountainous shale gas, geomechanics, geological-engineering integration, pore pressure, stress shadow, mud weight window, Yichang area

在国家页岩气发展战略的政策指导下,最近十年通过持续页岩气技术攻关,国内针对中浅层页岩气高效开发已经拥有了较成熟的技术手段及开发策略^[1-2],认识到中国南方海相页岩气明显有别于北美构造稳定的大板块(地台区)页岩气,并针对其特殊性,于2010年率先提出了“山地页岩气”理念及地质工程一体化研究的对策思路^[3]。面对复杂的山地页岩气地质条件和工程特点,浙江油田2014年3月率先在昭通黄金坝页岩气建产区开展了地质工程一体化综合研究^[4]。当前,针对页岩气高效开发的主流认识归结于“地质工程一体化”综合研究。“地质工程一体化”被认为是快速缩短向北美学习曲线高效开发页岩气的必由之路,并相继在国内昭通黄金坝、长宁等四川盆地页岩气藏建立起了一套高效的地质工程一体化协同作业流程^[5-8]。在地质工程一体化研究的不断积累、深挖过程中,地质力学研究的重要性逐渐凸显。目前,页岩气开发过程中地质力学研究的成果相对较少,国内首次进行多尺度、大规模地质力学建模始于黄金坝页岩气区块地质工程一体化研究^[9],地质力学成果在该区块钻井优化及压裂设计中起到关键作用。

湖北省宜昌页岩气研究区块,在大地构造上地处中扬子地块江汉盆地(第三系盆地)之北,位于南北走向的荆山山脉以东之丘陵地带。该区块在传统意义上处于当阳复向斜的中北部,具体位于远安断层以东的宜昌市远安—当阳区域,研究区地表出露侏罗系—三叠系地层,表层(中生届)为向斜的东翼,深层(古生届)呈东倾的构造单斜区。因受晚印支期陆内造山成盆构造运动的强烈改造,“挤压冲断、伸展断陷、压扭走滑”三期构造改造叠置,深层的古生界海相构造层断层、裂缝发育,主体呈东倾的构造斜坡带,五峰组—龙马溪组页岩层显性微裂缝与高角度的隐性节理发育,“强改造、过成熟、高应力”山地页岩气地质特征显著,压扭走滑应力结构框架下的储层微观条件十分复杂,页岩气钻井风险大,体积压裂困难。

为了更清楚地认识宜昌页岩气区块的构造地质条件对于页岩气钻探工程方面的影响,以页岩气勘

探评价的系统成果资料为基础,2018年设立专题开展系统的页岩气地质力学研究,目的是识别、表征和评价复杂的储层特征,从而找到针对性解决工程问题的关键措施。系统阐述了地质力学模型的建立方法,包括如何获取能够反映复杂地质条件(断层、裂缝、微构造等)的地应力场,如何充分利用地质力学成果服务于区块及井位优化、钻井优化以及压裂设计优化。针对宜昌区块志留系龙马溪组页岩气井体积压裂困难现状,开展了四维地质力学模拟。通过四维地应力场计算可有效地揭示压裂过程中应力阴影的大小、影响范围及井周应力机制的变化。

1 深层页岩气藏地质力学特性

深层页岩气藏一般指垂深超过3 500 m的页岩气藏^[1]。目前,国内对于中浅层页岩气藏具有较完整的认识系统,包括储层的物性、力学特征以及相应的中浅层开发技术。然而随着埋深的增加,深层页岩气藏的储层及力学特性具有显著的差异。首先,随着埋深增加,三向应力水平增大,水平两向应力差增大,三应力大小的相对关系也可能发生改变^[10]。此外,由于温度和围压的增大,岩石的塑性特征增强,脆性指数减小,但目前对于页岩的弹塑性临界转换深度还没有明确认识^[11]。最后,在压裂施工方面,深层页岩气藏存在施工压力高、加砂规模小及压后初期产气量低且递减快的挑战^[11]。

美国在深层页岩气开发方面有较多成功案例,如Eagle Ford、Haynesville、Cana Woodford等区块都取得了成功的商业开采。以上区块的埋深在3 600~4 200 m,选取有代表性的深层页岩气区块,统计储层相关参数并与宜昌区块进行对比^[10-15]。

基于表1统计数据可以发现,美国深层页岩气区块优质页岩段较厚,Eagle Ford、Haynesville区块岩石杨氏模量较低、水平两向应力差较小、闭合应力梯度相对较高。对比宜昌区块,水平两向应力差显著高于美国深层页岩气田,使得水平井钻井、体积压裂困难增大,这也是国内深层页岩气普遍所面临的巨大

表1 国内外深层页岩气储层参数统计
Table 1 Parameters statistics of deep shale gas reservoir at home and abroad

深层页岩气区块	平均埋深/ m	平均厚度/ m	TOC/ %	杨氏模量/ GPa	泊松比	脆性指数/ %	水平两向应 力差/MPa	闭合应力梯度/ (kPa·m ⁻¹)
Eagle Ford	3 600	121	1.5 ~ 5.5	20 ~ 35	0.12 ~ 0.21	35 ~ 70		21.0
Haynesville	3 658	76	3 ~ 5	13.78	0.27	35 ~ 55	4	22.6
Cana Woodford	4 115	61	6 ~ 12	34.45	0.18	55 ~ 75	5.7	21.5
宜昌远安	3 500 ~ 4 200	20 ~ 38	3.3 ~ 6	37 ~ 41	0.26	50 ~ 75	25 ~ 35	18.5 ~ 20.5

挑战。因此,国内深层页岩气开发需要探索出一条适合自己复杂地质条件的道路,开展系统地质力学研究可以更清楚地认识宜昌深层页岩气区块的工程属性,为探索有效的开发策略提供关键的基础数据。

2 三维地质力学建模

三维地质力学建模是地质工程一体化中的重要一环,其建模核心思路为通过井震结合获取区块三维地质力学输入参数,基于有限元模拟器计算模拟当前地应力场或开采过程中地应力场变化。

2.1 地质力学建模思路

图1为宜昌深层页岩气开采地质力学建模流程。高分辨率地震反演模型、地质模型及断裂系统的刻画,是可靠地质力学模型的先决条件。而可靠的一维地质力学模型则是三维地质力学建模的基础,基于区块单井地质力学参数通过地震属性体约束获取三维地质力学参数空间展布。一维精细地质力学参数需要通过测井数据计算获得,同时结合岩心、井径、成像以及压后数据等资料进行校核。针对页岩地层的层理特征,地质力学建模需要考虑水平向与垂向力学特性的差异,宜昌区块三维地质力学

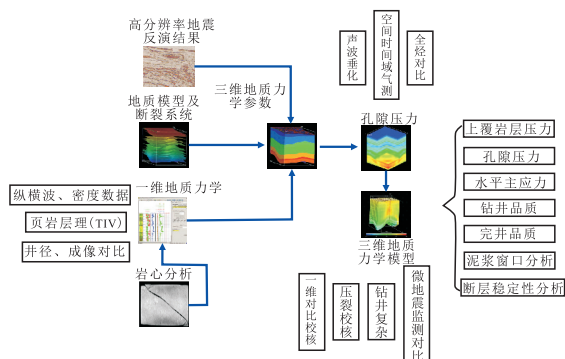


图1 三维地质力学建模思路

Fig. 1 Idea of 3D geomechanical modeling

模型考虑了页岩的层理特征,即横观各向同性模型(TIV),在三维TIV属性体的基础上计算区块的三维孔隙压力及地应力场。三维地应力模型可以提供的成果,包括三向应力、钻井品质、完井品质、泥浆安全窗口分析以及断层裂缝稳定性分析等。

