

引用格式:吴天.四川盆地平桥南区页岩气水平井工程参数对产量的影响分析[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):422-427.

WU Tian. Influence of engineering parameters on production of horizontal shale gas wells in southern Pingqiao Block, Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):422-427.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.018

四川盆地平桥南区页岩气水平井工程参数对产量的影响分析

吴天

(中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院,江苏南京 210031)

摘要:水平井大规模水力压裂是实现页岩气效益开发的关键技术。随着工程工艺技术的进步,为页岩气井大规模压裂改造提供了较好的条件。近年来,华东油气分公司在平桥南区块开展大规模页岩气水平井压裂,但是水平井工程参数对产量影响相关性不明确,基于平桥南已压裂31口井工程参数与气井产量,对各项工程参数与气井产量通过现场数据线性回归的方式开展敏感性分析。研究结果表明,长水平段和优质页岩“甜点”段钻遇率是实现气井高产的基础;随着压裂簇数减小、用液强度减小和加砂强度增加,气井产量呈现增大的趋势,但是压裂施工参数达到一定程度后,气井产量增幅变缓。基于以上认识初步明确了平桥南区最优压裂规模参数,为下步的参数优化和开发方案调整提供依据,为平桥南邻区页岩气井实现有效压裂改造,实现效益开发打下基础。

关键词:页岩气;工程参数;气井产量;水平井压裂;平桥南区

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Influence of engineering parameters on production of horizontal shale gas wells in southern Pingqiao Block, Sichuan Basin

WU Tian

(Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210031, China)

Abstract: Large scale hydraulic fracturing of horizontal wells is one of the key technologies to realize the effective development of shale gas. The progress of engineering technology provides better conditions for large-scale fracturing of shale gas wells. In recent years, large-scale shale gas horizontal well fracturing has been carried out in southern Pingqiao Block by Sinopec East China Oil and Gas Company, but the correlation between horizontal well engineering parameters and production is not clear. Based on the engineering parameters and gas well production of 31 fractured wells in southern Pingqiao, their sensitivity analysis are carried out by linear regression of the field data. The results show that the drilling encounter rate of long horizontal section and high-quality shale “sweet spot” is the basis for achieving high production of gas wells. With the decrease of fracturing cluster number and fluid strength and the increase of sand strength, the gas well production shows an increasing trend, but the increase of gas well production slows down when the fracturing operation parameters reach a certain extent. Based on the above understanding, the optimal fracturing scale parameters of southern Pingqiao Block are preliminarily defined, which provides the basis for the further parameter optimization and development plan adjustment, and lays the foundation for the effective fracturing and development of shale gas wells in the adjacent areas of southern Pingqiao Block.

Key words: shale gas, engineering parameters, gas well yield, fracturing of horizontal well, South Pingqiao Block

平桥南区页岩气是华东首个商业开发的区块, 要挑战,如何提高单井产量是下步开发的主要问
现已稳产3年。水平井产量差异大是目前面临的主 题。结果表明,优质段钻遇程度和改造强度是影响

收稿日期:2021-01-06。

作者简介:吴天(1992—),男,本科,助理工程师,主要从事储层改造相关研究方面的工作。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210031。E-mail:549749951@qq.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061)。

单井产量的重要因素^[1-5]。开发初期阶段采用常规压裂手段形成一条单一裂缝的压裂工艺并达到体积改造的目的。要形成复杂缝网,提高产量,就必须明确影响页岩气压裂效果的主控工艺参数^[6-7]。该文主要对水平段段长、穿行优质页岩层长度、压裂簇间距、用液强度、加砂强度等参数开展敏感性分析^[8-10],明确单一参数与产量关系,为后续压裂施工参数优化提高单井产量提供依据。

