

引用格式:曾凌翔.威远页岩气水平井控缝防窜技术优化与应用[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):81-85.

Zeng Lingxiang. Optimization and application of fracture control and channeling prevention technology in Weiyuan shale gas horizontal well[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 81-85.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.011

## 威远页岩气水平井控缝防窜技术优化与应用

曾凌翔

(中国石油川庆钻探工程有限公司井下作业公司,四川 成都 610051)

**摘要:**由于大型天然裂缝、水力裂缝延伸单一等原因,多平台压裂时容易发生井间窜扰现象,邻井瞬时产气量最高降低93%,井口压力最高上涨12 MPa,严重影响页岩气压裂开发效果。针对该类复杂情况,提出了一种页岩气水平井控缝防窜技术,主要包含多裂缝控缝长技术与转向控缝长技术。通过增加水力裂缝条数,降低净压力,或者利用暂堵材料控制水力裂缝远端延伸转向等措施,控制水力裂缝延伸,增加裂缝复杂程度,避免与邻井发生窜扰现象,最终实现井控泄气区域内有效开发页岩气。数值模拟表明,运用该技术有效缝长缩短了11.9%~24.8%,且现场应用效果明显,微地震实时监测缝长同比降低24%,邻井压力实时监测压力未上涨。页岩气水平井控缝防窜技术不仅为现场施工提供了理论支撑,同时降低了复杂情况发生概率,提高了单井产量。

**关键词:**页岩气;水平井;控缝;转向;窜扰;应用

中图分类号:TE256 37

文献标识码:A

### Optimization and application of fracture control and channeling prevention technology in Weiyuan shale gas horizontal well

Zeng Lingxiang

(Downhole Services Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051)

**Abstract:** Due to the large natural fractures and the single extension of hydraulic fractures, gas channeling occurs easily during fracturing of multi-platform, as a result the instantaneous gas production of adjacent wells is reduced by at most 93%, and the wellhead pressure is increased by at most 12 MPa, which seriously affects the fracturing development effect of shale gas. For this complex situation, a fracture control and channeling prevention technology for horizontal wells of shale gas is proposed, which mainly includes fracture-length control of multiple fracture and steering fracture. By the measures of increasing the number of hydraulic fractures to reduce the net pressure, or using temporary plugging materials to steer hydraulic fractures, the extension direction of hydraulic fractures has been controlled and the fracture complexity has been increased to reduce the interacting of adjacent wells, and finally make the shale gas effectively develops in the well controlled gas drainage area. The numerical simulation shows that after applying this technology, the effective fracture length is shortened by 11.9%~24.8%. The field application effect is obvious, the fracture length monitored by real-time micro seismic is reduced by 24%, and the real-time monitoring pressure of adjacent wells does not change. The fracture control and channeling prevention technology in horizontal wells of shale gas does not only provides theoretical support for field application, but also reduces the probability of complex situations and improves the production of single well.

**Key words:** shale gas, horizontal well, fracture control, steering, interference, application

收稿日期:2020-04-14。

作者简介:曾凌翔(1985-),男,硕士,工程师,从事增产改造工作。地址:四川省成都市成华区万基中心井下作业公司,邮政编码:610051。E-mail:zenglingxiang94@126.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“长宁—威远页岩气开发示范工程”(2016ZX05062);中国石油天然气集团公司中油油服统筹科技项目“川渝页岩气综合提速提效压缩工期综合配套技术研究—页岩气压裂施工参数优化提速研究”(2019T-003-002-3);川庆科技项目“威远页岩气重复压裂技术研究”(CQ2019B-24-4-4);井下作业公司科技项目“页岩气加砂压裂施工预警技术及配套软件研究”(JX2019-4)。

四川盆地页岩气资源丰富<sup>[1-3]</sup>,其中龙马溪组海相黑色页岩分布稳定<sup>[4-5]</sup>。目前长宁—威远国家级页岩气示范区内主要开发对象为埋深3 500 m以浅的龙马溪组<sup>[6-7]</sup>。北美地区构造简单、地层平缓,而四川盆地构造复杂、断裂发育,有机质处于高过成熟阶段,较北美高,有利区多处于丘陵—低山地区,地表条件较北美复杂<sup>[8-11]</sup>。

