

贵州正安地区常压页岩气压裂关键技术

李 龙¹, 陈显举¹, 彭安钰¹, 吴 松¹, 迟焕鹏^{*2}

(1. 贵州页岩气勘探开发有限责任公司, 贵州 贵阳 550008; 2. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083)

摘要: 贵州正安地区页岩气储层具有常压、优质页岩储层较薄、水平主应力差异大等特点, 导致压裂形成复杂缝网的难度较高, 进而制约了正安地区页岩气产量的提高。针对这一难点, 通过对正安地区常压页岩气水平井压裂技术实践和分析, 结合该地区五峰—龙马溪组页岩气储层地质特征, 借鉴我国南方页岩气先进的压裂技术, 形成了以水平井段内多簇密切割压裂、水平井精细化压裂设计、减阻可变粘度压裂液体系、投球暂堵转向、返排液重复利用等技术为主的压裂技术体系, 并取得了良好的改造和生产效果, 为正安地区页岩气的有效开发提供了强有力支撑。

关键词: 常压页岩气; 压裂技术; 多簇密切割压裂; 精细化压裂; 减阻可变粘度压裂液; 投球暂堵转向; 正安地区

中图分类号: TE37 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2022)05-0189-05

Key technologies for hydraulic fracturing of normal pressure shale gas in the Zheng'an area of Guizhou

LI Long¹, CHEN Xianju¹, PENG Anyu¹, WU Song¹, CHI Huanpeng^{*2}

(1. *Guizhou Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Guiyang Guizhou 550008, China;*

2. Oil & Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100083, China)

Abstract: The shale gas reservoir in the Zheng'an area is characterized with normal pressure, thin high-quality shale gas interval and large difference in horizontal principal stresses, leading to difficulties in forming complex fracture network, and in turn, restricting the increase of shale gas production. In view of the difficulties, the fracturing technology system, which mainly composes of multiple clusters of close cutting fracturing in horizontal well sections, fine fracturing design of horizontal wells, variable viscosity fracturing fluid systems with frictional pressure reduction, temporary plugging diversion and flowback fluid reuse, has been formed through the analysis of normal pressure shale gas horizontal well fracturing technology and application in the Zheng'an area in the context of the geological characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale gas formation in the area, and referring to the advanced fracturing technology of shale gas in southern China. The technology has achieved good reservoir stimulation and production effect, which provides a strong support for the effective development of shale gas in the Zheng'an area.

Key words: normal pressure shale gas; fracturing technology; multiple clusters of close cutting fracturing; fine fracturing; variable viscosity fracturing fluid; temporary plugging and diverting; Zheng'an area

0 引言

我国常压页岩气主要分布在四川盆地边缘和盆外的彭水、武隆、丁山等地区^[1-3], 可采资源量丰

富, 资源潜力巨大。近些年来, 随着在四川盆地外围页岩气勘探的不断投入和技术的不断进步, 贵州正安、湖北宜昌相继取得页岩气勘查突破^[4-5]。其中

收稿日期: 2022-06-09; 修回日期: 2022-07-28 DOI: 10.12143/j.ztgc.2022.05.025

基金项目: 贵州省科技重大专项“贵州省页岩气效益开发关键技术及工程试验”(编号: 黔科合战略找矿[2022]ZD005); 贵州页岩气勘探开发有限责任公司项目“黔北常压页岩气储量参数优化研究”

第一作者: 李龙, 男, 汉族, 1988年生, 工程师, 硕士, 从事页岩气地质与勘探方面研究工作, 贵州省遵义市正安县吉他广场, 1055779433@qq.com。

通信作者: 迟焕鹏, 男, 汉族, 1989年生, 高级工程师, 油气井工程专业, 博士, 主要从事石油天然气钻完井工程技术研究工作, 北京市海淀区北四环中路267号, chp2121@126.com。

引用格式: 李龙, 陈显举, 彭安钰, 等. 贵州正安地区常压页岩气压裂关键技术[J]. 钻探工程, 2022, 49(5): 189-193.

LI Long, CHEN Xianju, PENG Anyu, et al. Key technologies for hydraulic fracturing of normal pressure shale gas in the Zheng'an area of Guizhou[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(5): 189-193.