1 平桥南区基本情况

涪陵页岩气田平桥南区位于川东褶皱带万县复向斜南部的平桥断背斜中南翼,平桥南区构造为一狭长断背斜,核部地层较平缓(倾角 $5^{\circ}\sim 15^{\circ}$),两翼地层倾角较大($20^{\circ}\sim 45^{\circ}$),西部断裂以逆冲滑脱为主,断面平缓,东部断层以冲断为主,断面较陡(图1)。目的层上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组龙一段,五峰组底界埋深 $2\ 600\sim 4\ 000\text{ m}$,属深水陆棚沉积环境,含气页岩厚度大,达到 111.5 m ,其中①—⑤号小层为I类优质页岩气层段,厚 35.3 m ,有机质丰度较高,TOC(总有机碳含量)平均 3.46% ,原始地层压力系数 $1.30\sim 1.32$,储集性能较好,孔隙度 3.33% ,有机孔发育,页理缝发育。脆性矿物含量高达 65.22% ,含气性较好,含气量达到 $3.93\text{ m}^3/\text{t}$ 。⑥—⑨号小层为II类页岩气层段,厚 76.2 m 。页岩气天然气组分以甲烷为主(甲烷含量达 98%),属于中深层—深层、高压、干气、连续性页岩气藏。

平桥区块上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组

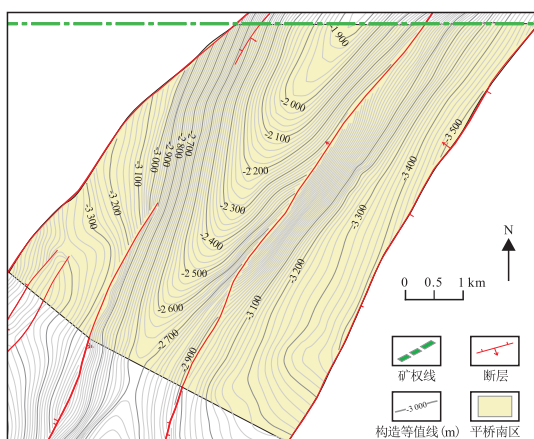


图1 四川盆地平桥南区五峰组底面构造

Fig. 1 Bottom structure of Wufeng Formation in southern Pingqiao Block, Sichuan Basin

页岩气采用一套开发层系,大规模水力压裂衰竭式开采方式开发;针对山地复杂环境,采用交叉布井模式,水平井方位与最小水平主应力方向夹角不超过 40° ,井距 500 m 左右。选择上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组①—③号小层作为水平井穿行层位,水平段长以 $1\ 500\text{ m}$ 为主,方案部署 31 口井,建产能 $6.5\times 10^6\text{ m}^3$ 。2018年平桥南区完成 $6.5\times 10^6\text{ m}^3$ 产建后全面投产,目前部分气井生产时间已超过 3 a ,在压后放喷测试和试采阶段井与井之间呈现一定的差异性。页岩储层渗透率一般为纳达西级,需要经过大规模水力压裂改造后才能实现效益开发,所以合理的压裂工艺和压裂规模是实现页岩气高效开发的必要条件。

2 工程参数对产量影响分析

2.1 水平段段长

根据国内外页岩气开发经验,随着工程工艺技术进步,在井网部署时不断增加水平段长。通过增加水平段长提高单井产量,同时也减少了部署平台,降低征地等费用来降低地面成本^[11]。为了更好地研究工程参数对产量的影响,首先需要消除其他因素对单井产量的影响,如水平段长、水平段优质页岩钻遇率等,所以先对水平段长和优质页岩对产量影响开展分析。