页岩储层孔隙度一般为4%~6%,未经改造的页岩基质渗透率一般为 $(0.000\ 1\sim 0.000\ 01)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^{2[12-14]}$ 。页岩储层必须经过压裂改造才能获得工业油气流。威远页岩气2017—2020年为建产期,实现 $50\times 10^8\ \text{m}^3$ 的年产量。随着页岩气的规模开发<sup>[15-16]</sup>,压裂过程中出现了一些新的难题,其中2018—2019年井间窜扰现象凸显出来,影响着单井压裂的最终效果。邓惠等<sup>[17]</sup>运用Blasingame特征曲线干扰分析理论和灰色关联理论进行井间干扰评价。黄灿<sup>[18]</sup>建立有效的页岩气干扰试井评价模型,对生产动态进行了预测及分析。刘霜<sup>[19]</sup>基于压裂时示踪剂监测等动态资料,结合井网加密试验,研究了井间干扰判别方法。李继庆等<sup>[20]</sup>建立了多区域耦合的渗流模型,分析了连通渗透率和激动量等因素对于干扰试井测试结果及压力场分布特征的影响。前期多以相关理论模型或判别方法等研究为主,并未涉猎压裂关键参数具体分析与优化,因此,有必要结合现场实际情况,开展水力裂缝延伸控制技术的研究,为设计与施工提供有效的技术支撑。

## 1 目前页岩气改造分析

目前,威远页岩气施工规模约 $1\ 600\sim 2\ 000\ \text{m}^3$ ,单段施工加砂量约 $100\sim 130\ \text{t}$ ,施工压力约 $54\sim 75\ \text{MPa}$ ,微地震监测压裂改造体积约 $(3\ 000\sim 5\ 000)\times 10^4\ \text{m}^3$ ,测试产量 $(12\sim 20)\times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$ ,存在相当一部分页岩气井预测EUR(估算最终可采储量)小于 $1\times 10^8\ \text{m}^3$ 。

储层动用半径和厚度是决定单井产量大小的第一要素。多井生产历史拟合表明,采收率低于30%的井,其动用半径小于150 m,厚度小于15 m,且改造渗透率低。以A平台4口井日产 $45.3\times 10^4\ \text{m}^3$ 为例,其相邻的B平台4口井压裂改造后,以 $100\times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$ 投产,由此可推测存在储层动用程度不够的可能。基于压裂施工曲线G函数分析也表明,大部分改造井段形成的裂缝复杂程度不够、有效体积有限,仅少部

分改造段可能形成了复杂裂缝。

为提高井间资源动用率,逐渐认识到缩小井间距、增加改造段数、提高水平段长等措施对于体积改造“打碎”储层具有重要意义。

井间资源动用方面,井间距由500 m降低至300 m;地面限制区域资源动用方面,加长水平段段长(1 500~2 500 m),尽可能动用地面无法布井区域的资源。

基于单井控气面积 $0.6\ \text{km}^2$ 的条件下,若有效裂缝半长150 m,段长66.7 m,改造段数30段,则数值模拟结果显示EUR为 $1.53\times 10^8\ \text{m}^3$ ,采收率39.8%;若有效裂缝半长180 m,段长72.5 m,改造段数23段,则数值模拟结果显示EUR为 $0.97\times 10^8\ \text{m}^3$ ,采收率29.1%。

改造效果改善的同时,出现了一些新的工程问题,其中之一就是井间窜扰现象加剧,且多平台发生此现象。

页岩气C平台3井处于压裂改造阶段,邻井4井处于生产状态。3井施工过程中,4井井口压力从36 MPa急剧下降到28 MPa,瞬时产气量从 $30\times 10^4\ \text{m}^3$ 下降至 $2\times 10^4\ \text{m}^3$ ,降低约93%。

## 2 井间窜扰原因分析

井间窜扰主要分为三类:①同平台,多口井拉链式压裂时发生井间窜扰;②同平台,一口井压裂,另一口井生产时发生井间窜扰;③某平台进行压裂施工,相邻平台生产时(周边形成低压漏斗区域)发生井间窜扰。