2015—2016年贵州正安地区通过AY1井的钻探,发现五峰—龙马溪组现场解析含气量为 $1.00\sim 2.36\text{ m}^3/\text{t}$, I类页岩气厚度达 18 m ^[6],拉开了正安地区页岩气勘探开发的序幕。随后,贵州页岩气勘探开发有限责任公司钻探的AY2井、AY3井相继成功取得点火试气^[7]。目前正安地区已完成约20口井的压裂试气工作,取得了良好的勘探开发效果。

本文从正安地区五峰—龙马溪组页岩气储层地质特征出发,分析了页岩气压裂技术难点,根据近年来该地区的压裂工程实践,并结合目前国内页岩气水平井压裂技术,形成了正安地区常压页岩气压裂关键技术,以支撑页岩气有效开发。

1 地质特征及压裂改造技术难点

正安地区位于贵州省北部,北邻武隆、道真,西部为丁山,构造上为南缓北陡的安场向斜,位于中上扬子地台武陵坳陷隔槽式褶皱带中^[8-9],如图1所示。正安地区页岩气勘探开发目的层为五峰—龙马溪组,深度在 $1500\sim 3500\text{ m}$ 之间,优质页岩厚度在 20 m 左右。通过在该地区的勘探实践发现,正安地区页岩气储层压力系数 $1.0\sim 1.1$,为常压储层;储层TOC为 $3\%\sim 5\%$,孔隙度平均为 3.4% ,总含气量为 $3\sim 5\text{ m}^3/\text{t}$ 。通过矿物组分分析,页岩气储层石英含量平均为 54.6% ,粘土含量平均为 17.3% ;粘土以伊蒙混层为主,其次为伊利石。对所获取的目的层岩心进行观察发现,该地区龙马溪组页岩裂缝主要为水平层理缝,整体天然裂缝发育程度不高。页岩层位具有高杨氏模量、低泊松比的特点,水平主应力差较大,为 $9\sim 17\text{ MPa}$,差异系数为 $24.5\%\sim 35.5\%$ 。与相邻的几大常压页岩气产区相比,正安地区的五峰—龙马溪组优质页岩储层厚度偏薄,有机质成熟度略低,而在含气量、TOC、储层压力系数等地质参数方面相当^[10]。与国内涪陵、长宁威远等页岩气区块相比,除压力系数明显偏低外,水平主应力差异较大^[11-13],制约了压裂形成复杂缝网的程度。

由于以上储层物性、矿物组分、岩石力学及裂缝发育等特征,分析正安地区页岩气储层压裂改造主要面临3个技术难点:(1)储层为常压,且优质页岩厚度偏薄,需要尽可能形成波及范围大的复杂缝网,以最大限度释放页岩产能;(2)虽然脆性矿物含量高,具备复杂缝网压裂的条件,但是水平主应力差异较大,实现复杂缝网压裂面临较大难度;(3)页岩储

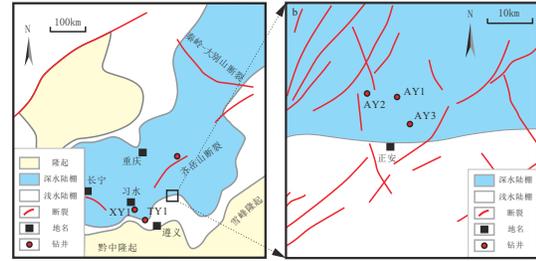


图1 四川盆地和正安地区五峰—龙马溪组构造简图^[7]

Fig.1 Structural map of the Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and the Zheng'an area

层平面及纵向非均质性强,存在多个应力隔层,精细化复杂缝网压裂设计要求高。

2 关键压裂技术

面对正安地区五峰—龙马溪组常压页岩气实现复杂缝网压裂的需要,针对该地区地质条件和工程技术难点,为了最大限度地形成复杂缝网,实现正安地区常压页岩气商业开发,通过近几年的现场实践,形成了以水平井段内多簇密切割压裂、水平井精细化压裂设计、减阻可变粘度压裂液体系、投球暂堵转向、返排液重复利用等技术为主的压裂技术体系,并取得了良好的改造和生产效果。