从已压裂完成的 31 口水平井统计的水平段长度和无阻流量数据来看,水平段小于 $1\ 500\text{ m}$ 的 8 口井中,有 2 口井无阻流量低于 $10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 8 口井平均无阻流量 $15.6\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;水平段 $1\ 500\sim 1\ 600\text{ m}$ 之间的 14 口井中,无阻流量低于 $10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的有 4 口,无阻流量大于 $20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的有 6 口, 14 口井平均无阻流量 $17.7\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;水平段 $1\ 600\sim 1\ 800\text{ m}$ 之间共 9 口井,无阻流量大于 $20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的井有 7 口,平均无阻流量 $27.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。统计结果表明,水平段 $1\ 600\sim 1\ 800\text{ m}$ 的井,无阻流量明显高于水平段小于 $1\ 600\text{ m}$ 的井。在压裂施工参数相近条件下,水平段长度与EUR(单井可采储量)有较好线性关系(图2),即EUR随水平段延长呈明显上升趋势,所以在井网部署时建议水平段长度大于 $1\ 600\text{ m}$,在地质条件和工程工艺均能满足长水平段条件下,尽可能实施长水平段。

2.2 穿行①—③小层长度

优质页岩“甜点”段钻遇率是保证页岩气井高产的基础。平桥南页岩气水平井目的层为五峰组—龙

马溪组①—⑤小层,其中①—④小层实测 TOC 为 3.16%~4.26%(图3)。①—④小层实测脆性矿物含量为 61.2%~67.83%(图4)。①—③小层 TOC 和脆性矿物含量都高于④小层。

将 31 口井穿行①—③小层长度与单井 EUR 进行线性回归(图5),结果表明,单井 EUR 与水平段在优质页岩①—③小层穿行长度呈正相关关系,所以在后续开发井的实施过程中应尽可能使水平段保持在①—③小层内穿行,为气井高产提供物质基础。

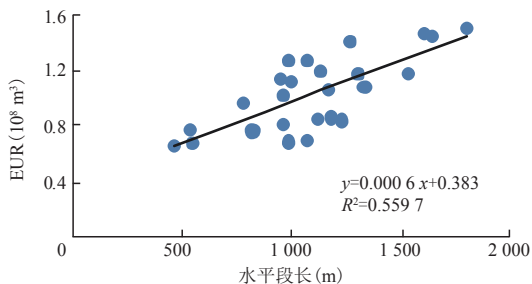


图2 单井EUR与水平段长关系

Fig. 2 Relation between EUR and horizontal interval length of single well

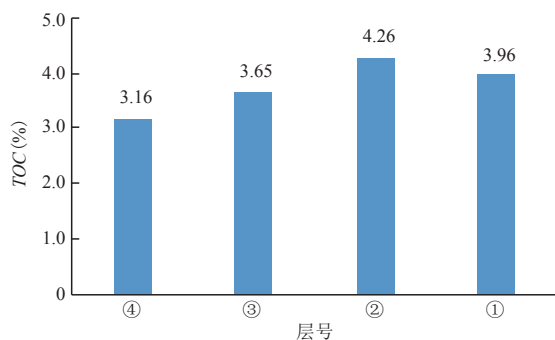


图3 四川盆地平桥南区①—④小层 TOC 含量

Fig. 3 TOC of sub-layer ① to ④ in southern Pingqiao Block, Sichuan Basin

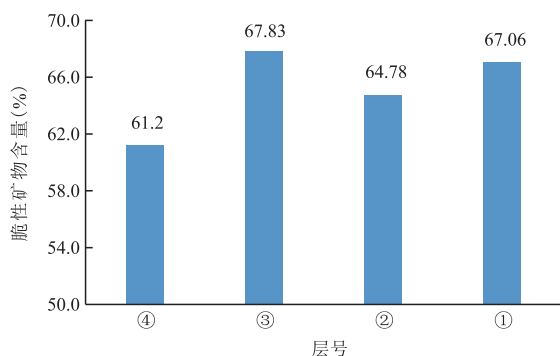


图4 四川盆地平桥南区①—④小层脆性矿物含量

Fig. 4 Brittle mineral content of sub-layer ① to ④ in southern Pingqiao Block, Sichuan Basin

水平段长和水平段优质页岩钻遇长度对页岩气井产量具有重要的影响。平桥背斜产区 31 口井①—③小层优质页岩平均钻遇率达到 96%,所以水平段优质页岩钻遇率对产量影响可以忽略,在分析工程参数对产量影响时需要消除水平段长差异对产量的影响,所以在以下分析中采用 1 500 m 归一化无阻流量或 1 500 m 归一化产量开展分析。