压裂过程中,若沟通大型天然裂缝或水力裂缝延伸单一,则水力裂缝将会沿优势通道进行延展,当过度扩展时就存在裂缝沟通邻井的风险,发生井间窜扰的现象。

水力裂缝延伸单一通常是因为页岩储层水平应力差大、天然裂缝不发育等因素,导致水力分支缝减少,水力裂缝延伸单一,其缝长过度增加。以页岩气C平台为例,其水平应力差值范围为 $12\sim 17\ \text{MPa}$ ,基于数值模拟对比,应力差值超过净压力值,那么本平台不利于复杂水力裂缝的形成。

## 3 水平井控缝防窜技术分析

发生井间窜扰现象主要是由于水力裂缝延伸至邻井,因此,针对水力裂缝半长控制,提出了具体技

术措施。

### 1) 多裂缝控缝长技术

该技术主要利用增加水力裂缝条数,降低净压力值,控制水力裂缝延伸,最终实现井控泄气区域内形成复杂裂缝,有效开发页岩气。

如图1所示,按照单段长度65 m、液体黏度3 mPa·s,分别模拟不同规模(1 400 m<sup>3</sup>、1 600 m<sup>3</sup>及1 800 m<sup>3</sup>),在相同射孔簇数的裂缝长度变化。降低施工规模,形成的裂缝长度降低0.2%~6%。施工规模越小,压裂液波及范围越小,形成的水力裂缝长度越小。

如图2所示,若增加射孔簇数(4~5簇),水力裂缝条数相应增加,对比3簇射孔水力裂缝缝长,结果显示在此基础上缩短了11.9%~24.8%。射孔簇数增加,裂缝条数增加,单簇进液量减少,净压力得到有效控制,形成的水力裂缝长度减小。

基于上述对比分析,对于控制裂缝长度,增加裂缝条数优于规模控制。

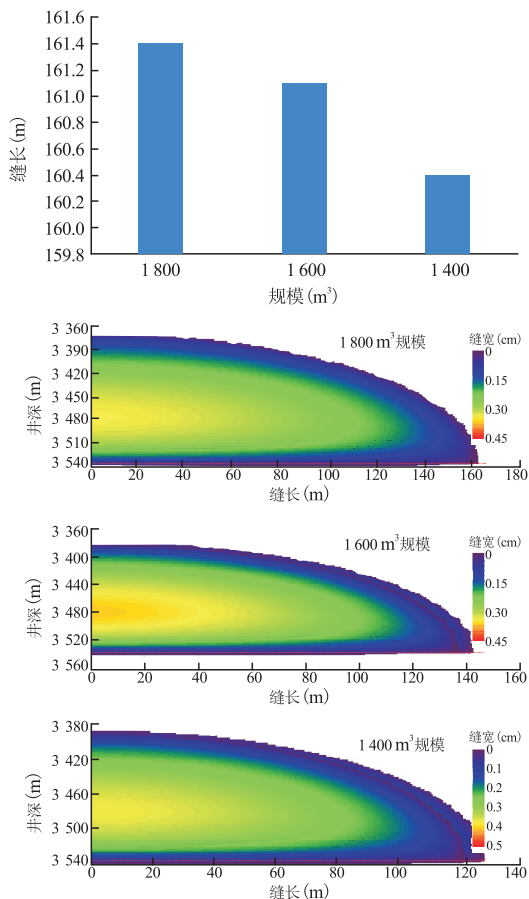


图1 不同规模(1 800~1 400 m<sup>3</sup>, 3簇)的缝长模拟  
Fig. 1 Simulation of hydraulic fracture length of different scale(1 800 ~ 1 400 m<sup>3</sup>, 3 clusters)

