

威远龙马溪组页岩气藏加砂压裂异常原因分析及对策

龚蔚,袁灿明

中国石油集团川庆钻探工程有限公司井下作业公司 四川成都 610000

通讯作者:Email:gongwei401@163.com

项目支持:中国石油科技项目“100-300目石英砂实验评价技术研究”(CQ2019B-24-3-4)

引用:龚蔚,袁灿明. 威远龙马溪组页岩气藏加砂压裂异常原因分析及对策[J]. 油气井测试,2019,28(5):33-38.

Cite: GONG Wei, YUAN Canming. Analysis and countermeasure of abnormal sand fracturing in the Weiyuan Longmaxi shale gas reservoir [J]. Well Testing, 2019,28(5):33-38.

摘要 页岩气藏人工裂缝起裂、裂缝延伸机理与常规储层有很大差异,且页岩储层天然裂缝和层理发育,体积压裂改造导致加砂压裂异常,影响增产改造效果。针对威远页岩气藏储层特性,统计分析了威远龙马溪组42井次754层段的压裂施工,其中73层段出现不同程度的加砂异常,从而归纳出导致加砂压裂异常的主控因素,包括气藏埋藏、天然裂缝发育情况和页岩页理层理结构、矿物组分等,形成高密度加砂压裂、混合压裂、连续加砂综合压裂和复合暂堵转向压裂等4种针对性的工艺技术。采取配套适应储层特点的工艺技术,可提高龙马溪组加砂压裂改造的成功率,为页岩压裂设计优化和现场施工提供技术支持。

关键词 页岩气储层;龙马溪组;天然裂缝;体积压裂;压裂工艺;压裂异常;原因分析;技术对策

中图分类号:TE357 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.05.006

Analysis and countermeasure of abnormal sand fracturing in the Weiyuan Longmaxi shale gas reservoir

GONG Wei, YUAN Canming

Downhole Service Company, CNPC Chuanqing Drilling Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051, China

Abstract: The mechanism of the artificial fracture initiation and propagation in shale gas reservoir are greatly different from that of conventional reservoir. The natural fracture and bedding in shale gas reservoir usually result in abnormal sand fracturing operation, which greatly influences the reservoir stimulation effect. In view of the reservoir properties of Weiyuan shale gas reservoir, 754-interval fracturing operations in 42 well-times were statistically analyzed. There are 73-interval sanding anomalies in different levels. The main-controlling factors leading to abnormal sand fracturing were summarized, including gas reservoir burial depth, natural fracture development level, shale lamellation and bedding structures, mineral composition, etc. Four specific fracturing technologies were developed, including high-density sand fracturing, mixed fracturing, continuous sand fracturing and composite temporary plugging fracturing. These technologies can improve the success rate of sand fracturing stimulation and could also provide certain technical reference for the shale gas reservoir fracturing design optimization and field operation.

Keywords: shale gas reservoir; Longmaxi Formation; natural fracture; volume fracturing; fracturing technology; fracturing anomaly; cause analysis; technical countermeasure

我国川渝地区页岩气资源非常丰富,具有巨大的资源潜力和勘探开发远景^[1-4]。北美海相优质页岩厚度大、分布稳定,页岩气产层埋深适中(800~2 400 m),热成熟度适宜,富集“甜点区”范围较大,页岩气层普遍超压,水平两向应力差及垂向应力差都较小(2~5 MPa),储集层压裂改造易形成纵横交错的网状体积裂缝^[5-7]。与北美几个重点页岩气区

块的储层参数对比,威远龙马溪组页岩气呈现出埋深较深(3 500~3 700 m),有机碳含量较低,孔隙度较低,热成熟度较高,区域地应力复杂,水平两向应力差大(10~20 MPa),天然裂缝发育,但连通性较差,渗透率低,极小的孔喉和孔隙度低的特点。国内学者针对页岩储层岩石力学等相关方面开展了裂缝延伸的相关研究。谢德湘等^[8]形成了考虑多