2.3 簇间距

簇间距的大小对页岩气藏压裂改造具有重要的影响,簇间距过小将导致分簇和主裂缝之间的改造区域重叠,大大降低压裂改造的效果,簇间距过大则会导致主裂缝不能得到充分改造,影响储层的动用程度。因此,合适的簇间距设计对提升储层缝网展布区域、提高页岩气藏压后效果具有重要的意义^[12-15]。

南川地区簇间距由初始的 20~22 m 不断优化,逐渐缩小至 12~20 m,所以对优化后的簇间距与每千米产气量利用多项式进行回归(图6),随着平均簇间距减小,每千米产气量呈现增大的趋势。当簇间距缩小至 14 m,每千米产气量增幅变缓,表明簇间距不是越小越好,所以建议将簇间距的范围设计在

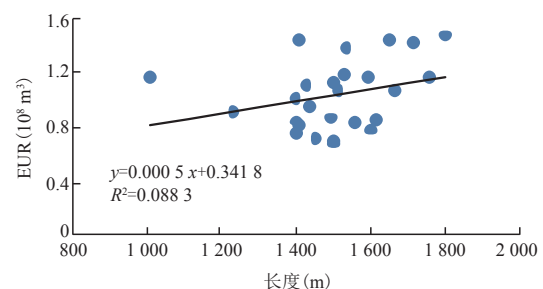


图5 单井EUR与①—③小层长度的关系

Fig. 5 Relation between EUR of single well and ① to ③ sub-layer length

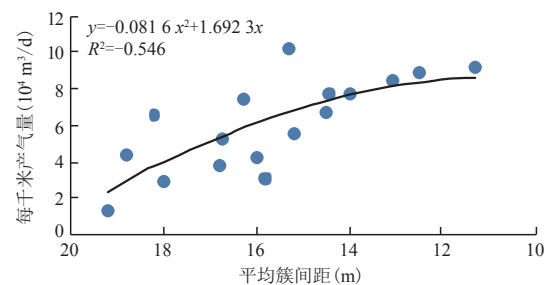


图6 簇间距与每千米产气量的关系

Fig. 6 Relation between cluster spacing and gas production per kilometer

12~16 m, 这样能够更充分的改造地层, 保证簇与簇之前形成复杂缝网, 储量充分动用, 提高水平井产量。

2.4 用液强度

用液强度是指水平井压裂段每米压裂所用的压裂液量。为了加强对水平井地层的改造, 在设计压裂参数时, 提高了压裂规模, 使压裂液用量有所增加^[16-18]。该文利用31口井用液强度和产量的数据进行了线性回归。

目前平桥南已压裂31口水平井采用相同的压裂液配方, 从单井的用液强度与无阻流量的关系来看(图7), 平桥南区用液强度主要介于22.0~36.3 m³/m。用液强度低于27 m³/m的井有15口, 平均无阻流量27×10⁴ m³/d, 用液强度在27~29 m³/m的井有8口, 平均无阻流量18.2×10⁴ m³/d, 用液强度大于29 m³/m的井有8口, 平均无阻流量只有8.3×10⁴ m³/d, 且这8口井均处于平桥南东西两翼, 埋深大, 应力大于主体区, 导致裂缝延伸困难, 施工难度上升, 用液量增大。在压裂施工参数相近条件下, EUR随着用液强度的增大而降低(图8), 当用液强度小于27 m³/m时, EUR降幅减缓, 表明用液强度不是越低越好。结果表明, 用液强度控制在24~27 m³/m时, 单井基本都