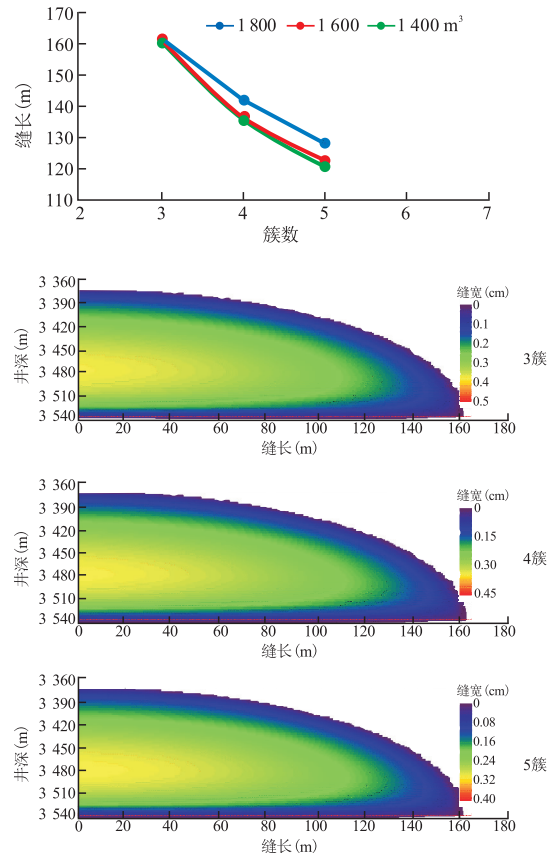


图2 不同簇数(3~5簇)的缝长模拟

Fig. 2 Simulation of hydraulic fracture of different clusters (3 ~ 5 clusters)

### 2) 转向控缝长技术

该技术主要基于暂堵转向工艺,致使裂缝远端延伸方向发生改变,同时增加了水力裂缝复杂程度,控制了水力裂缝缝长,避免与邻井发生窜扰现象。

通过微地震实时监测水力裂缝形态,并结合邻井井口压力监控,择机投放暂堵材料,优化泵送排量,实现转向控缝长的目的。该技术主要涵盖三大要点:暂堵材料类型的优选、暂堵材料的用量、泵送排量的暂堵材料的排量。

可降解暂堵材料主要有暂堵剂、暂堵球等,暂堵材料为可溶材料,对储层无伤害。组合模式包括暂堵剂、暂堵剂+暂堵球、暂堵剂+适量支撑剂等。暂堵材料的用量与泵送排量在不同页岩区块存在不同的最优值,目前通常暂堵剂用量为20~150 kg,泵送排量为10~12 m<sup>3</sup>/min,且暂堵材料泵送到位后,井口压力存在一个上涨现象。

## 4 现场应用及分析

水平井控缝防窜技术效果主要通过以下几种措

表1 3井由3簇增加到4簇对应施工参数  
Table 1 Corresponding construction parameters of Well-3 from three clusters to four clusters

改造段	压裂井段(m)	簇数	段长(m)	泵注排量(m <sup>3</sup> /min)	一般泵压(MPa)	停泵压力(MPa)	入地液量(m <sup>3</sup> )	入地砂量(t)
第20段压裂	3 760 ~ 3 823	3	63	11.6	66 ~ 68	54.0	1 651.3	116.3
第21段压裂	3 697 ~ 3 760	3	63	11.6	64 ~ 66	51.1	1 698.0	114.7
第22段压裂	3 634 ~ 3 697	3	63	11.6	68 ~ 70	54.8	1 780.8	110.6
第23段压裂	3 571 ~ 3 634	3	63	11.6	62 ~ 65	50.5	1 763.6	100.7
第24段压裂	3 507 ~ 3 571	3	64	11.6	62 ~ 64	50.0	1 741.7	101.1
第25段压裂	3 443 ~ 3 507	4	64	11.6	60 ~ 62	51.0	1 701.0	113.0
第26段压裂	3 379 ~ 3 443	4	64	11.6	59 ~ 60	48.3	1 641.6	110.6
第27段压裂	3 316 ~ 3 379	4	63	11.6	59 ~ 60	48.3	1 594.1	113.1
第28段压裂	3 252 ~ 3 316	4	64	11.6	56 ~ 58	48.0	1 611.7	113.1
第29段压裂	3 188 ~ 3 252	4	64	10.0 ~ 11.6	55 ~ 58	47.0	1 630.4	111.7
第30段压裂	3 124 ~ 3 188	4	64	11.5	57 ~ 60	47.0	1 667.0	105.7
第31段压裂	3 060 ~ 3 124	4	64	11.5	55 ~ 57	46.3	1 579.4	110.8