效应作用的页岩气变流量压力数据分析方法。程远方等^[9]在断裂力学性能测试的基础上,开展了页岩储层缝网延伸形态研究。柳占立等^[10]开展了页岩水力压裂的关键力学问题研究。石秉忠等^[11]利用 CT 成像,开展了页岩裂缝机理研究。赵金洲等^[12]开展了页岩储层微观渗流的压裂产能数值模拟研究。李勇明等^[13]建立了页岩储层中水力裂缝穿过天然裂缝的判定准则。邹顺良^[14]通过研究,形成了页岩气微注压降测试方法,解决了传统压力恢复测试在页岩层应用中难以达到地层拟径向流的难题,可为页岩储层测试评价提供借鉴。周小林等^[15]在龙凤山气田开展了大通径免钻桥塞分段压裂先导试验。李军龙等^[16]也提出了页岩气藏水平井组“工厂化”压裂模式。周德华等^[17]在 JY1HF 页岩气水平井开展了大型分段压裂技术。

通过近几年的技术攻关,目前,川渝地区页岩通过参数优化等手段基本形成了针对不同储层的体积压裂工艺技术。陈勉等^[18]基于岩心分析,开展页岩气压裂工艺参数优选。褚春波等^[19]开展有限元分析径向水力压裂裂缝扩展影响因素,但并未就地层复杂特性情况下裂缝延伸作具体研究。孙可明等^[20]开展页岩气储层层理方向对水力压裂裂纹扩展的影响研究,但前期的所有研究并未就现场压裂过程中实际出现的异常情况提出具体的压裂工艺措施,部分井段存在低排量、高泵压、加砂敏感等一系列工程技术异常,严重影响到现场作业效率与作业效果。本文在威远龙马溪组页岩气压裂实践的基础上,明确了影响页岩压裂改造难点的关键因素,提出了相应解决对策,现场实践中取得了较大的进步,为该区域页岩压裂改造提供了有益借鉴。

1 威远龙马溪组储层特性分析

龙马溪组页岩脆性矿物含量相对较低,黏土矿物含量相对较高,地层岩石韧性强,平均孔隙度 2.4%~5.0%,平均渗透率 $170 \times 10^{-6} \sim 200 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$,孔隙度低、渗透性极低。岩性组分以石英矿物、黏土矿物及碳酸盐岩为主,黏土矿物中主要以伊利石和伊蒙混层为主,含有少量绿泥石。龙马溪页岩岩心描述、FMI 成像测井资料,以及大量露头显示,页岩天然裂缝非常发育。根据页岩成岩地质因素及裂缝特征,将页岩天然裂缝分为:构造缝、层理滑脱缝、层间页理缝和有机质演化异常压力缝,微观结构可以观察大量孔隙、层理结构和天然裂缝

(图 1)。

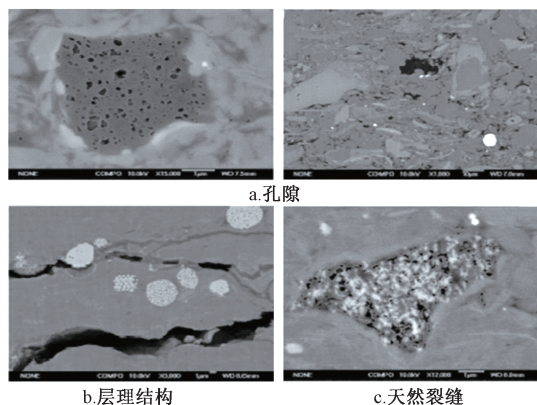


图 1 龙马溪组页岩层孔隙微观结构
Fig.1 Microscopic pore structure of Longmaxi shale gas reservoir

