

# 湖北深层页岩气水平井储层改造关键技术

蒋佩<sup>1</sup>, 曾凌翔<sup>2</sup>, 朱炬辉<sup>2</sup>, 张俊成<sup>2</sup>

1. 浙江油田公司勘探开发部 浙江 杭州 311100

2. 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 610051

通讯作者: Email: jiangp85@petrochina.com.cn

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

引用: 蒋佩, 曾凌翔, 朱炬辉, 等. 湖北深层页岩气水平井储层改造关键技术[J]. 油气井测试, 2022, 31(2): 31-35.

Cite: JIANG Pei, ZENG Lingxiang, ZHU Juhui, et al. A key technology for reservoir fracturing of deep shale gas horizontal wells in Hubei Province[J]. Well Testing, 2022, 31(2): 31-35.

**摘要** 针对水力裂缝的延伸受天然裂缝控制, 液体滤失增大, 缝宽变窄, 支撑剂在缝内运移受阻, 加砂困难, 易造成砂堵等问题, 提出了一体化变黏滑溜水体系。该体系具有携砂性优、伤害小、实时变黏等特点, 砂堤高度较常规滑溜水低40%, 可极大程度应对现场加砂复杂情况; 同时运用多簇射孔+暂堵工艺技术降低破裂压力, 增加水力裂缝条数, 提高裂缝复杂程度, 实现改造全覆盖。现场经A井试验, 暂堵压力响应值0.6~10 MPa, 停泵转向压力响应值2~11 MPa, 封堵效果显著。该技术为现场复杂情况施工提供了解决方案, 也为后续提高深层页岩气效益开发奠定了基础。

**关键词** 储层改造; 页岩气; 水平井; 水力裂缝; 支撑剂; 滑溜水; 封堵效果; 现场试验**中图分类号**: TE353 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.02.006

## A key technology for reservoir fracturing of deep shale gas horizontal wells in Hubei Province

JIANG Pei<sup>1</sup>, ZENG Lingxiang<sup>2</sup>, ZHU Juhui<sup>2</sup>, ZHANG Juncheng<sup>2</sup>

1. Exploration and Development Division, PetroChina Zhejiang Oilfield Company, Hangzhou, Zhejiang 311100, China;

2. Downhole Operation Company of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051, China

**Abstract:** Since the extension of hydraulic fractures is controlled by natural fractures, the liquid filtration may increase and the fracture width may narrow, which will hinder the migration of proppant in the fractures, making sanding difficult and consequently sand plugging. To address these problems, an integrated viscosity-variable slick water system is proposed in this paper. The system has the characteristics of excellent sand carrying performance, less damage and real-time viscosity change, with the height of sand dike 40% lower than conventional slick water, allowing it to greatly deal with the complexities during site sand addition. Moreover, the application of multi-cluster perforation and temporary plugging technology can reduce the fracture pressure, increase the number of hydraulic fractures and improve the complexity of fractures, so as to realize the full coverage of reservoir stimulation. Field test in Well A revealed the response value of temporary plugging pressure of 0.6-10 MPa and the response value of diverting pressure when pump stopping of 2-11 MPa, suggesting remarkable plugging effect. This technology provides a solution to site operation under complex conditions and lays a foundation for subsequent profitable development of deep shale gas.

**Keywords:** reservoir stimulation; shale gas; horizontal well; hydraulic fractures; proppant; slick water; plugging effect; field test

页岩气是国家重点发展的气体清洁能源, 面临着加大开发力度的时机<sup>[1-3]</sup>。在页岩气发展战略的政策指导下, 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<sup>[4-7]</sup>。

深层页岩气藏一般指垂深超过3 500 m的页岩气藏。目前国内深层页岩气井勘探开发关键技术亟待攻关, 压裂主体技术尚未形成<sup>[8-10]</sup>。

随着埋深的增加, 非均质性增强, 有效储层厚度降低, 储层改造压力升高, 有效净压力降低, 形成复杂裂缝难度增加, 施工难度大幅提升<sup>[11]</sup>。投产井生产现状总体上面临着产量低、部分井难以达到经济有效开采目的等难题。周雷力等<sup>[12]</sup>以川南龙马溪组深层页岩为例, 对比测试了支撑裂缝及自支撑裂缝的导流能力, 开展了主控因素影响规律分析及适应性评价。陈作等<sup>[13]</sup>利用大尺寸岩样, 模拟研究