2.2 三维孔隙压力模型

页岩储层超压的机制主要是生烃憋压,导致储层岩石卸载。通过宜昌区块龙马溪组页岩的声波及岩石密度曲线相关性研究,可以看出岩石密度及声波速度均随着深度的增加呈现出减小趋势,从龙马溪龙二段(L2)至五峰组呈现出明显的卸载特征。Bowers超压理论可以有效反映页岩储层的卸载特征^[6],孔隙压力计算模型采用Bowers超压理论(式1),Bowers拟合常数需要通过区块内已有井压后返排数据以及孔压测试数据拟合校正。

$$P_p = \sigma - \left(\frac{V_p - 5000}{A} \right)^B \quad (1)$$

式中: P_p 为孔隙压力,MPa; σ 为上覆岩层压力,MPa; V_p 为纵波速度,m/s;A、B为拟合常数。

三维孔隙压力模型的建立基于区块已有4口直井的测井数据,在页岩地层考虑TIV模型。此外,孔隙压力计算中需要考虑水平井的声波垂化^[9]。基于各控制井的声波属性,结合三维地震属性体进行趋势控制获得区块的三维速度场,最后基于三维声波速度场通过Bowers理论计算三维孔隙压力。三维孔隙压力模型需要通过单井一维孔隙压力结果、测试孔隙压力、空间及时间域气测结果进行综合校核。图2为三维孔隙压力与一维模型计算结果、压后返排数据、孔压测试数据进行对比校核,图中各井的4道数据从左至右依次为:纵波时差、岩石密度、上覆应力以及孔隙压力当量密度。结果显示三维模型结果与校核数据拟合较好,也表明三维孔隙压力模型的可靠性。此外,将孔隙压力垂向展布特征与气测

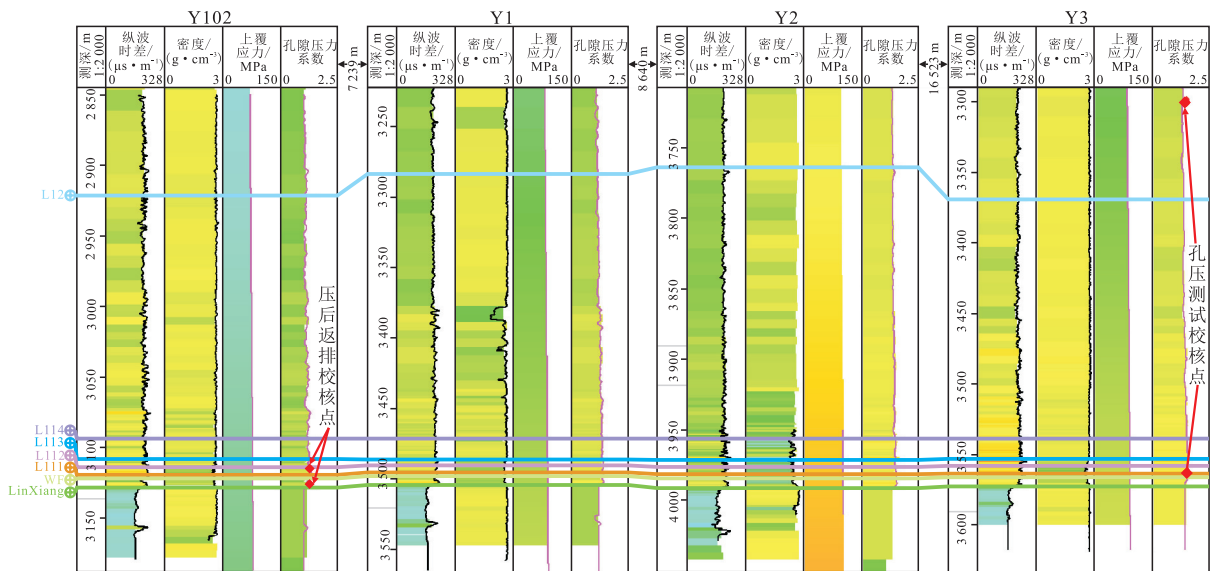


图2 宜昌研究区页岩气储层三维孔隙压力校核

Fig. 2 3D pore pressure check of shale gas reservoir in research area of Yichang

结果在各小层展布特征进行对比,可以看出气测与孔隙压力在垂向展布上具有一致的趋势,即L112号层到WF组最高,TOC(总有机碳)的含量与气测、孔隙压力也呈现出正相关性。研究过程中,可通过时间域全烃数据校核孔隙压力模型,以Y102井为例,研究表明该井全烃监测值基本小于0.5%,可以推测为背景气,因此,孔隙压力应该低于泥浆比重^[7]。该井实钻泥浆比重为1.44 g/cm³,计算孔隙压力系数约为1.3,与分析结果一致,也验证了模型的可靠性。而且该井在测深3 117 m附近(地质层位是L111—WF),全烃含量升高至1%,成像上显示该处有裂缝发育。

以三维地震属性反演为基础,以井约束为条件可以得出储层三维孔隙压力系数平面展布特征,图3为各小层三维孔隙压力平面变化趋势。可看出,孔隙压力在横向上呈现出东北侧高压逐渐向西南侧递减,

与该区块埋深的展布趋势较一致。在垂向上,孔隙压力系数呈现出L111小层最高,均值为1.5。

2.3 考虑断层、裂缝的地应力模型

宜昌区块经过多次的构造运动,断层、天然裂缝十分发育。为了分析断层及天然裂缝系统对地应力场的影响,三维地应力模型应用地震解释数据,嵌入了研究区域内70条断层以及15万条天然裂缝系统,并采用断层及裂缝单元来模拟其几何结构的分布。长期以来,普遍认为断层、天然裂缝系统对于原场应力有扰动,但如何定量刻画其影响,尤其是对于不同尺度下裂缝系统力学参数的获取一直是研究地应力场的挑战。天然裂缝系统具有明显的尺度特征^[18-19],对于裂缝尺度描述有代表性的如AI-MARZOUQI(2010)^[18]基于地质特征、地震属性、数据分析以及模型表征4方面归纳出的3类裂

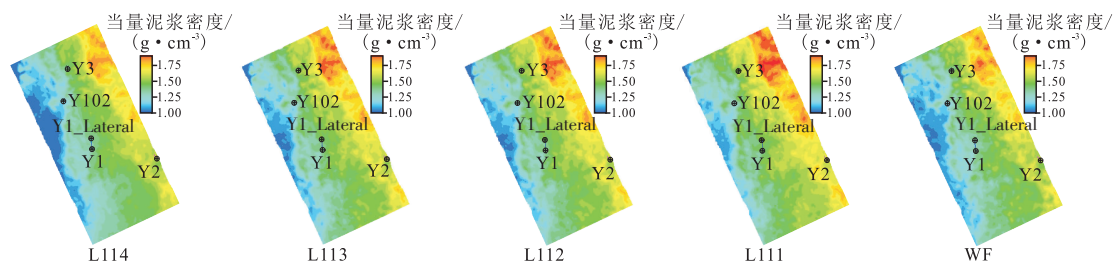


图3 宜昌研究区页岩气储层各小层三维孔隙压力系数展布

Fig. 3 3D pore pressure coefficient of each layer of shale gas reservoir in research area of Yichang