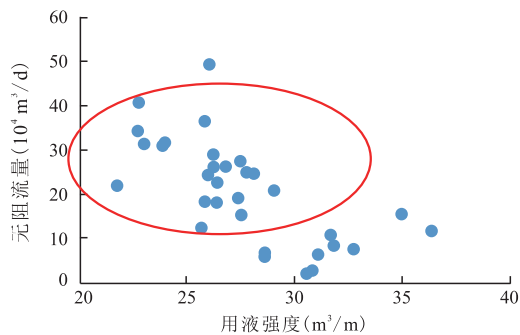


图7 用液强度与无阻流量的关系

Fig. 7 Relation between liquid strength and open flow

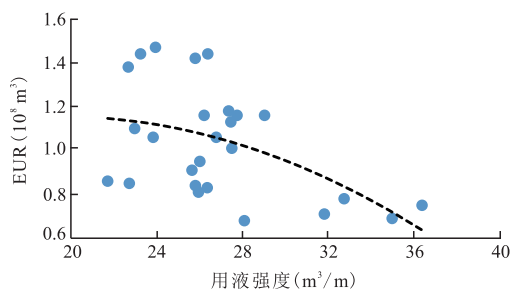


图8 单井EUR与用液强度的关系

Fig. 8 Relation between EUR and liquid strength of single well

能取得较好的测试效果。因此, 在增大压裂规模的同时需要控制压裂液用量, 用更少的液来携带更多的支撑剂, 满足缝网有效支撑条件下, 尽量减少入井液量。减少液量不仅能够实现降本, 还减轻了后期返排液处理的压力。对于埋深大、应力大的井, 应在运用多种手段降低施工难度, 充分改造地层的基础上, 控制压裂液的用量。

2.5 加砂强度

支撑剂用量是页岩气压裂的核心因素, 只有支撑剂进入地层并在地层应力的作用下实现有效支撑, 才能够提供有效导流通道^[19-22]。

平桥南已压裂31口水平井所采用的支撑剂均为“70/140目粉陶+40/70目中陶+30/50目粗陶”, 且支撑剂在室内破碎率试验下均满足现场应用。从统计的单井单段砂量与无阻流量的关系数据来看, 单段砂量低于60 m³/段的3口井, 平均无阻流量18.3×10⁴ m³/d, 单段砂量在60~70 m³/段之间的18口井, 平均无阻流量22.1×10⁴ m³/d, 单段砂量大于70 m³/段的10口井, 平均无阻流量达到29.1×10⁴ m³/d。

为进一步分析支撑剂对页岩气井产量的影响, 将支撑剂用量和页岩气井产量进行量化, 对加砂强度和每千米产气量进行统计。统计结果表明, 加砂强度由初始的0.8~0.9 m³/m提高至1.8~1.9 m³/m, 随着加砂强度增大, 每千米产气量不断增大, 但是当加砂强度超过1.6 m³/m, 每千米产气量增幅变缓(图9)。对平桥南邻区(焦页10井区)相同地质条件四口井加砂强度和测试产量统计对比(图10), 结果表明, 加砂强度越大, 测试产量越高, 在达到1.6 m³/m以后增幅减缓, 所以加砂强度控制在1.6~1.8 m³/m之间有利于实现改造缝网的有效支撑, 为提高气井产量提供保障。

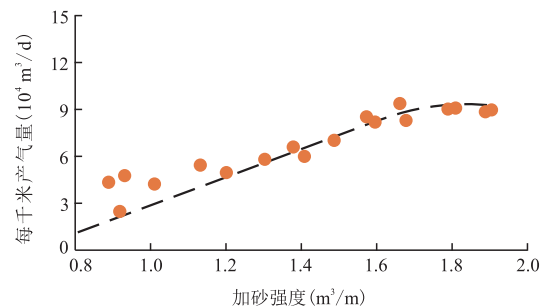


图9 每千米产气量与加砂强度关系

Fig. 9 Relation between gas production per kilometer and sand adding intensity

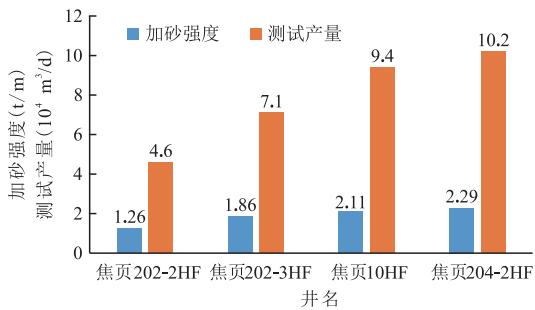


图10 加砂强度与测试产量的关系(焦页10井区)