2.1 水平井段内多簇密切割压裂技术

国内外致密储层压裂实践表明,水平井压裂簇间距离越小,可以尽可能地“压碎”储层,使裂缝更密集(如图2所示),储层改造就越彻底,就越有利于提高井筒周围裂缝系统的渗透率^[14-15]。通过近几年大量水平井的压裂实践,正安地区逐渐由简单的追求压裂波及体积转变为在有限的波及内尽可能提高体积裂缝的密度,由井控储量模式转变为缝控储量模式,彻底释放页岩气产能,逐渐形成了密切割压裂技术理念。在分段分簇参数设计方面,已由常规分段分簇转向多簇密切割设计(如图3所示),单段分簇数由开始的 $2\sim 4$ 簇增加到现在的 $5\sim 7$ 簇,段间距和簇间距分别由开始的 $25\sim 30\text{ m}$ 和 $15\sim 20\text{ m}$ 减少至目前的 $15\sim 20\text{ m}$ 和 $8\sim 13\text{ m}$ 。通过密切割压裂,最终使得压裂裂缝密度由 3 条/ 100 m 提高至 7 条/ 100 m ,较大地提升了体积压裂改造效果。

2.2 水平井精细化压裂设计技术

正安地区五峰—龙马溪组页岩在平面上非均质性较强,储层物性、岩石力学性质、裂缝发育程度等参数具有一定差异。因此,需要根据实际钻遇的储

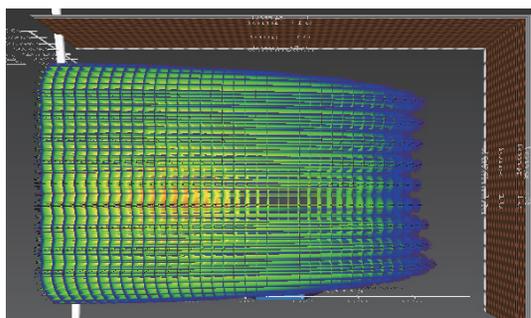


图2 缝网压裂裂缝模拟

Fig.2 Simulated fractures for network hydraulic fracturing

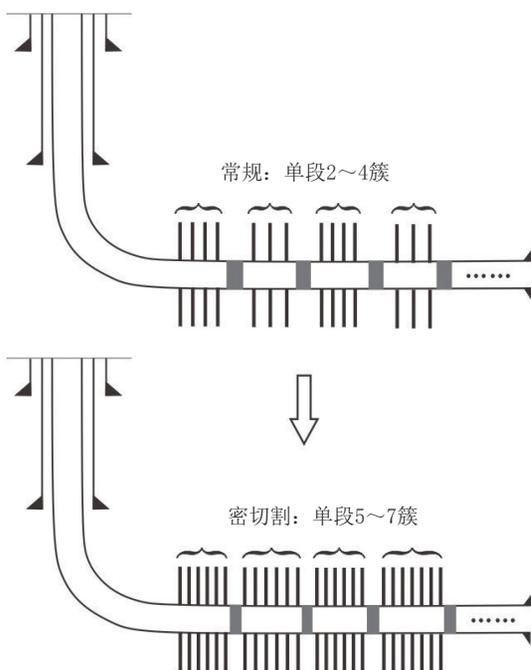


图3 多簇密切割压裂分段设计示意

Fig.3 Schematic diagram of tight spacing with multiple clusters

层位置、矿物含量、脆性指数、天然裂缝发育情况等参数,结合实钻井眼轨迹对水平井各段进行分类,进行差异化分段分簇,根据分析及以往压裂实践,针对性进行“一井一策、一段一策”的精细化压裂设计^[16-17]。经过近几年的摸索,形成了正安地区水平井精细化压裂设计方法,即天然裂缝不发育、物性差、杨氏模量低等井段需要设计更小的簇间距,泵注排量和液量受限、压裂液粘度高的情况下也需要设计更小的簇间距,而天然裂缝较为发育、井眼轨迹较差的井段可适当增加簇间距,裂缝发育储层压裂采用前置胶液提高净压力与缓提砂比相结合的工艺。综合储层物性、岩石力学性质以及天然裂缝发育情