缝尺度:宏观尺度(>100 m)、细观尺度(1~100 m)以及微观尺度(<1 m)。

对于宜昌研究区,裂缝尺度划分主要基于地震解释裂缝等级以及蚂蚁体(属性值)发育强弱(表2),共分出4级,基本上对应于宏观(>100 m)、细观(1~100 m)和微观(<1 m)三大尺度,处于细观级底部的可称之为细微级尺度(1~10 m)。图4为研究区优质页岩段多尺度天然裂缝系统展布,可以看出1、2级天然裂缝基本与地震解释断层一致,总体而言天然裂缝比较复杂,发育直立剪切缝、高角度裂缝带、低角度滑脱缝、网状缝、水平层理缝、共轭缝等多种类型,地震蚂蚁体显示发育北东、北西、近东西、北—北西和近南北等各个方向的天然裂缝带。其中,北部主要表现为北—北东(NNE24°左右)和北西(NW60°~70°左右)两组,中部和南部主要为北—北东(NE24°左右)和北—北西(NW30°左右)两组。对于断距介于1~10 m细微尺度的微裂缝带或小断层,因受地面地震分辨率的限制,很难在地面地震剖面上识别。由于龙马溪组/五峰优质页岩与下伏灰岩地层为一连续性较好的强波阻抗界面,细微尺度(1~10 m)的小断层/裂缝带虽然不会造成地震反射

同相轴错断,但是仍然存在反射能量变化、倾角突变、曲率变化。这种变化在蚂蚁体属性、倾角属性、曲率属性、频率属性和振幅属性等各种属性平面图上一般呈中等偏弱异常线性分布,其往往对压裂施工作业助力形成复杂缝网和单井提产有助推作用。

针对断层、裂缝单元力学性质的刻画基于等效强度原理^[17],该方法已成功应用于国内多个页岩气区块^[20-21]。等效强度原理的核心是将断层、裂缝等效为较弱的材料。被断层、裂缝穿过的完整岩石单元,其力学参数会被削弱(刚度降低)。该断层、裂缝单元力学响应会相应不同于完整岩石单元。通过变形量的累积可以反算出断层或裂缝单元的等效刚度(式2)。根据岩石力学的等效强度原理分析,每个被断层、裂缝穿过的单元,其等效刚度依赖于断层、裂缝自身的法向线刚度以及单元尺寸大小(即裂缝间距)。

$$\frac{\sigma}{E_{eq}} = \frac{\sigma}{E_{inact}} + \frac{\sigma}{K_n S} \quad (2)$$

式中: σ 为应力,MPa; E_{eq} 为被裂缝穿过单元的等效杨氏模量,GPa; E_{inact} 为完整岩石单元的杨氏模量,GPa; K_n 为断层或裂缝法向线刚度,GPa/m; S 为断层或裂缝间距,m。

多尺度天然裂缝力学参数的确定是获得可靠地应力场的关键之一。尤其对于宜昌区块,断层、裂缝十分发育特征,裂缝力学参数的准确刻画更加关键。天然裂缝的开度与长度呈现出指数规律^[22-23],对于多尺度裂缝系统,各级裂缝的开度满足幂指数规律^[24]。XIE等(2018)^[21]基于天然裂缝开度满足指数型特征规律,提出页岩气藏天然裂缝各级力学参数满足指数型变化规律,并成功应用于四川盆地页岩气藏开发。对于多级、多尺度天然裂缝力学参数刻画基于上述研究,以多级间满足指数型变化为基础,通过以下3大方面校核获得:①三维地应力场应该与一维地应力结果以及地破试验、压后返排数据获得的应力数据一致;②泥浆窗口应能反映实际钻井复杂事件;③基于三维应力场计算的水力缝网扩展应该与微地震监测数据一致。基于以上3方面校核,针对表1中4组天然裂缝系统,得出其对应的力学参数,体现出裂缝等级与法向线刚度具有较好的函数相关性。由于宜昌区块优质页岩段与下部的临湘组灰岩段岩性差异大。体现在力学参数上为岩石杨氏模量差异大,而等效强度原理主要是削弱裂缝穿过单元的基质刚度,若采用同一套参数则临

表2 宜昌研究区天然裂缝尺度划分
Table 2 Natural fracture scale division in Yichang

裂缝等级	蚂蚁体属性值	地质特征	尺度
1	>-0.1	断层	宏观尺度
2	-0.1 ~ -0.45	断层	宏观尺度
3	-0.45 ~ -0.7	裂缝带、小断层	细观尺度
4	<-0.7	微裂缝	微观尺度

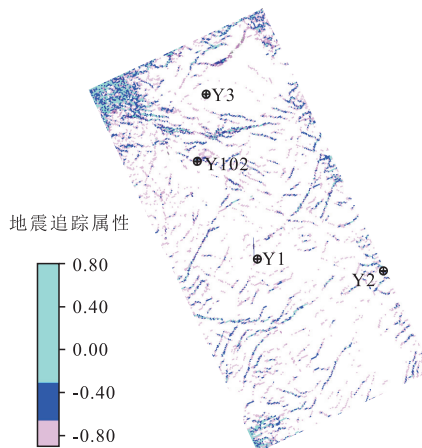


图4 宜昌研究区多尺度天然裂缝系统

Fig. 4 Multi-scale natural fracture system in Yichang

湘组灰岩段应力扰动明显大于优质页岩段。因此,针对优质页岩段与临湘组灰岩采用2套裂缝力学参数,临湘组灰岩段同一等级裂缝力学参数要强于优质页岩段。

图5为三维地质力学模型获得的地应力与单井一维地应力计算结果以及试验数据校核情况,各井的四道曲线分别为孔隙压力、上覆应力、最大水平主应力以及最小水平主应力。地破试验以及声发射试验数据可以用于小水平主应力校核,瞬时停泵压力可以作为小水平主应力上限。应力计算结果与实测数据拟合较好,可以得出通过耦合断层、天然裂缝后的三维最小水平主应力和最大水平主应力平面展布特征(图6)。结果表明,在构造较深的部位应力较大。由东北向西南,应力降低,L114小层最小水平主应力显著高于L111小层,说明在压裂过程中顶部存在应力隔挡。最大水平主应力为近东西向,在断层、裂缝发育区域(蚂蚁体异常),最大水平主应力方向发生偏转。

3 四维地质力学模拟

四维地质力学模拟可以提供压裂过程中地应力场的动态变化,在时间维度上为压裂设计提供地应力数据支持。随着压裂进程中地应力场的变化,天

然裂缝系统的稳定性发生改变,并影响后续压裂裂缝网的扩展。基于区块内Y1平台精细化三维地质力学模型开展四维压后地应力模拟。图7为压裂前后地应力场的变化,以小水平主应力为例,水力压裂对最小水平应力影响主要集中于压裂缝网附近,以水力裂缝端头应力增大最显著,压裂后最小水平主应力增加10~20 MPa。此外,应力增加主要集中在水力裂缝扩展区域,在远离水力裂缝约20~40 m范围,应力阴影显著减弱。通过地应力场微地震计算结果分析表明,远离井周区域,微地震响应主要受天然裂缝影响。