威远龙马溪组页岩埋深由 202 井区向 204 井区增加。威 202 井区主要埋深 2 100.0~2 800.0 m,威 204 井区埋深为 3 000.0~3 700.0 m,垂向主应力居中,呈走滑应力状态,横向上水平应力差达 15.4 MPa(图 2)。龙马溪组小层段之间物性差异大,威 202 井区龙一 1¹ 小层存在高 GR,脆性高,层理发育,局部微裂缝发育等特性;龙一 1² 小层存在层理缝发育;龙一 1³ 小层低 GR,层理、微裂缝不发育。威 204 井区龙一 1¹ 小层存在层理缝发育,微裂缝发育;龙一 1² 小层物性较差、地层偏塑性。

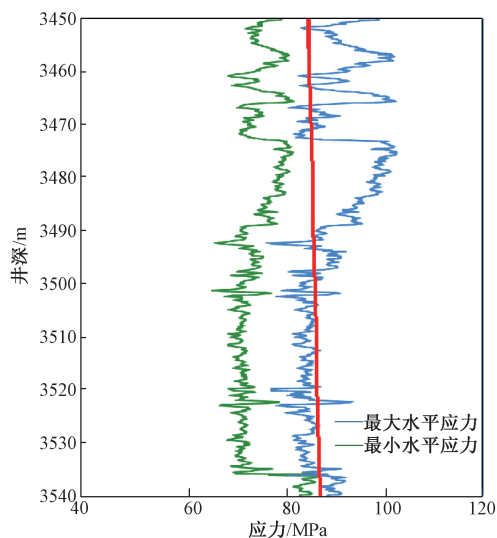


图 2 威 204 井水平应力大小分布图
Fig.2 Horizontal geo-stress distribution of Well Wei204

2 加砂压裂异常因素分析

统计威远龙马溪组 42 井次 754 层段的压裂施工,其中 73 段出现了不同程度的加砂异常。结合单

段储层压力响应特征、加砂量、加砂浓度、加砂难易程度,发现加砂压裂异常的主控因素包括储层埋藏深度、水平层理、储层地应力、天然裂缝和临界层段黏土含量等 5 项因素。

2.1 储层埋藏深度

气藏整体埋藏较深,地层压力较高,且蚂蚁体裂缝预测显示裂缝相对较发育,近井钻井泥浆和水泥滤失较大,由于井筒地层污染(近井筒泥浆滤失污染、井壁附着油基泥浆等)等原因造成施工压力高。加酸能有效的降低初期破裂压裂,但压力整体明显较高,压力突破水泥环有效沟通地层难度大,加砂难度大。

2.2 水平层理

页岩在压裂过程中,人工裂缝的延伸除了应力作用之外,层理和天然裂缝在多井压裂中将影响裂缝延伸。由于层理的遮挡作用,可能出现延伸停滞、穿透层理界面和沿着层理界面侧滑转向三种作用,这三种情况的产生取决于裂缝内部净压力和层理胶结强度破坏临界压力的差值(图 3)。

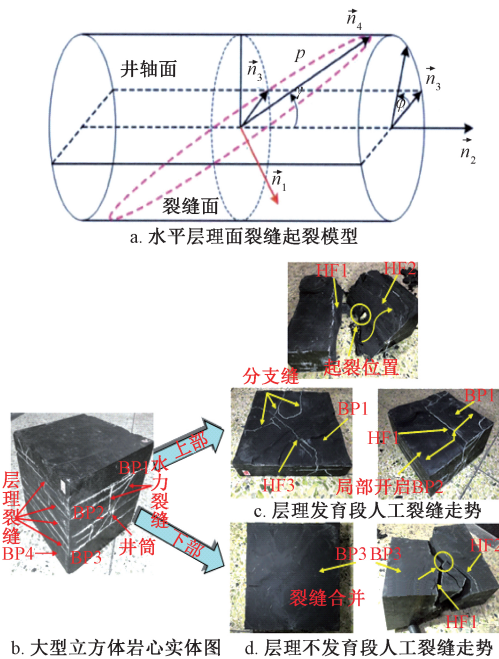


图 3 层理对人工裂缝作用图
Fig.3 Influencing diagram of bedding on artificial fracture

2.3 储层地应力

页岩气压裂改造中,地应力大小、地应力差异决定着水力裂缝的形态、方位、高度和宽度。由于地层不同岩性岩石的物理特性、力学特性和地层孔隙压力异常等方面的差别造成了层间或层内地应力分布的非均匀性,导致人工裂缝形态复杂。在压