况,综合确定正安地区水平井压裂最优簇间距为8~13 m,变化过程如图4所示。目前,根据各井的地质和工程条件,压裂设计排量一般为16~20 m³/min,最高砂比为12%~18%,平均加砂强度为3.3 t/m。

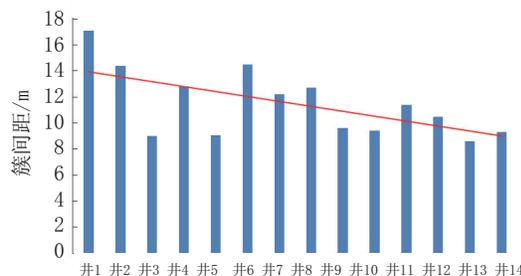


图4 簇间距变化情况

Fig.4 Changes of spacing between clusters

2.3 减阻可变粘度压裂液体系

正安地区采用可变粘乳液滑溜水体系实施压裂,通过调整稠化剂的添加浓度,实现了一剂多能,实现滑溜水、线性胶和胶液的随时转化(如表1所示),压裂液粘度可调节范围为1~150 mPa·s,减阻率可达70%以上。AY1-xHF井全程采用返排水进行配液,滑溜水减阻剂平均加量0.07%;稠化剂在中粘滑溜水平均加量为0.06%,在线性胶中的平均加量为0.25%,实现了较好的减阻(如图5所示)、增粘效果,并表现出较好耐盐性,为压裂的顺利施工提供了可靠保障。

表1 不同稠化剂浓度下压裂液粘度情况

Table 1 Viscosity of fracturing fluids at different thickening agent concentrations

序号	液体类型	稠化剂浓度/%	液体粘度/(mPa·s)
1	中低粘滑溜水	<0.1	3~6
2	高粘滑溜水	0.1~0.2	6~12
3	线性胶	0.2~0.4	12~24
4	胶液	>0.4	>24

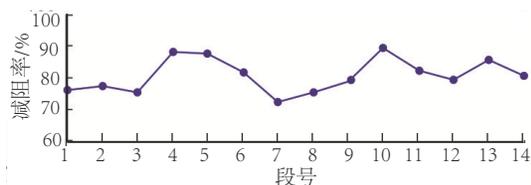


图5 AY1-xHF井返排水压裂过程中各段的减阻率统计

Fig.5 Drag reducing rates of the fracturing fluid made by flowback fluid in Well AY1-xHF

2.4 投球暂堵转向技术

压裂过程中,每段各簇之间的进液量差异会导致压裂改造不充分及压后生产剖面不均匀,因此需要在压裂过程中对射孔孔眼进行暂堵,在段内实现裂缝转向,从而提高射孔孔眼开启效率和段内改造均匀程度,实现段间各簇的均衡改造^[18]。在压裂作业过程中投入一定数量的可溶性暂堵球后,根据伯努利方程,流速越快,压力越小,暂堵球就随压裂液流向进液量高的射孔孔眼处,利用暂堵球直径>射孔孔眼直径的关系,实现对射孔孔眼的暂堵,使压裂液流向进液量低的其他射孔孔眼,开启新裂缝,从而实现裂缝转向的作用。射孔孔眼直径一般为9.5 mm,考虑到压裂过程中支撑剂对孔眼的打磨会使孔眼增大,正安地区一般采用15~22 mm的可溶性暂堵球,在投球后,施工压力最高提高20 MPa以上,有效促进了段间各簇的均衡改造,取得了良好效果。

2.5 返排液重复利用技术

按照井区及平台间相互转换的原则,在正安地区对返排液再利用系统进行了优化,采用“平台蓄水、区域储水、管网供水”模式,每个钻井平台都建有

“平台蓄水池”,压裂液返排至蓄水池中,实现了井区间、平台间以及同平台水平井之间的返排液的重复利用。初步统计,正安地区页岩气水平井累计返排液超过11万 m^3 ,返排液重复利用率超过80%,大大降低了环保压力和作业成本,节约了水资源。