同理,也可以得出该井的最大水平主应力和最小水平主应力方位在压裂前后的变化。最大主应力方位、最小主应力方位受水力压裂影响显著,最大主应力方向与水力裂缝开展方向一致。最小主应力受应力阴影影响,压裂后井周最小主应力大于上覆应力成为中主应力,方向由水平向转为竖向。这也说明,页岩气储层水力压裂前后井周的地应力机制发生改变,由压裂前的走滑型机制(上覆应力居中)向压裂后逆断层机制(上覆应力最小)转变。

天然裂缝稳定性是页岩气新井部署选址和个性化压裂设计的重要参考因素。对Y1平台范围内天然裂缝压裂前后稳定性进行计算分析,计算的理论依据为摩尔-库伦强度准则,其判断裂缝激活风险

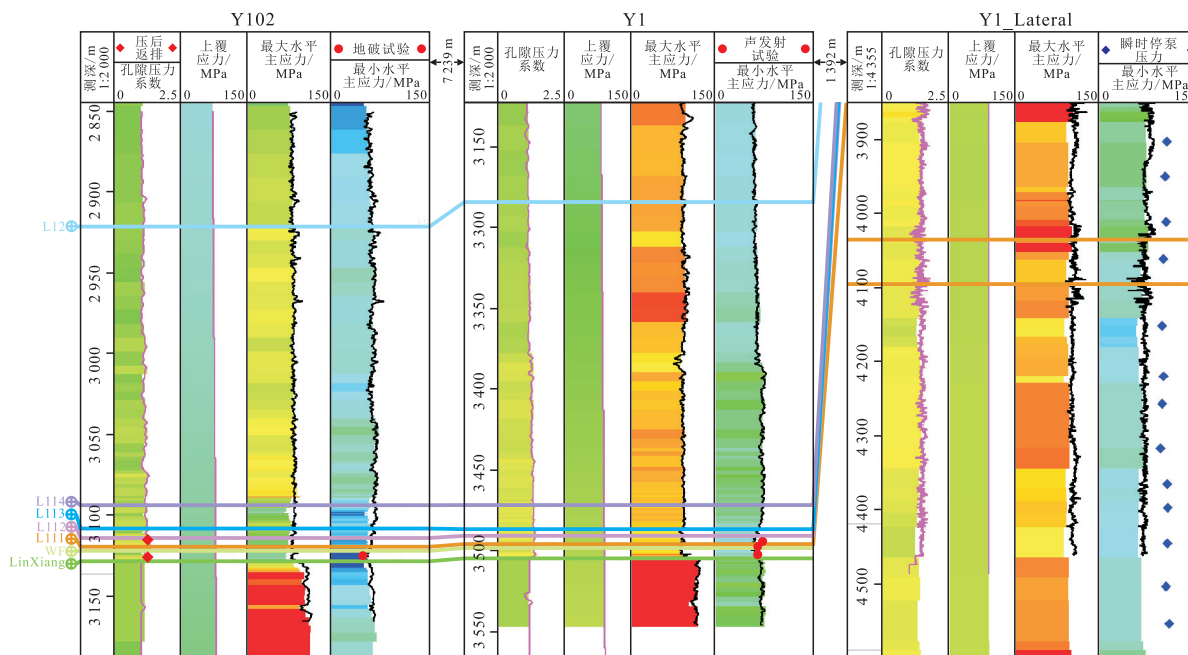


图5 宜昌研究区页岩气井三维地应力校核
Fig. 5 3D in-situ stress check of shale gas wells in Yichang

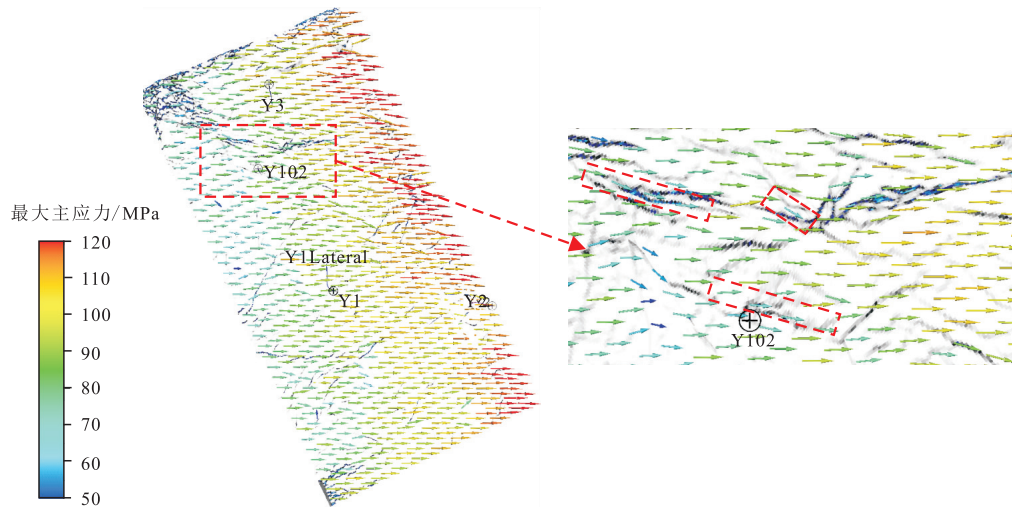


图6 宜昌研究区龙马溪组底部优质页岩最大水平主应力方位

Fig. 6 Maximum horizontal principal stress azimuth of high quality shale at the bottom of Longmaxi formation in Yichang

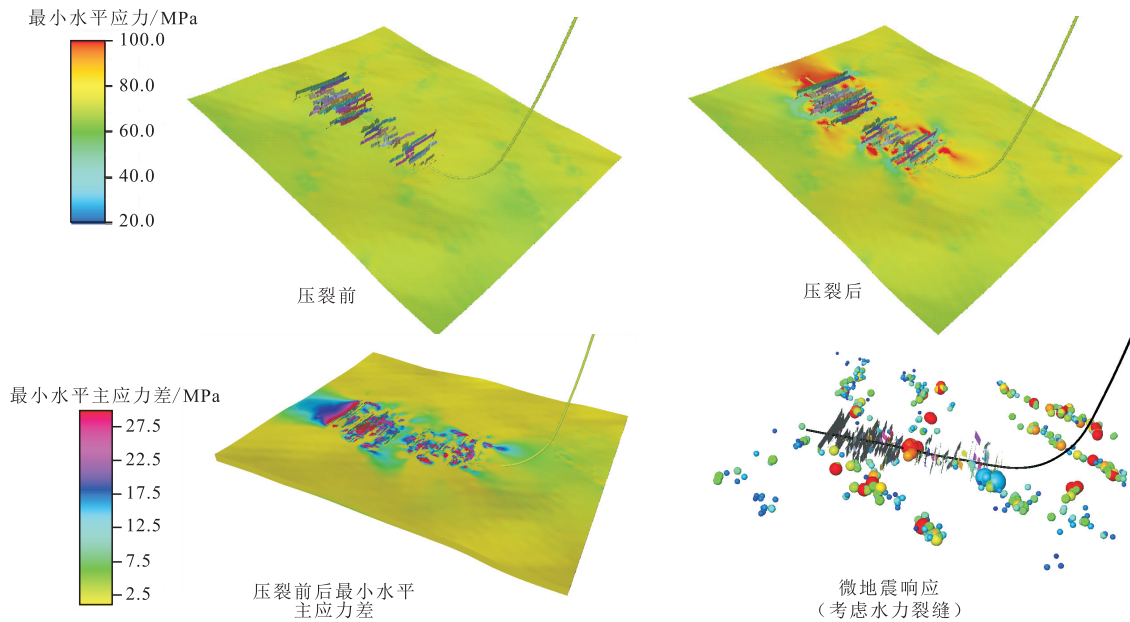


图7 Y1水平井水力压裂前后最小水平主应力场

Fig. 7 Minimum horizontal principal stress field of horizontal well-Y1 before and after hydraulic fracturing