施判别:①通过微地震监测事件点响应,表征压裂过程中水力裂缝的实时形态及延伸走向;②投放暂堵剂前后施工压力的变化;③邻井井口压力变化的监测。

#### 4.1 多裂缝控缝长技术在页岩气C平台的应用

3井第25~31段进行4簇射孔压裂改造后,微地震监测显示裂缝缝长为145 m;与第20~24段3簇射孔同比降低24%(图3,表1)。相同规模与排量条件下,增加射孔簇数,既不影响压裂施工,又增加了裂缝条数,邻井窜扰现象得到有效控制。

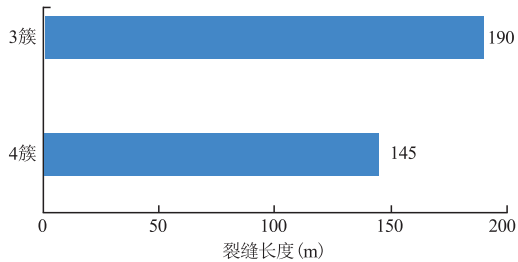


图3 3井3簇(第20~24段)与4簇(第25~31段)微地震监测对比

Fig. 3 Comparison of microseismic monitoring of three clusters(section 20 ~ 24) and four clusters (section 25 ~ 31) in Well-3

#### 4.2 转向控缝长技术在页岩气D平台的应用

该平台3、4井施工过程中发生井间窜扰现象。前期,3井压裂过程中,1、2、4井井口压力存在响应(压力上涨明显,范围为1~12 MPa),证明发生井间窜扰现象;后期,结合微地震响应与邻井压力监测,在总规模400~1 000 m<sup>3</sup>进行投放暂堵剂,泵送排量5~14 m<sup>3</sup>/min,暂堵剂用量23~69 kg。

不同改造段选择适宜时机,投放了不同数量可溶暂堵剂,进行转向控缝长技术,本井暂堵剂到位后压力响应值为0.7~11 MPa,邻井压力上涨值几乎为0 MPa,取得了一定的效果。

## 5 结论及建议

1) 针对多平台页岩气水平井发生井间窜扰现象,提出了一种页岩气水平井控缝防窜技术,该技术有效控制了水力裂缝长度,增加了裂缝复杂程度,提高了单井采收率。

2) 页岩气水平井控缝防窜技术主要包含:①多裂缝控缝长技术;②转向控缝长技术。基于现场实际施工情况分析,可单独应用,也可综合两者应用,达到控缝防窜的目的。

3) 对于控制裂缝长度,增加裂缝条数优于规模控制。降低施工规模,同比裂缝长度缩短了0.2%~6%;增加裂缝条数,同比裂缝长度缩短了11.9%~24.8%。

4) 页岩气水平井控缝防窜技术现场应用取得一定效果。运用该技术后,微地震监测裂缝显示水力裂缝缝长同比降低24%,邻井压力监测无异常显示,有效控制了井间窜扰,避免了施工复杂。

5) 继续开展室内实验与现场试验,优化暂堵剂用量,选择投放时机,进一步完善转向控缝长技术。

#### 参考文献

- [1] 罗健,戴鸿鸣,邵隆坎,等.四川盆地地下古生界页岩气资源前景预测[J].岩性油气藏,2012,24(4):70-74.  
Luo Jian, Dai Hongming, Shao Longkan, et al. Prospect