3 现场应用情况

AY2-xHF井是正安地区近2年内完成压裂试气的一口水平井,该井水平段长1500 m,根据密切割压裂设计思路,共设计22段压裂,平均段长为68.2 m,每段平均簇数为5.4簇,平均簇间距为12.7 m。该井利用返排液配置的以低粘滑溜水为主的变粘度压裂液体系,采用了“高强度连续加砂、大排量泵注、中间投球暂堵”等压裂技术,平均每段液量1790 m^3 ,加砂量147 m^3 ,投球后施工压力最高上升24 MPa(如图6所示),取得了良好的促均衡改造效果。通过压裂裂缝监测分析,1~4段改造后裂缝长度可达120 m,10~23段压后缝长均大于100 m,最大可达150 m以上,整体反映出了良好的压裂效果。压后通过自然排液,返排率达到16%以上,通过返排测试,最高获得了 $4.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气产量。

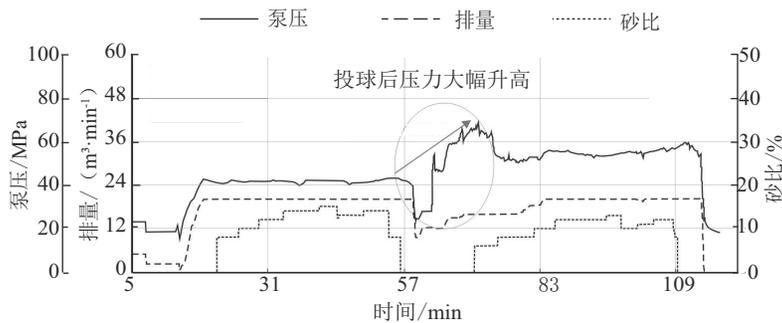


图6 AY2-xHF井第14段压裂施工曲线

Fig.6 Fracturing operation curves of the 14th stage in Well AY2-XHF

4 结论与建议

(1)正安地区常压页岩气储层具有优质储层厚度较薄、水平主应力差异系数大、纵向非均质性强、存在多个应力隔层的特点,需要大规模复杂缝网压裂才能充分改造储层来获得高产。

(2)水平井段内多簇密切割压裂、水平井精细化压裂设计、减阻可变粘度压裂液体系、投球暂堵转向、返排液重复利用等技术可提高压裂规模,实现大排量高强度加砂压裂,是正安地区常压页岩气压裂

关键技术。

(3)为了进一步提高裂缝复杂程度,在压裂技术方面,建议继续开展暂堵球粒径优化、压裂纵向穿层技术、储层横向应力条件对压裂效果的影响等研究。

参考文献(References):

- [1] 刘建坤,蒋廷学,卞晓冰,等.常压页岩气低成本高效压裂技术对策[J].钻井液与完井液,2020,37(3):377-383.
LIU Jiankun, JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, et al. The countermeasure of low cost and high efficiency fracturing technology of normal pressure shale gas[J]. Drilling Fluid & Comple-