裂过程中,人工裂缝延伸扩展困难,支撑剂进入敏感,支撑剂运移不平稳,压力波动呈锯齿状,造成加砂困难(图 4)。



图 4 大型岩样人工裂缝形态
Fig.4 Artificial fracture morphology in large-scale rock sample

2.4 天然裂缝

天然裂缝带决定压裂液流动方向、决定改造裂缝的延伸方向及降低改造裂缝复杂性。以威 204H6 平台为例,该井位于威远构造中奥顶构造南翼。从蚂蚁体追踪剖面可以看出,威 204H6-2 井第 10~12 段井筒附近天然裂缝发育(图 5)。施工后期微地震监测显示人工裂缝沟通天然裂缝,人工裂缝最终沿着天然裂缝方向延伸,使得后期液体滤失加大,缝宽受限,高砂浓度段塞进入困难(图 6),且后期尝试的低砂比、小段塞呈现段塞式推进,压力波动大,压力持续上升,最终呈现出高泵压、低排量的特征。

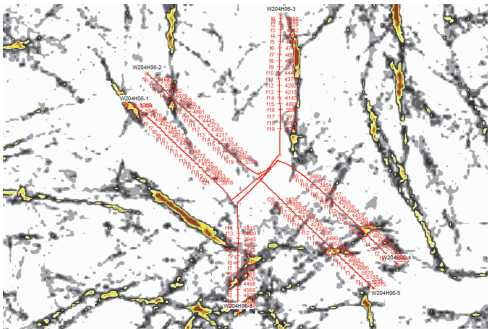


图 5 威 204H6 平台蚂蚁追踪剖面
Fig.5 Ant tracking profile of platform Wei204H6

2.5 临界层段黏土含量

页岩的韧脆性是影响页岩储层可压性的主要因素之一。脆性页岩有利于天然裂缝发育和水力压裂形成裂缝网络。脆性越强,裂缝系统越复杂。从表 1 可以看出,威远龙马溪组部分井段黏土矿物占到 37.3%,黏土矿物中主要以伊利石和伊蒙混层为主,含有少量绿泥石,储层物性韧性强。在压裂过程中,人工裂缝延伸扩展困难,表现为高泵压,低排量,支撑剂进入敏感。

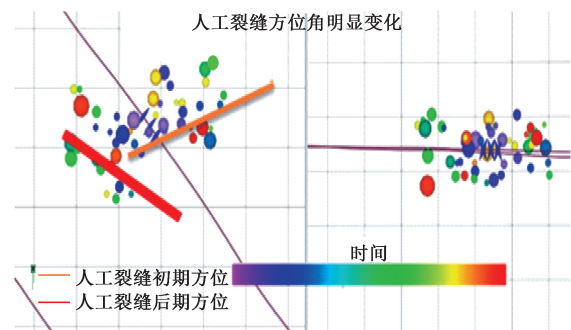


图 6 威 204H6-2 井第 10 段微地震示意图
Fig.6 Microseismic schematic diagram of the 10th stage in Well Wei204H6-2

表 1 威远龙马溪组矿物组分分析表

Table 1 Analysis table of mineral composition of Longmaxi shale gas reservoir

层位	厚度 /m	矿物成分/%			
		泥质含量	石英+长石	碳酸盐岩	其它
龙—1 ⁶	12.1	29.37	58.99	4.65	6.99
龙—1 ⁵	7.3	29.86	51.50	9.82	8.82
龙—1 ⁴	10.2	20.70	46.83	23.87	8.60
龙—1 ³	9.1	28.32	49.32	10.83	11.53
龙—1 ²	4.8	26.95	56.41	6.53	10.11
龙—1 ¹	6.1	13.20	56.05	11.01	19.74
五峰组	1.0	19.52	54.72	15.24	10.53