大小的原理为计算裂缝面法向应力与切向应力相对大小关系,三维地应力模型可以提供作用在裂缝面上的三向主应力,对于各裂缝面只要获得其走向、倾角数据,则该裂缝面法线方向与主应力间夹角即可获得,作用于裂缝面上法向应力也就可以计算出来^[21,25]。断层、裂缝在稳定性分析中一般认为黏聚力为0,内摩擦角参考 GUGLIELMI 等(2015)^[26]针对页岩地层断层激活参数试验数据取 22°。裂缝稳定性计算如式(3)所示:

$$ST = \frac{\tau}{\sigma_n \mu} \quad (3)$$

式中:ST为滑移因子,值域范围为0到1,该值越大代表裂缝面在当前地应力状态下激活风险越大,ST接近或等于1时表明该裂缝面处于临界滑动状态; τ 为裂缝面受到的切向应力,MPa; σ_n 为裂缝面受到的法向应力,MPa; μ 为摩擦系数,其大小等于内摩擦角的正切值,无量纲。

图8为Y1平台天然裂缝在压裂前后稳定性分析结果。对比发现,井周天然裂缝稳定性变化显著。其与最大水平主应力方向成高夹角的天然裂缝在压裂后激活风险增大,与最大水平主应力近似平行的天然裂缝,压裂后激活风险下降。

4 地质力学工程应用

在地质工程一体化研究中,地质力学研究成果需要适时的运用于一体化研究各阶段。在宜昌深层页岩气地质工程一体化项目中,地质力学研究成果不仅需要及时反馈给地质模型,用以评估含气量以及储层保存条件,还需运用地应力成果及时为水平井钻井、压裂设计服务。以项目实际研究过程中新井部署选址及井位优化研究、钻井工程以及完井工程方面的应用为例,详细阐述地质力学成果的有效利用。

4.1 新井选址及井位优化

三维地质力学模型成果在新井选址及井位优化方面的应用主要体现在:①基于区块分析的断层裂缝稳定性、区块三维孔隙压力模型以及三维泥浆安全窗口,可以优选出孔隙压力高、裂缝稳定性好以及

泥浆安全窗口相对较宽的区域;②在此优选区域基础上,结合地质井轨迹设计,针对每条设计井轨迹方位进行泥浆安全窗口敏感性分析,优选出钻井风险相对较小的井轨迹方位。以Y201井为例,具体阐述地质力学成果在井位优化方面的应用。

图9为5组不同方位设计井轨迹(160°、180°、185°、190°、195°)周围蚂蚁体响应以及裂缝稳定性展布。结果表明,195°、190°井轨迹蚂蚁体异常最弱,180°井轨迹虽然穿过蚂蚁体异常区域,但结合裂缝稳定性分析结果,该方位井轨迹穿过的裂缝相对激活风险较小。在裂缝稳定性分析基础上,利用三维地质力学模型计算每条设计井轨迹相应的钻井泥浆安全窗口(图10)。泥浆安全窗口包含的信息有孔隙压力梯度、坍塌压力梯度以及漏失压力梯度,图10中右道红色线条为安全窗口大小,该值越大代表钻进过程中泥浆可选择的安全窗口越宽。基于泥浆安全窗口优选井轨迹的原则包括:①规避钻遇井壁坍塌、漏失风险,即安全窗口要有一定的宽度使得钻井液

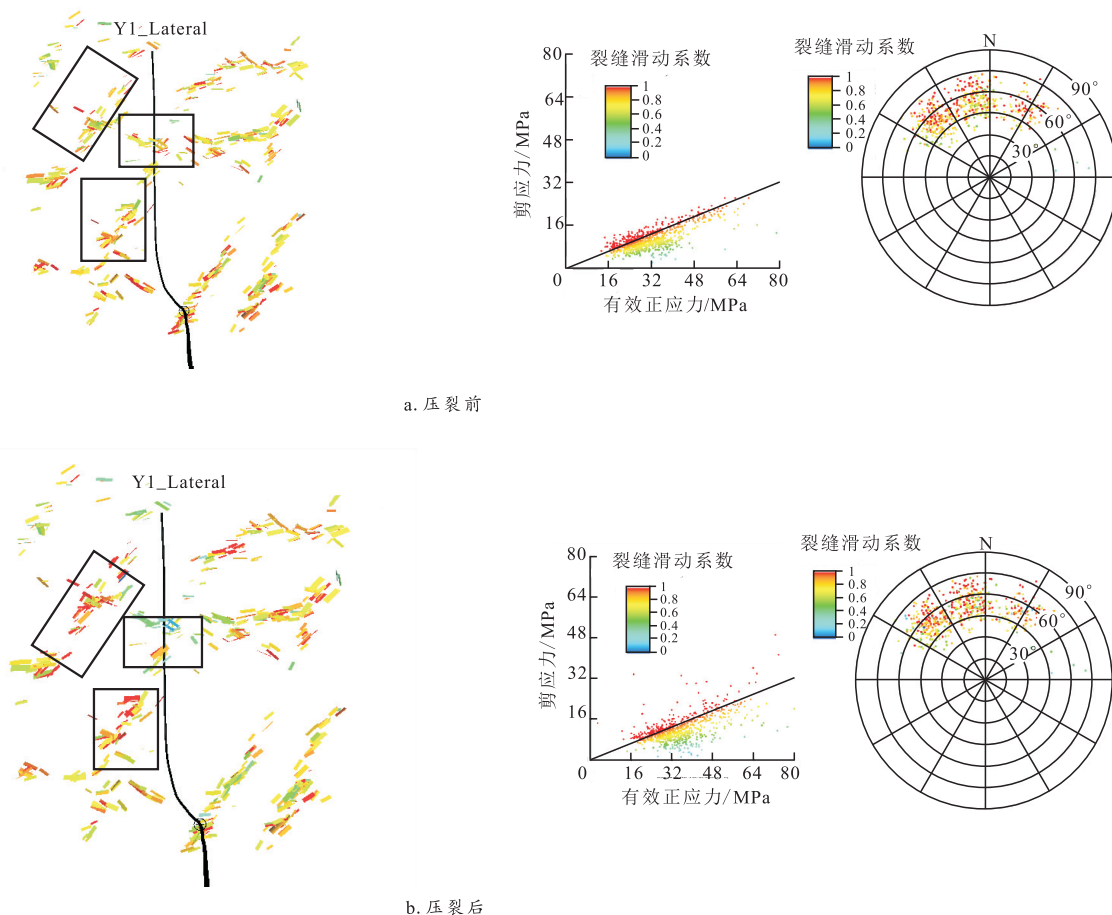


图8 Y1井页岩气储层压裂前后天然裂缝稳定性分析

Fig. 8 Natural fracture stability of horizontal well-Y1 before and after hydraulic fracturing