Fig. 10 Relation between sand adding intensity and test production (wells area Jiaoye 10)

3 结论

基于平桥南区31口井生产实践认识,重点对压裂施工参数对产量影响开展分析,基本明确了合理簇间距、用液强度和加砂强度等参数,为南川地区页岩气井压裂设计优化,实现效益开发提供借鉴和指导。

1) 水平段长与页岩气井产量呈正相关性,所以在地质和工程条件允许条件下,尽可能实施长水平段;若受构造影响无法满足长水平段实施,建议尽可能保证水平段长大于1 600 m。

2) 平桥地区五峰组—龙马溪组优质页岩①—③小层为最佳“甜点”,无阻流量与优质页岩①—③小层穿行长度呈正相关关系,在后续开发井的实施过程中应加强地质导向跟踪,提高水平段在优质页岩①—③小层钻遇率,为气井高产提供物质基础。

3) 为保证该地区页岩气井压裂改造效果,提高单井产量,建议簇间距的范围设计在12~16 m;在满足携砂条件下优化用液强度,建议用液强度在24~27 m³/m;每千米产气量与加砂强度具有较好的正相关性,加砂强度应保证在1.6~1.8 m³/m,提高裂缝有效支撑。

致谢:在论文撰写期间,中国石化华东油气分公司勘探开发研究院的任建华和石油工程技术研究院的雷林两位同事对我的科研工作和论文撰写给予了热情的帮助,提出了宝贵的意见,在此表示由衷的感谢!

参考文献

[1] 贾成业,贾爱林,何东博,等.页岩气水平井产量影响因素分析[J].天然气工业,2017,37(4):80-88.
JIA Chengye, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Key factors influencing shale gas horizontal well production[J]. Natural Gas

Industry, 2017, 37(4): 80-88.

[2] 郑杰.四川盆地长宁地区页岩气井压裂效果影响因素分析及对策研究[J].重庆科技学院学报,2017,19(3):1-6.
ZHENG Jie. Analysis and solutions about influential parameters for hydraulic fracturing in Changning shale gas reservoirs in Sichuan Basin[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology, 2017, 19(3): 1-6.

[3] 郭伟.四川威远区块页岩气水平井产量差异分析[J].科学技术与工程,2018,18(1):228-233.
GUO Wei. Differentiation analysis on shale gas production of the horizontal wells in Sichuan Weiyuan Block[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(1): 228-233.

[4] 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.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 90-96.

[5] 刘湘.涪陵页岩气压裂试验参数对产能的影响分析[J].江汉石油职工大学学报,2015,7(4):23-28.
LIU Xiang. Impacts of fracturing test parameters of Fuling Shale Gas on gas productivity[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2015, 7(4): 23-28.

[6] 韩贵生,雷治安,徐剑良,等.四川盆地深层页岩气储层特征及高产主控因素——以渝西区块五峰组—龙马溪组为例[J].天然气勘探与开发,2020,43(4):112-122.
HAN Guisheng, LEI Zhian, XU Jianliang, et al. Characteristics and main high-production controlling factors of deep shale gas reservoirs: Examples from Wufeng-Longmaxi Formation, Yuxi block, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020, 43(4): 112-122.

[7] 何希鹏.四川盆地东部页岩气“甜点”评价体系与富集高产影响因素[J].天然气工业,2021,41(1):59-71.
HE Xipeng. Sweet spot evaluation system and enrichment and high yield influential factors of shale gas in Nanchuan area of eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 59-71.