3 压裂改造针对性工艺措施

结合影响因素分析开展了针对性的压裂工艺措施研究,形成了四项针对性的压裂工艺措施,提高加砂量,有效降低了威远龙马溪组页岩压裂的异常情况。

3.1 高密度加砂压裂工艺技术

针对储层段埋藏深、井筒不清洁,整体施工压力较高这类情况采取高密度加砂压裂工艺技术。常规以井筒容积为段塞长度的泵注模式支撑剂易沉降、堆积于近井区,后期大粒径支撑剂加入敏感性;威 202H1-4 井采用高密度加砂压裂工艺技术,以小段塞+多冲洗的设置原则,整体上有利于控制施工压力平稳,利于支撑剂向远井区运移提高加砂量(图 7)。

3.2 混合压裂工艺技术

针对层理/天然裂缝发育段导致的加砂异常这类情况采取混合压裂工艺技术。裂缝性气层在施工过程中沟通天然裂缝后,压裂液滤失呈数量级骤然增加。适当加大前置胶液用量与提高泵注排量来补偿液体的分流与滤失,可以避免使用固体降滤失材料对天然裂缝的堵塞伤害。研究表明,混合压

裂更容易进入水平层理缝与高角度天然裂缝,有效提高分支裂缝的导流能力。同时,采用低砂比长段塞注入工艺模式,实现提高净压力,提高裂缝垂向延伸,增加裂缝的复杂性(图 8)。

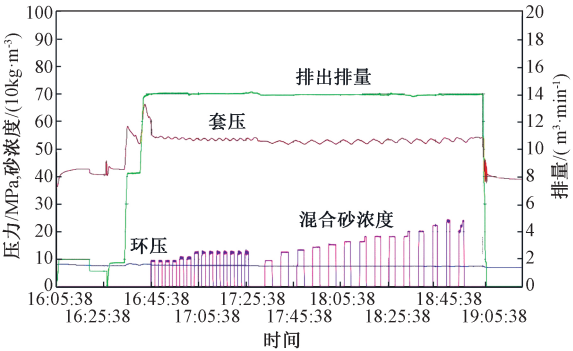


图 7 威 202H1-4 井施工曲线
Fig.7 Fracturing operation curve of Well Wei202H1-4

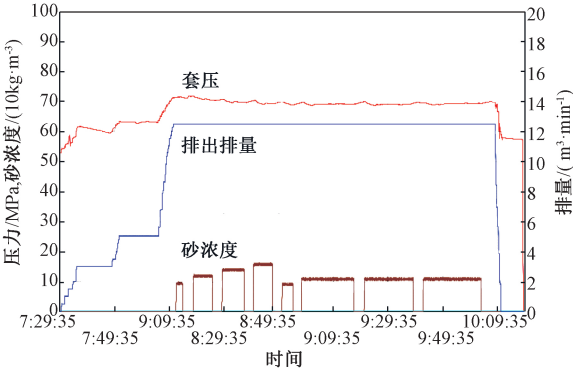


图 8 威 204H33-2 井 22 段施工曲线
Fig.8 Fracturing operation curve of the 22th stage in Well Wei204H33-2

3.3 连续加砂综合工艺技术

针对储层地应力变化导致砂敏感极强这类情况采取连续加砂工艺技术。威 202H10-7 井开展全程石英砂连续加砂的工艺研究。研究表明,连续加砂工艺技术能够有效提高裂缝支撑长度(图 9)。