密度高于孔隙压力梯度、坍塌压力梯度,但低于漏失压力梯度;②在有较宽泥浆安全窗口的前提下,可选择钻井液密度低的井方位,节省钻井液开支。在以上原则指导下,可以看出160°、185°、190°都存在漏失风险,这与裂缝穿过井筒有关。195°以及180°泥浆安全窗口相对较好,但都有潜在井壁崩落风险。最后,对各条设计井轨迹脆性指数进行计算(图11),脆性指数可以反映岩石可压性,对于水力裂缝缝网扩展有参考价值,通过对比发现各设计井轨迹之间脆性指数无明显差异。综合以上裂缝稳定性分析、泥浆安全窗口计算以及脆性指数特征,从地质力学模型出发,给出了水平井最优方位为195°,次好水平井方位为190°的建议。

4.2 钻井工程

三维地质力学模型可以为钻井工程服务。区块

研究过程中,三维地质力学模型适时提供钻井品质(DQ)(图12),为区块优化钻井并提供数据依据。钻井品质包括:孔隙压力梯度、坍塌压力梯度、漏失压力梯度、破裂压力梯度以及泥浆安全窗口。基于钻井品质,钻进井可以参考各个风险指示,优化钻井液密度,尽量规避钻井风险。当钻井液密度小于孔隙压力梯度时,钻井过程中会出现气涌,气测相应增加;当钻井液密度小于坍塌压力梯度时,会有井壁崩落风险,钻井过程中会出现遇阻、卡钻等钻井事件;当钻井液密度高于漏失压力梯度时,钻井过程中则有钻井液漏失风险。可以看出,断层、裂缝发育区域,泥浆安全窗口消失(紫色区域)。宜昌区块断层、裂缝发育,钻井漏失问题是制约高效钻井的主要困难,地质力学基于当前漏失数据、钻井品质,详细分析了漏失的机理,明确了宜昌区块钻井漏失主要是由于钻遇主天然裂缝带或者钻井诱导缝、弱裂缝沟通主

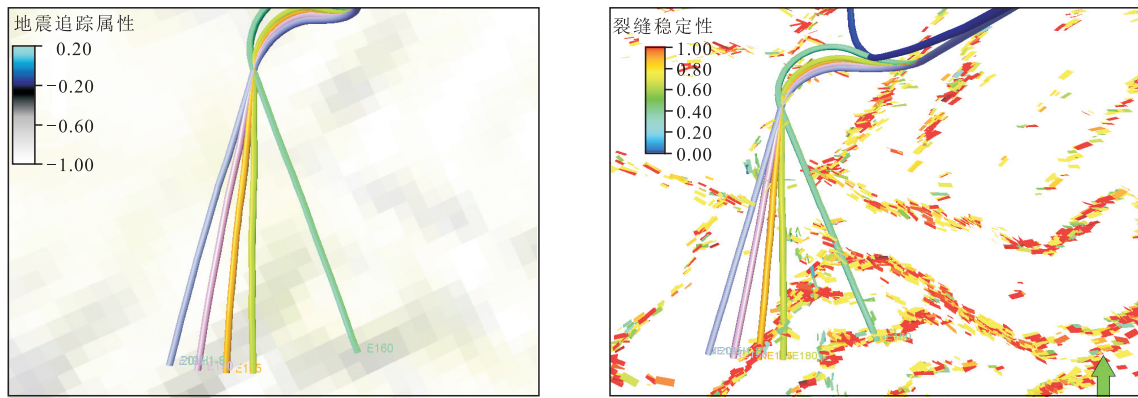


图9 Y201设计井周天然裂缝稳定性

Fig. 9 Stability of natural fractures around design well-Y201

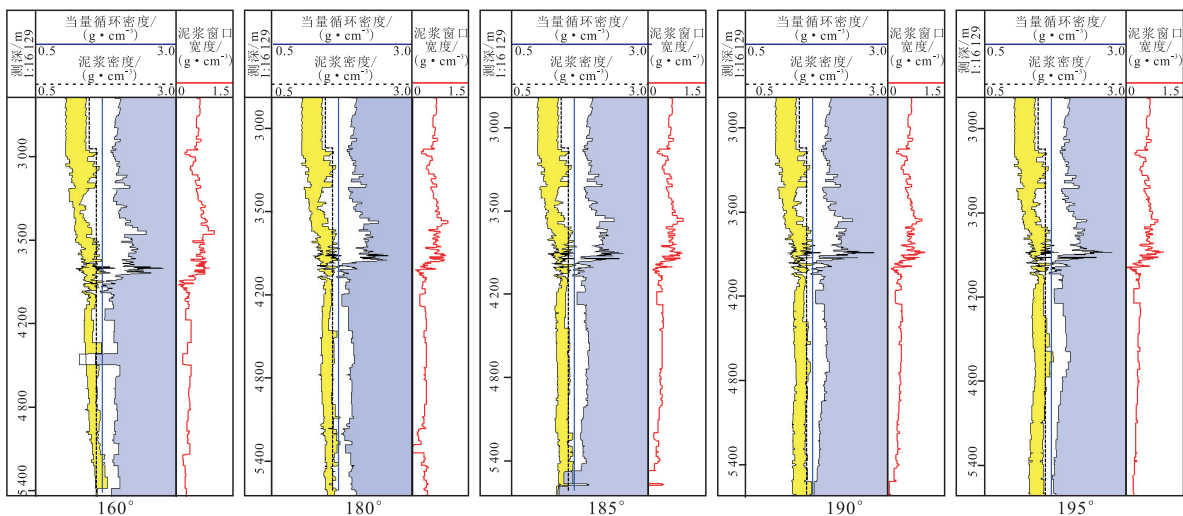


图10 Y201设计井泥浆安全窗口

Fig. 10 Safe window of mud for design well-Y201

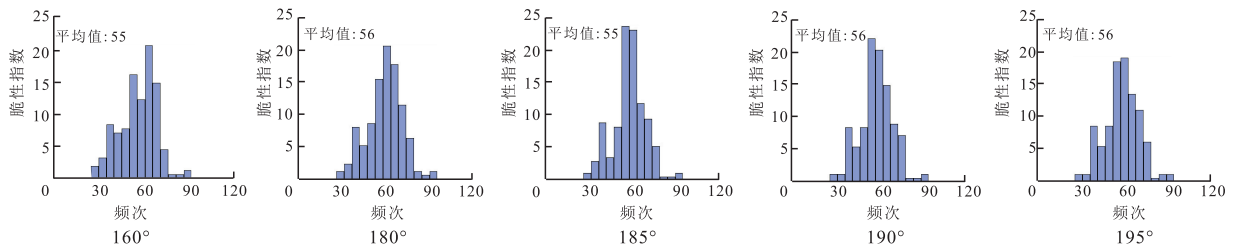


图 11 Y201 设计井脆性指数
Fig. 11 Brittleness index of design well-Y201

天然裂缝带所致。建立起一套针对宜昌区块漏失问题的“主动防漏与被动堵漏结合”的漏失分析(表3)。基于平均漏速数据量化等效裂缝开度,以钻井品质中漏失压力梯度与循环钻井液密度相对关系,结合区块杨氏模量对漏失特征进行量化分类: I—缓慢型漏失、II—快速型漏失、III—超快速型漏失,针对各漏失类型给出相应的堵漏方法及建议。