- tion Fluid, 2020, 37(3):377-383.
- [2] 岑涛,夏海帮,雷林.渝东南常压页岩气压裂关键技术研究与应用[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):70-76.
CEN Tao, XIA Haibang, LEI Lin. Research and application of key technologies for fracturing of normal pressure shale in southeastern Chongqing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5):70-76.
- [3] 蒋廷学,苏媛,卞晓冰,等.常压页岩气水平井低成本高密度缝网压裂技术研究[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):78-83.
JIANG Tingxue, SU Yuan, BIAN Xiaobing, et al. Network fracturing technology with low cost and high density for normal pressure shale gas[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5):78-83.
- [4] 翟刚毅,包书景,庞飞,等.贵州遵义地区安场向斜“四层楼”页岩油气成藏模式研究[J].中国地质,2017,44(1):1-12.
ZHAI Gangyi, BAO Shujing, PANG Fei, et al. Reservoir-forming pattern of “four-storey” hydrocarbon accumulation in Anchang syncline of northern Guizhou province [J]. Geology in China, 2017, 44(1):1-12.
- [5] 陈孝红,张保民,张国涛,等.湖北宜昌地区奥陶系五峰组一志留系龙马溪组页岩气高产工业气流[J].中国地质,2018,45(1):199-200.
CHEN Xiaohong, ZHANG Baomin, ZHANG Guotao, et al. High shale gas industry flow obtained from the Ordovician Wufeng Formation and the Silurian Longmaxi Formation of Yichang area, Hubei province[J]. Geology in China, 2018, 45(1):199-200.
- [6] 葛明娜,庞飞,包书景.贵州遵义五峰组-龙马溪组页岩微观孔隙特征及其对含气性控制——以安页1井为例[J].石油实验地质,2019,41(1):23-30.
GE Mingna, PANG Fei, BAO Shujing. Micro pore characteristics of Wufeng-Longmaxi shale and their control on gas content: A case study of well Anye 1 in Zunyi area, Guizhou province [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2019, 41(1):23-30.
- [7] 张福,黄艺,蓝宝锋,等.正安地区五峰组-龙马溪组页岩储层特征及控制因素[J].地质科技通报,2021,40(1):49-56.
ZHANG FU, Huang Yi, LAN Baofeng, et al. Characteristics and controlling factors of shale reservoir in Wufeng Formation-Longmaxi Formation of the Zheng'an area[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(1):49-56.
- [8] 翟刚毅,包书景,庞飞,等.武陵山复杂构造区古生界海相油气实现重大突破[J].地球学报,2016,37(6):657-662.
ZHAI Gangyi, BAO Shujing, PANG Fei, et al. Breakthrough of the natural gas of Paleozoic marine strata in Wuling Mountain complex tectonic zone [J]. Acta Geoscientia Sinica, 2016, 37(6):657-662.
- [9] 张福,黄艺,戴岑璞,等.黔北地区五峰组-龙马溪组页岩储层特征分析[J].天然气勘探与开发,2020,43(3):94-101.
ZHANG Fu, HUANG Yi, DAI Cenpu, et al. Characteristics on shale reservoirs of Wufeng-Longmaxi formations, northern Guizhou province [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020, 43(3):94-101.
- [10] 方志雄.中国南方常压页岩气勘探开发面临的挑战及对策[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):1-13.
FANG Zhixiong. Challenges and countermeasures for exploration and development of normal pressure shale gas in southern China [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5):1-13.
- [11] 姜振学,宋岩,唐相路,等.中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(3):617-628.
JIANG Zhenxue, SONG Yan, TANG Xianglu, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3):617-628.
- [12] 刘立之.涪陵页岩气田高曲率区水平井压裂特征及调整对策[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(2):11-16.
LIU Lizhi. Fracturing characteristics of horizontal wells and adjustment measures in high curvature area of Fuling Shale Gas Field [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2017, 44(2):11-16.
- [13] 马新华,谢军,雍锐,等.四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(5):841-855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5):841-855.
- [14] 郑有成,范宇,雍锐,等.页岩气密切割分段+高强度加砂压裂新工艺[J].天然气工业,2019,39(10):76-81.
ZHENG Youcheng, FAN Yu, YONG Rui, et al. A new fracturing technology of intensive stage + high-intensity proppant injection for shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10):76-81.
- [15] 侯景龙,王传庆,李玉东,等.连续管密切割压裂工艺技术及其应用[J].钻探工程,2021,48(11):43-49.
HOU Jinglong, WANG Chuanqing, LI Yudong, et al. Intensive cut coiled tubing fracturing technology and its application [J]. Drilling Engineering, 2021, 48(11):43-49.
- [16] 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.
- [17] 胡光.层理性页岩力学参数对水力压裂裂缝形态的影响分析[J].钻探工程,2022,49(2):97-103.
HU Guang. Influences of anisotropic mechanical properties in the hydraulic fracturing design in shale reservoirs [J]. Drilling Engineering, 2022, 49(2):97-103.
- [18] 李彦超,张庆,沈建国,等.页岩气藏长段多簇暂堵体积改造技术[J].天然气工业,2020,42(2):143-150.
LI Yanchao, ZHANG Qing, SHEN Jianguo, et al. Volumetric stimulation technology of long-section multi-cluster temporary plugging in shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2020, 42(2):143-150.

(编辑 李艺)