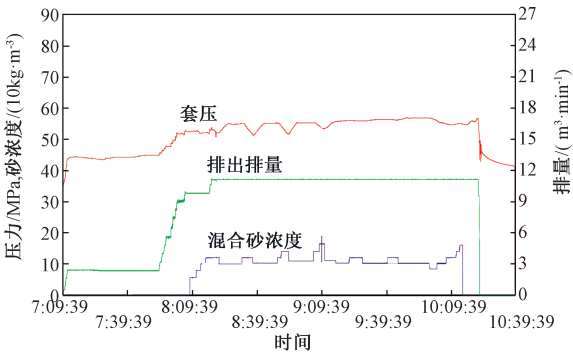


图 9 威 202H10-7 井连续加砂曲线
Fig.9 Continuous sanding curve of Well Wei202H10-7

在高闭合应力下石英砂仍具有导流能力,石英砂密度低,粒径越小,滑溜水携砂较陶粒运移距离

提高43.5%,连续加砂综合工艺技术能有效解决层面陶粒注入难的困难。

3.4 复合暂堵转向压裂工艺技术

针对临界层段黏土含量高,杨氏模量高、韧性强,导致裂缝延伸扩展困难这类情况采取复合暂堵转向压裂技术。页岩气藏地应力差明显增大,转向缝形成困难,需优化暂堵工艺与射孔簇数的匹配关系,充分发挥好层理缝的作用。复合暂堵转向压裂工艺,利用暂堵球实现射孔孔眼暂堵,提高射孔开启效率,暂堵剂实现缝内暂堵。威204H5-14井第12段采用复合暂堵转向技术(图10)。

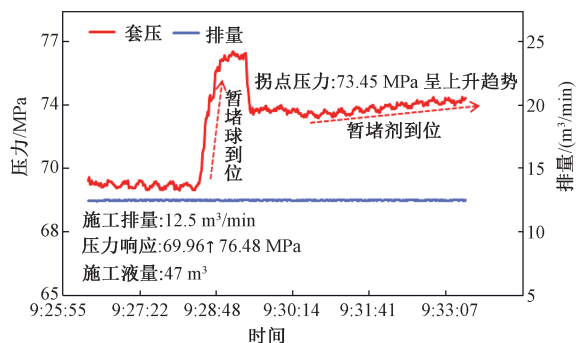


图10 威204H5-14井第12段暂堵前后压力变化

Fig.10 Pressure changes of the 12th stage before and after temporary plugging in Well Wei204H5-14

从图10可以看出,暂堵球到位明显,压力响应升高6.48 MPa。暂堵球到位后投送暂堵剂,暂堵剂到位较为明显,压力响应呈上升趋势,裂缝转向成功。

4 结论与建议

(1)威远龙马溪组页岩储层具有埋藏深、有机碳含量低、孔隙度低、热成熟度高、地应力复杂,水平两向应力差大、裂缝发育、低渗透率等特点,压裂改造属于世界级难题,部分井段存在低排量、高泵压、加砂敏感等一系列工程技术异常;威远龙马组页岩气压裂改造异常受到储层埋深、岩石物性、层理缝/水平缝结构、地应力以及临界层段矿物含量的影响。

(2)层理和天然裂缝在多井压裂中影响裂缝延伸,液体滤失增大,缝宽变窄,支撑剂在缝内运移受阻;储层地应力变化导致砂敏感极强,人工裂缝极不规则,支撑剂运移不平稳;页岩的脆性是影响页岩储层可压性的主要因素之一,脆性页岩有利于天然裂缝发育和水力压裂形成裂缝网络,脆性越强裂缝系统越复杂,部分临界层段黏土含量高,杨氏

模量高、韧性强,裂缝延伸扩展困难都会导致龙马溪组加砂压裂出现异常情况。

(3)在前期压裂改造的基础上,形成了高密集度加砂压裂工艺、混合压裂工艺、连续加砂综合工艺、复合暂堵转向压裂工艺等4项关键技术,能够有效降低龙马溪组页岩压裂层段的异常情况,提高储层的加砂规模。