4.3 完井工程

三维地质力学成果在完井方面的应用主要以压裂为导向。压裂设计中需要参考三维地应力场进行射孔分级,选择地应力低并参考可压性高的井段作为射孔段,有利于裂缝的开启和横向延伸。项目进行中,地质力学部分提供了完井品质用于压裂优化设计,包括最小水平主应力展布、两向水平应力差、

脆性指数以及应力隔挡(图13)。完井品质结果表明,断层发育区域水平两向应力差减小,但顶底部应力隔挡在断层区域明显增大,应力隔挡可以为缝网垂向扩展范围提供判断依据。

完井品质是水平井体积压裂分级的重要依据。宜昌区块Y1水平井压裂分级设计优化,就是以储层品质(RQ)、钻井品质(DQ)与完井品质(CQ)一体化综合评价为基础进行划分的,共分出18个压裂段。其中,完井品质中脆性指数与最小水平主应力是分级的主要标准,脆性指数高、最小水平主应力低的井段优选为射孔段,而且段内体现了品质的一致性与相似性,段间更多体现了差异性。图14展示了Y1水平井各级压裂段加砂量以及井周天然裂缝稳定性情况。对比发现,第10段周围天然裂缝带发育,钻井过程中漏失严重,且裂缝稳定性计算结果表明,激活风

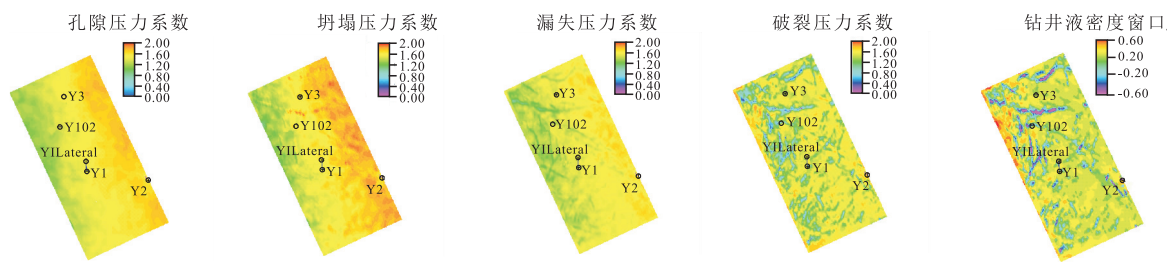


图 12 宜昌研究区钻井品质(优质页岩段)
Fig. 12 Drilling quality of research area in Yichang (shale section with high quality)

表 3 宜昌研究区漏失分析及针对性对策

Table 3 Leakage analysis and targeted countermeasures of research area in Yichang

类型	漏失压力梯度—ECD/ ($g \cdot cm^{-3}$)	杨氏模量/ GPa	平均漏速/ ($m^3 \cdot h^{-1}$)	等效裂缝开度/ mm	建议堵漏材料
I—缓慢型漏失	>0.2	>41	<5	<0.6	颗粒型堵漏剂。考虑颗粒级配:混合的颗粒粒径中有一定比例大于裂缝开度,提高封堵性。D90>裂缝开度效果较好(D90表示小于某颗粒粒径的质量占的百分数)
II—快速型漏失	0.2~0.02	29~41	5~40	0.6~2	纤维堵漏材料。表面活性剂。添加固体颗粒。纤维浓度:不超过11.4 kg/m ³
III—超快速型漏失	<0.02	<29	>40	>2	触变式水泥。控制井具振动、井下温度、压力

险也较大,因此,该段在压裂作业时选择放弃。第14段施工压裂非常高,排量建立不了,裂缝宽度受限,加砂量少,可以看出该段周围天然裂缝较少(图14)。

5 结论

针对宜昌研究区深层山地页岩气的特殊性,基于精细化构造、地质及裂缝模型,建立了全区及平台尺度三维地质力学模型。地质力学模型依托于“地质工程一体化”,可以适时地结合地质最新认识,并将地质模型的最新成果不断耦合进地应力场的计算模拟中,利用最新的地应力成果适时的为钻井压裂设计优化与实施优化调整提供服务。

1) 通过国内外深层页岩气特征对比,宜昌龙马溪组深层页岩气水平两向应力差达25~35 MPa,明显高于美国优质深层页岩气藏,且优质页岩段厚度较薄,TOC含量较低,杨氏模量较高。

2) 宜昌区块声波与密度数据呈现出卸载特征。基于Bowers超压理论建立了全区三维孔隙压力模型,既通过区块内单井的压后返排数据、孔压测试数据动态校核区块三维孔隙压力模型,又依据时间、空间域全烃监测数据对孔隙压力模型进行校核。孔隙压力横向展布呈现出东北角高,西南侧有明显降

低,受埋深影响较大。垂向分布中,L112、L111小层孔隙压力相对较高,水平井靶体选择与分段体积压裂时可考虑对这两层的充分体积改造。

3) 针对宜昌区块断层、裂缝发育特征,刻画出一套多尺度裂缝地质力学参数。通过地破试验、声发射试验、压后返排等地应力测试数据以及多井钻井复杂事件校核,验证了地应力模型的有效性。应力横向分布具有构造较深的部位应力较大,由东北向西南应力降低态势,水平两向应力差较高(25~35 MPa),不利于人工压裂形成复杂缝网。垂向分布中因下伏的奥陶系临湘组灰岩的应力相对较高,压裂时有利于形成应力阻挡。

4) 四维地质力学模拟可以有效地为压后评估提供支持。计算结果表明,压后各压裂段间存在应力阴影,最小水平主应力增加10~20 MPa,应力阴影在远离水力裂缝20~40 m范围显著减弱,而且压裂后水力缝网周围应力机制发生改变,由走滑型向逆冲断层过渡。因此,对页岩气储层进行重复压裂时,须考虑压裂后应力机制的变化。

5) 地质力学成果的充分利用不仅在于工程方面的钻井及压裂优化设计,通过地质力学模型分析还可以加深地质上对储层封存条件的认识。断层、裂缝稳定性研究使得地质上对不同期次构造运动引

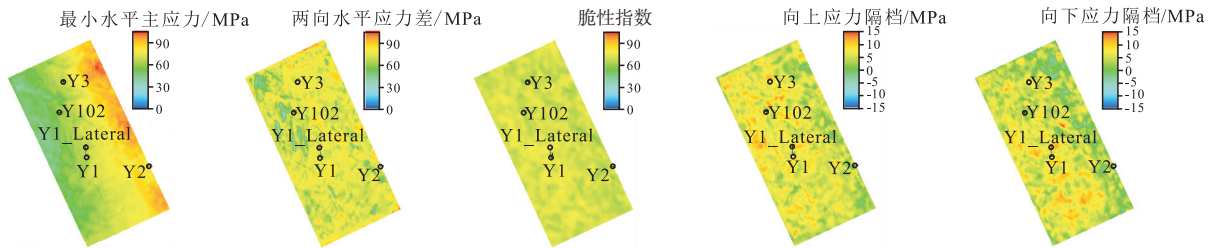


图13 宜昌龙马溪组底部优质页岩段完井品质评价

Fig. 13 Completion quality evaluation of high quality shale section at the bottom of Longmaxi formation in Yichang