了深层页岩气地层的水平应力差、压裂流体黏度、施工排量等地层和工艺参数及缝内暂堵措施对人工裂缝的起裂与扩展特征的影响规律。张丰收等<sup>[14]</sup>采用三维离散格子方法对四川盆地志留统龙马溪组深层层理性页岩 12 MPa 水平主应力差下的真三轴压裂物理模拟实验结果开展了离散元数值模拟分析。陆朝晖等<sup>[15]</sup>选用四川盆地涪陵地区下志留统龙马溪组页岩和美国宾夕法尼亚地区 Marcellus 页岩露头岩样,进行了不同法向应力和滑移速率条件下的裂缝剪切滑移实验,分析了法向应力、岩石矿物组分和滑移速率等因素对深层页岩裂缝长期导流能力影响的规律。刘尧文等<sup>[16]</sup>基于平面三维“井筒—多裂缝扩展”全耦合并算模型,考虑不同小层物性与应力的差异,模拟了不同穿行层位、压裂簇数、射孔数量等因素对多簇裂缝扩展差异的影响。

这些研究前期多以相关理论模型或实验方法为主,并未涉猎现场压裂施工情况处理具体措施与优化,因此有必要结合现场实际情况,开展深层页岩气水平井改造关键技术研究,为设计、施工、复杂处理提供有效的技术支撑。

## 1 地质特点分析

湖北深层页岩气储层位于当阳复向斜巡检-溪前向斜带西翼的中部,北部以峡口-巡检近东西向断背斜为界,侏罗纪末期的挤压环境,形成通城河断层、远安断层以及九里岗背斜等北北西向构造。目的层为下志留统龙马溪组-上奥陶统五峰组,优质储层由西北至东南横向连续展布,厚度逐渐增厚,总厚度达 18~21 m。

优质页岩埋深大(范围 2 500 m~5 000 m);构造复杂,断层及伴生的微构造/天然裂缝发育。发育逆冲断层、走滑断层、正断层及其复合断层,断层走向具有近 E-W、NW-SE;S-N,NE-SW 等多种走向;背冲式逆冲构造、雁列构造、平行式构造、反转构造、裂隙—五种构造样式共存。

龙马溪组地层压力系数为 1.55~1.65,最大水平主应力方向近东西向,最小水平主应力 71~80 MPa,水平主应力差值 27~28.8 MPa,泊松比 0.19~0.26,杨氏模量 37~47 GPa,脆性指数均值 54%~72%,孔隙度 2.46%~5.57%;TOC 2.7%~4.4%,总含气量 2.1~5.4 m<sup>3</sup>/ton,平均 4.0 m<sup>3</sup>/ton。天然裂缝主要发育在龙一1~龙二段,以高角度缝为主,大部分高角度裂缝被方解石完全充填,裂缝宽度、裂

缝孔隙度相对较小。

对于深层页岩储层垂深大,水平主应力高,水平应力差大,破裂压力高,泊松比与杨氏模量高,平均孔隙度低,天然变裂缝发育程度较高,储层物性中等,水力裂缝缝宽变窄等难点,亟需进一步完善主体压裂技术,保障开发效果。

## 2 关键改造技术分析

针对深层页岩气水平井储层改造难点,采取了相应的技术措施。

### 2.1 难点分析

(1)施工压力高。某井井深 5 596 m,油层套管 139.7 mm,排量 16 m<sup>3</sup>/min,施工压力范围 80~105 MPa。明显受到井深、储层物性、应力、井筒清洁的影响,导致施工压力升高。