- prediction for shale gas resources of the Lower Paleozoic in Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(4): 70-74.
- [2] 龙胜祥,曹艳,朱杰,等. 中国页岩气发展前景及相关问题初探[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 847-853.  
Long Shengxiang, Cao Yan, Zhu Jie, et al. A preliminary study on prospects for shale gas industry in China and relevant issues[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 847-853.
- [3] 金之钧,白振瑞,高波,等. 中国迎来页岩油气革命了吗?[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 451-458.  
Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution?[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.
- [4] 李晓萌,潘仁芳,武文竞,等. 川南地区下古生界筇竹寺组与龙马溪组页岩气纵向对比及评价[J]. 石油化工应用, 2016, 35(10): 87-92.  
Li Xiaomeng, Pan Renfang, Wu Wenjing, et al. Shale gas comparison and evaluation of Longmaxi formation and Qiongzhusi formation of lower Palaeozoic in the area of southern Sichuan[J]. Petrochemical Industry Application, 2016, 35(10): 87-92.
- [5] 周文,徐浩,余谦,等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组与筇竹寺组页岩含气性差异及成因[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(5): 18-25.  
Zhou Wen, Xu Hao, Yu Qian, et al. Shale gas-bearing property differences and their genesis between Wufeng-Longmaxi Formation and Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin and surrounding areas[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(5): 18-25.
- [6] 谢军. 长宁—威远国家级页岩气示范区建设实践与成效[J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 1-7.  
Xie Jun. Practices and achievements of the Changning-Weiyuan shale gas national demonstration project construction[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(2): 1-7.
- [7] 马新华. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J]. 天然气工业, 2018, 38(10): 1-7.  
Ma Xinhua. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 1-7.
- [8] 邹才能,董大忠,王玉满,等. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166-178.  
Zou Caineng, Dong Dazhong Wang Yuman, et al. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects ( II ) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-178.
- [9] 刘伟新,范明,俞凌杰,等. 页岩气保存机制探讨[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 126-132.  
Liu Weixin, Fan Ming, Yu Lingjie, et al. Preservation mechanism of Fuling shale gas[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 126-132.
- [10] 周庆凡,金之钧,杨国丰,等. 美国页岩油勘探开发现状与前景展望[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 469-477.  
Zhou Qingfan, Jin Zhiyun, Yang Guofeng, et al. Shale oil exploration and production in the U.S.: Status and outlook[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 469-477.
- [11] 董大忠,施振生,管全中,等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 67-76.  
Dong Dazhong, Shi Zhengsheng, Guang Quanzhong, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 67-76.
- [12] 肖佃师,赵仁文,杨潇,等. 海相页岩气储层孔隙表征、分类及贡献[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1215-1225.  
Xiao Dianshi, Zhao Renwen, Yang Xiao, et al. Characterization, classification and contribution of marine shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1215-1225.
- [13] 汪虎,何治亮,张永贵,等. 四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 41-49.  
Wang Hu, He Zhiliang, Zhang Yonggui, et al. Micro fracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 41-49.
- [14] 何陈诚,何生,郭旭升,等. 焦石坝区块五峰组与龙马溪组一段页岩有机孔隙结构差异性[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(3): 472-484.  
He Chencheng, He Sheng, Guo Xusheng, et al. Structural differences in organic pores between shales of the Wufeng Formation and of the Longmaxi Formation's first Member, Jiaoshiha Block, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 472-484.
- [15] 刘乃震,王国勇,熊小林. 地质工程一体化技术在威远页岩气高效开发中的实践与展望[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(2): 59-68.  
Liu Naizhen, Wang Guoyong, Xiong Xiaolin. Practice and prospect of geology-engineering integration technology in the efficient development of shale gas in Weiyuan block[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(2): 59-68.
- [16] 房大志. 页岩气藏开发的关键因素[J]. 科技导报, 2013, 31(31): 70-74.  
Fang Dazhi. Key factors of shale gas development[J]. Science & Technology Review, 2013, 31(31): 70-74.
- [17] 邓惠,刘义成,陈洪斌,等. 一种快速评价气井井间干扰的方法[J]. 天然气勘探与开发, 2013, 36(3): 35-37.  
Deng Hui, Liu Yicheng, Chen Hongbin, et al. A fast method to evaluate well interference of gas wells[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2013, 36(3): 35-37.
- [18] 黄灿. 考虑邻井干扰的页岩气多段压裂水平井数值试井方法[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 92-96.  
Huang Can. Numerical test of multi-stage fractured horizontal shale gas well with inter-well interference[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 92-96.
- [19] 刘霜. 涪陵页岩气田加密井间干扰判别及对邻井的影响[J]. 江汉石油职工大学学报, 2019, 32(3): 34-36.  
Liu Shuang. Discrimination of inter-well interference of infill wells and influence on adjoining wells in Fuling shale gas field [J]. Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers, 2019, 32(3): 34-36.
- [20] 李继庆,刘曰武,黄灿,等. 页岩气水平井试井模型及井间干扰特征[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(6): 138-144.  
Li Jiqing, Liu Yuewu, Huang Can, et al. Multi-stage fracturing horizontal well interference test model and its application[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(6): 138-144.

(编辑 柳超超)