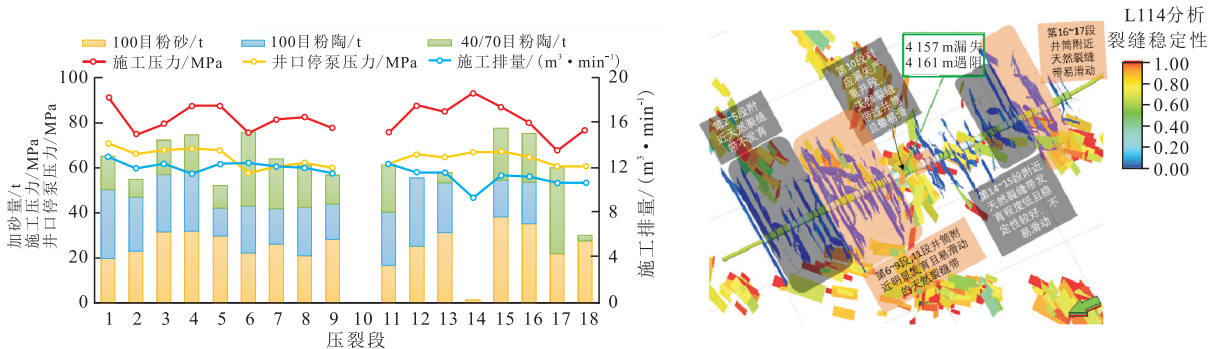


图14 宜昌Y1水平井压裂加砂量与井周天然裂缝稳定性

Fig. 14 Amount of sand addition by fracturing and stability of natural fractures around well of horizontal well-Y1 in Yichang

起相应断层/裂缝力学特性有更深入的认识。基于以上动态、双向的研究思路,可以有效推动地质工程一体化的循环和动态运行,更好地为提高钻探工程作业效率、实施成效、提高单井产量和效益开发服务。

参考文献

- [1] 陈勉,金衍,卢运虎.页岩气开发:岩石力学的机遇与挑战[J].中国科学:物理学 力学 天文学,2017,47(11):1-13.
- [2] 李玮.页岩气资源开采现状、问题与前景分析[J].石化技术,2018,25(6):263.
- [3] 吴奇,梁兴,鲜成钢,等.地质—工程一体化高效开发中国南方海相页岩气[J].中国石油勘探,2015,20(4):1-23.
- [4] 胡文瑞.地质工程一体化是实现复杂油气藏效益勘探开发的必由之路[J].中国石油勘探,2017,22(1):1-5.
- [5] 谢军,张浩森,余朝毅,等.地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践[J].中国石油勘探,2017,22(1):21-28.
- [6] 鲜成钢.页岩气地质工程一体化建模及数值模拟:现状、挑战和机遇[J].石油科技论坛,2018,37(5):24-34.
- [7] 梁兴,徐进宾,刘成,等.昭通国家级页岩气示范区水平井地质工程一体化导向技术应用[J].中国石油勘探,2019,24(2):226-232.
- [8] 谢军,鲜成钢,吴建发,等.长宁国家级页岩气示范区地质工程一体化最优优化关键要素实践与认识[J].中国石油勘探,2019,24(2):174-185.
- [9] 鲜成钢,张介辉,陈欣,等.地质力学在地质工程一体化中的应用[J].中国石油勘探,2017,22(1):75-88.
- [10] 蒋廷学,卞晓冰,王海涛,等.深层页岩气水平井体积压裂技术[J].天然气工业,2017,37(1):90-96.
- [11] 陈作,曾义金.深层页岩气分段压裂技术现状及发展建议[J].石油钻探技术,2016,44(1):6-11.
- [12] MOKHTARI M, HONARPOUR M M, TUTUNCU A N, et al. Acoustical and geomechanical characterization of eagle ford shale— anisotropy, heterogeneity and measurement scale[C]// paper SPE- 170707- MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27- 29 October 2014, Amsterdam, The Netherlands.
- [13] ENRIQUEZ-TENORIO O, KNORR A, ZHOU D, et al. Relationships between mechanical properties and fracturing conductivity for the Eagle Ford shale[C]// paper SPE-181858-MS presented at the SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference, 24-26 August 2016, Beijing, China.
- [14] GUPTA I, RAI C, SONDERGELD C H, et al. Rock typing in Eagle Ford, Barnett, and Woodford formations[C]// paper URTEC- 2669624- MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 24-26 July 2017, Austin, Texas, USA.
- [15] HU Y, PERDOMO M E G, WU K L, et al. A novel model of brittleness index for shale gas reservoirs: confining pressure effect[C]// paper SPE-176886-MS presented at the SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition, 9-11 November 2015, Brisbane, Australia.
- [16] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89-95.
- [17] ALBERTY M W, FINK K. Using connection and total gases quantitatively in the assessment of shale pore pressure[C]// paper SPE- 166188- MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September- 2 October 2013, New Orleans, Louisiana, USA.
- [18] AI-MARZOUQI M I, BUDEBES S, SULTAN E, et al. Resolving carbonate complexity[J]. Oilfield Review Summer, 2010, 22(2): 40-55.
- [19] BARTON N R. A model study of rock-joint deformation[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science and Geomechanics Abstracts, 1972, 9(5): 579-582.
- [20] LIANG X, XIAN C G, SHU H L, et al. Three-dimensional full-field and pad geomechanics modeling assists effective shale gas field development, Sichuan Basin, China[C]// paper IPTC-18984- MS presented at the International Petroleum Technology Conference, 14- 16 November 2016, Bangkok, Thailand.
- [21] XIE J, QIU K B, ZHONG B, et al. Construction of a 3D geomechanical model for development of a shale gas reservoir in Sichuan basin[C]// paper SPE-187828-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16- 18 October 2017, Moscow, Russia.
- [22] BONNET E, BOUR O, ODLING N E, et al. Scaling of fracture systems in geological media[J]. Reviews of Geophysics, 2001, 39(3): 347-383.
- [23] LEI Q, LATHAM J P, XIANG J, et al. Representation of large scale network geometry with realistic apertures determined by mesoscale geomechanical modelling of a natural fracture system[C]// paper ARMA- 2014- 7395 presented at the 48th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 1- 4 June 2014, Minneapolis, Minnesota, USA.
- [24] GALE J F W, LAUBACH S E, OLSON J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations[J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(11): 2165-2216.
- [25] JAEGER J C, COOK N G W, ZIMMERMAN R W. Fundamental of rock mechanics[M]. 3rd Edition. London and New York: Chapman and Hall, 1979.
- [26] GUGLIELMI Y G, HENRY P, NUSSBAUM C, et al. Underground research laboratories for conducting fault activation experiments in shales[C]// paper ARMA-2015-480 presented at the 49th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 28 June-1 July 2015, San Francisco, California, USA.

(编辑 常燕)