(4)针对储层段埋藏深、井筒不清洁、整体施工压力较高这类情况,采取高密集度加砂压裂工艺技术,以小段塞+多冲洗的措施,有利于控制施工压力平稳,利于支撑剂向远井区运移提高加砂量;针对层理/天然裂缝发育段导致的加砂异常这类情况,采取混合压裂工艺技术,适当加大前置胶液用量可以降低滤失材料对天然裂缝的堵塞伤害,提高裂缝垂向延伸;针对储层段储层地应力变化导致砂敏感极强这类情况,采取连续加砂工艺技术,能够有效提高裂缝支撑长度,解决层面陶粒注入难的困难;针对临界层段黏土含量高,杨氏模量高、韧性强,导致裂缝延伸扩展困难这类情况,采取复合暂堵转向压裂技术,提高了裂缝的转向及裂缝延伸扩展困难。

致谢:感谢川庆钻探工程有限公司井下作业公司相关人员提供的实验数据及施工曲线。

参考文献

- [1] 路保平,丁士东. 中国石化页岩气工程技术新进展与发展展望[J]. 石油钻探技术,2018,46(1):1-9.
LU Baoping, DING Shidong. New progress and development prospect in shale gas engineering technologies of Sinopec [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1):1-9.
- [2] 陈作,薛承瑾,蒋廷学,等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业,2010,30(10):30-32.
CHEN Zuo, XUE Chengjin, JIANG Tingxue, et al. Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume (SRV) in shale gas wells in China [J]. Natural Gas Industry, 2010,30(10):30-32.
- [3] 高超,艾昆,高辉,等. 基于施工压力曲线的综合滤失系数测试方法及压裂参数优化[J]. 油气井测试,2018,27(1):8-13.
GAO Chao, AI Kun, GAO Hui, et al. Test method of total leak-off coefficient and optimization of fracturing parameters based on operation pressure curves [J]. Well Testing, 2018,27(1):8-13.
- [4] 袁俊亮,邓金根,张定宇,等. 页岩气储层可压裂性评价技术[J]. 石油学报,2013,34(3):523-527.
YUAN Junliang, DENG Jinggen, ZHANG Dingyu, et al.