(2)水力裂缝的延伸受天然裂缝控制,液体滤失增大,缝宽变窄,导致支撑剂在缝内运移受阻,加砂困难,易造成砂堵。

施工过程中,40/70 目陶粒进入地层后压力波动响应明显。当 120 kg/m<sup>3</sup> 和 140 kg/m<sup>3</sup> 砂浓度段塞进入地层后,施工压力均有 3~5 MPa 波动,分析认为存在端部脱砂可能性,与天然裂缝发育有关。

(3)储层砂敏性强,加砂困难。采用段塞式加砂模式,70/140 目粉砂+100 kg/m<sup>3</sup> 砂浓度段塞进入地层后出现压力陡升现象,分析认为前期阶段近井主裂缝不够完善,致使支撑剂运移受阻<sup>[17]</sup>。

(4)套管变形严重。施工过程中通常会发生多次泵送遇阻,桥塞尺寸由 103 mm 缩减到 88 mm,甚至后期井眼缩小到无法提供匹配的桥塞工具。统计分析发现套变主要分布在岩性发生变化的位置。

(5)缝网复杂程度低。缝网不利影响因素:最大最小水平应力差值 28.8 MPa,垂向应力 98 MPa,硅质含量 50.5%,黏土含量 24%,孔隙度 4.6%,杨氏模量、泊松比高等。

实时监测显示水力裂缝缝长约为 130 m,缝宽约为 40 m,缝高约 100 m,单段平均改造体积约为 (79~110)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。

### 2.2 技术措施

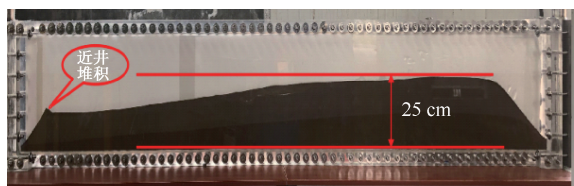
(1)前置酸液预处理。施工前期预置酸液 5~15 m<sup>3</sup>,低排量泵注,降低破裂压力 1.2~10 MPa,后续快速提高施工排量,为后期施工提供足够缝宽奠定基础。

(2)一体化变黏滑溜水。分别配置黏度为

6 mPa·s,砂比为10%的一体化压裂液与常规压裂液,通过静态携砂性能对比(初始时状态与静置1 h后状态)发现,一体化压裂液携砂状态保持均匀,而支撑剂在常规压裂液中基本沉降于瓶底。携砂性能更优。

动态悬砂液均配制黏度为3 mPa·s,砂比为10%。

常规滑溜水在井筒附近支撑剂堆积高,而一体化滑溜水能够达到平衡,比常规滑溜水沉砂高度低40%(见图1)。



动态携砂性能(常规)



动态携砂性能(一体化)

图1 动态携砂性能对比

Fig.1 Comparison of dynamic sand carrying performance

由以上动/静态携砂实验表明:在黏度一致的情况下,一体化可变黏滑溜水在悬砂性能上优于常规滑溜水,表现出更加优异的黏弹性特征。

一体化变黏滑溜水通过实时调整一体化降阻剂加量,可实现压裂液类型的自由切换,满足现场对滑溜水变黏性能的需求(见图2)。在前置液阶段提高液体黏度,扩缝宽,完善主裂缝,为支撑剂远端运移奠定基础;处理复杂情况时,降低液体滤失,维持设计缝宽,保证水力裂缝延伸的净压力。

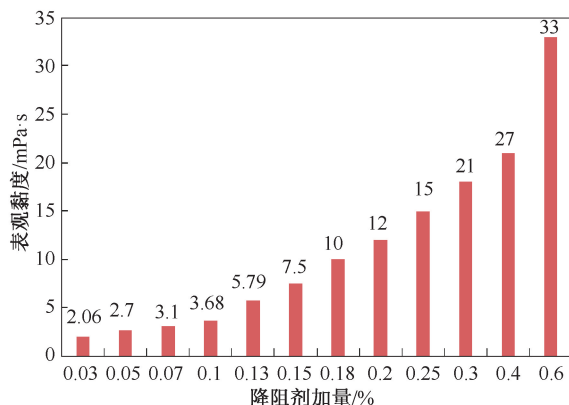


图2 滑溜水变黏性能

Fig.2 Viscosity-variable property of slick water

由岩心伤害实验可知,配方1(0.1%一体化降阻剂)岩心损害率38.6%;配方2(0.1%一体化降阻剂)岩心损害率37.1%;配方3(0.1%乳液降阻剂)岩心损害率39.3%;配方4(0.1%乳液降阻剂)岩心损害率31.2%。表明,在初始渗透率相近的条件下,一体化降阻剂体系与普通降阻剂的滑溜水体系的岩芯伤害相当,对储层伤害小。