[8] ZOBACK M D. Reservoir Geomechanics[M]. New York: Cambridge University Press, 2007: 137-139.

[9] ECONOMIDES M J, NOLTE K G. Reservoir Stimulation[M]. 3rd ed. New York: John Wiley Sons, 2000: 191-197.

[10] HAMMES U, HAML, INHS, EWING T E. Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville shale in east Texas and west Louisiana[J]. AAPG, 2011, 95(10): 1643-1666.

[11] POPE C, PETERS B, BENTON T, et al. Haynesville shale—one operator’s approach to well completions in this evolving play [C]// Paper SPE-125079-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana, USA.

[12] 张驰.焦石坝龙马溪页岩上部气层压裂工艺优化与现场试验[J].钻采工艺,2021,44(1):133-137.
ZHANG Chi. Optimization and field trail of the fracturing process of Jiaoshiba upper shale gas layers[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(1): 133-137.

[13] 赵金洲,许文俊,李勇明,等.低渗透油气藏水平井分段多簇压

- 裂簇间距优化新方法[J].天然气工业,2016,36(10):63-69.
ZHAO Jinzhou, XU Wenjun, LI Yongming, et al. A new method for cluster spacing optimization of multi-cluster staged fracturing in horizontal wells of low-permeability oil and gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 63-69.
- [14] 黎明,韩丰华,王肃,等.安棚深层系致密砂岩油藏水平井压裂参数优化设计研究[J].石油地质与工程,2020,34(2):104-108.
LI Ming, HAN Fenghua, WANG Su, et al. Optimal design of horizontal well fracturing parameters in Anpeng deep tight sandstone reservoir[J].Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(2):104-108.
- [15] 张骞,黄冬梅,李正健,等.压裂缝参数对页岩气藏水平井累产影响分析[J].海洋石油,2017,37(2):38-40.
ZHANG Qian, HUANG Dongmei, LI Zhengjian, et al. Effect of fracture parameter in horizontal well on the cumulative production of shale gas reservoirs[J].Offshore Oil, 2017, 37(2): 38-40.
- [16] 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.
CHEN Zuo, ZENG Yijin. Present situations and prospects of multi-stage fracturing technology for deep shale gas development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 6-11.
- [17] 卞晓冰,蒋廷学,贾长贵,等.基于施工曲线的页岩气井压后评估新方法[J].天然气工业,2016,36(2):60-65.
BIAN Xiaobing, JIANG Tingxue, JIA Changgui, et al. A new post-fracturing evaluation method for shale gas wells based on fracturing curves[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(2): 60-65.
- [18] 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.
- [19] 曾义金,陈作,卞晓冰.川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J].天然气工业,2016,36(1):61-67.
ZENG Yijin, CHEN Zuo, BIAN Xiaobing. Breakthrough in staged fracturing technology for deep shale gas reservoirs in SE Sichuan Basin and its implications[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 61-67.
- [20] 尹建,郭建春,曾凡辉.水平井分段压裂射孔间距优化方法[J].石油钻探技术,2012,40(5):67-71.
YIN Jian, GUO Jianchun, ZENG Fanhui. Optimization of cluster spacing in horizontal well volume fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(5): 67-71.
- [21] 曾凡辉,郭建春,刘恒,等.致密砂岩气藏水平井分段压裂优化设计与应用[J].石油学报,2013,34(5):959-968.
ZENG Fanhui, GUO Jianchun, LIU Heng, et al. Optimization design and application of horizontal well staged fracturing in tight gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 959-968.
- [22] 潘林华,张士诚,程礼军,等.水平井“多段分簇”压裂簇间干扰的数值模拟[J].天然气工业,2014,34(1):74-79.
PAN Linhua, ZHANG Shicheng, CHENG Lijun, et al. A numerical simulation of the inter-cluster interference in multi-cluster staged fracking for horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(1): 74-79.

(编辑 常燕)