- Fracability evaluation of shale-gas reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 523-527.
- [5] LOWE T, POTTS M, WOOD D. A case history of comprehensive hydraulic fracturing monitoring in the Cana Woodford [C]. *SPE* 166295, 2014.
- [6] ADAM D, SHAUN M S, PETER E C. Proppant transport in slick-water fracturing of shale-gas formations [C]. *SPE* 125068, 2009.
- [7] ABOU-SAYED I S, SORRELL M A, FOSTER R A, et al. Haynesville shale development program: from vertical to horizontal [C]. *SPE* 144425, 2011.
- [8] 谢德湘, 靳凯, 易志东, 等. 考虑多效应作用的页岩气变流量压力数据分析方法[J]. *油气井测试*, 2018, 27(3): 14-21.
- XIE Dexiang, JIN Kai, YI Zhidong, et al. Pressure data analysis method for shale gas in production with variable rate with consideration of multi-effect [J]. *Well Testing*, 2018, 27(3): 14-21.
- [9] 程远方, 常鑫, 孙元伟, 等. 基于断裂力学的页岩储层缝网延伸形态研究[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(4): 603-611.
- CHENG Yuanfang, CHANG Xin, SUN Yuanwei, et al. Research on Fracture network propagation pattern of shale reservoir based on fracture mechanics [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(4): 603-611.
- [10] 柳占立, 王涛, 高岳, 等. 页岩水力压裂的关键力学问题[J]. *固体力学学报*, 2016, 37(1): 34-49.
- LIU Zhanli, WANG Tao, GAO Yue, et al. The key mechanical problems on hydraulic fracture in shale [J]. *Chinese Journal of Solid Mechanics*, 2016, 37(1): 34-49.
- [11] 石秉忠, 夏柏如, 林永学, 等. 硬脆性泥页岩水化裂缝发展的 CT 成像与机理[J]. *石油学报*, 2012, 33(1): 137-142.
- SHI Bingzhong, XIA Bairu, LIN Yongxue, et al. CT imaging and mechanism analysis of crack development by hydration in hard-brittle shale formations [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(1): 137-142.
- [12] 赵金洲, 李志强, 胡永全, 等. 考虑页岩储层微观渗流的压裂产能数值模拟[J]. *天然气工业*, 2015, 35(6): 53-58.
- ZHAO Jinzhou, LI Zhiqiang, HU Yongquan, et al. Numerical simulation of productivity after fracturing with consideration to micro-seepage in shale reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(6): 53-58.
- [13] 李勇明, 许文俊, 赵金洲, 等. 页岩储层中水力裂缝穿过天然裂缝的判定准则[J]. *天然气工业*, 2015, 35(7): 49-54.
- LI Yongming, XU Wenjun, ZHAO Jinzhou, et al. Criteria for judging whether hydraulic fractures cross natural fractures in shale reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(7): 49-54.
- [14] 邹顺良. 页岩气微注压降测试方法[J]. *油气井测试*, 2018, 27(1): 37-41.
- ZOU Shunliang. Shale gas injection/fall off testing method [J]. *Well Testing*, 2018, 27(1): 37-41.
- [15] 周小林, 高志华, 张冲. 龙凤山气田大通径免钻桥塞分段压裂先导试验[J]. *油气井测试*, 2018, 27(1): 62-67.
- ZHOU Xiaolin, GAO Zhihua, ZHANG Chong. Pilot tests of staged fracturing involving large-diameter drill-free bridge plugs in the Longfengshan gas field [J]. *Well Testing*, 2018, 27(1): 62-67.
- [16] 李军龙, 何昀宾, 袁操, 等. 页岩气藏水平井组“工厂化”压裂模式实践与探讨[J]. *钻采工艺*, 2017, 40(1): 47-50.
- LI Junlong, HE Yunbin, YUAN Cao, et al. Practice and discussion of factory fracturing on horizontal shale-gas well pads [J]. *Drilling and Production Technology*, 2017, 40(1): 47-50.
- [17] 周德华, 焦方正, 贾长贵, 等. JY1HF 页岩气水平井大型分段压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2014, 42(1): 75-80.
- ZHOU Dehua, JIAO Fangzheng, JIA Changgui, et al. Large-scale multi-stage hydraulic fracturing technology for shale gas horizontal well JY1HF [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(1): 75-80.
- [18] 陈勉, 金衍. 基于岩心分析的页岩气压裂工艺参数优选[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(4): 7-12.
- CHEN Mian, JIN Yan. Shale gas fracturing technology parameters optimization based on core analysis [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(4): 7-12.
- [19] 褚春波, 郭权, 黄小云, 等. 有限元分析径向水力压裂裂缝扩展影响因素[J]. *油气井测试*, 2018, 27(2): 59-66.
- CHU Chunbo, GUO Quan, HUANG Xiaoyun, et al. Finite-element analysis on influencing factors for propagation of fractures induced in radial jet hydraulic fracturing [J]. *Well Testing*, 2018, 27(2): 59-66.
- [20] 孙可明, 张树翠, 辛利伟. 页岩气储层层理方向对水力压裂裂纹扩展的影响[J]. *天然气工业*, 2016, 36(2): 45-51.
- SUN Keming, ZHANG Shucui, XIN Liwei. Impacts of bedding directions of shale gas reservoirs on hydraulically induced crack propagation [J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(2): 45-51.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 龚蔚, 男, 1983 年出生, 硕士, 工程师, 2009 年毕业于西南石油大学油气田开发工程专业, 主要从事压裂酸化研究工作。电话: 028-86019030, 18728406870; Email: gongwei401@163.com。通信地址: 四川省成都市成华区龙潭工业园华盛路 46 号川庆钻探井下作业公司, 邮政编码: 610051。