### (3) 多簇射孔+暂堵工艺技术

通过数值模拟显示,平均簇间距越小,对近井的改造越充分,近井采出程度高(蓝色低压区域最多),可确保储层整体高效动用,同时降低净压力,对控制套变有一定的作用。

如图3所示,簇间距7.5~10 m的近井改造都比较充分,10 m间距的整体改造范围略大于7.5 m方案。

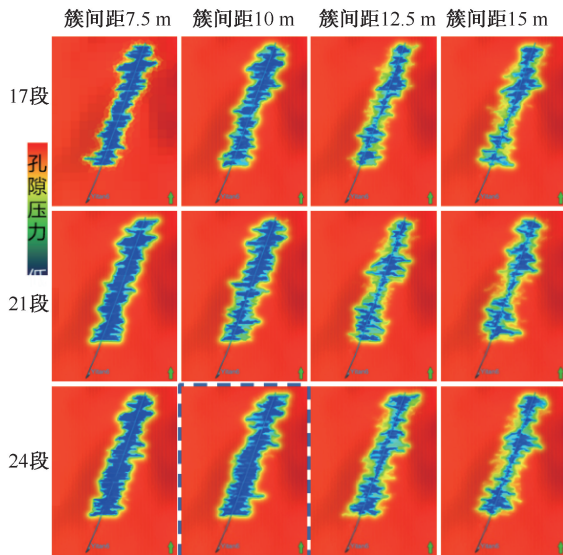


图3 不同簇间距模拟

Fig.3 Simulation diagram of different cluster spacings

簇间暂堵+缝内暂堵工艺可通过暂堵材料暂堵射孔孔眼与部分水力裂缝,实现段内、缝内转向,横向上提高缝网宽度,增加裂缝复杂程度,提高储层改造体积<sup>[18-20]</sup>。

根据现场施工要求推荐暂堵材料承压 $\geq 15$  MPa,对于1~4 mm缝宽,推荐暂堵剂浓度 $\geq 1.9\%$ 。

## 3 现场应用

A井垂深3 887 m,水平段长1 556 m,分24段改造,段长50~70 m,射孔簇数7~9簇,施工排量14~16 m<sup>3</sup>/min,总液量46 422 m<sup>3</sup>,总砂量3 922 t,最高加砂强度5.4 t/m。

(1)基于水力裂缝延伸,结合现场施工压力变化,应用一体化变黏滑溜水,实时调整压裂液黏度(见图4),维持水力裂缝缝宽,保证水力裂缝延伸净压力、支撑剂远端运移,减少井下复杂,满足了设计施工要求。

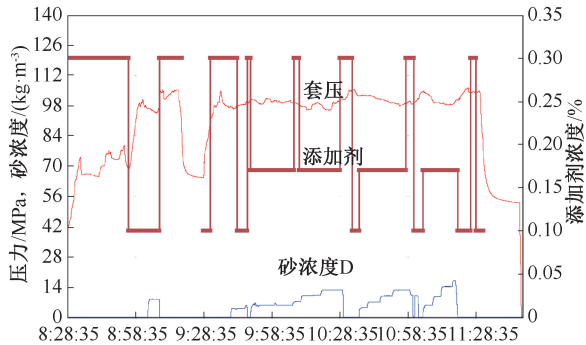


图4 滑溜水性能调整示意图

Fig. 4 Performance adjustment and application effect of slick water

(2)缝内暂堵、段内暂堵提高裂缝复杂程度,实现均匀改造。

本井运用暂堵剂(20~140目)暂堵以及停泵转向(停泵,裂缝闭合后起泵,进行裂缝转向)等技术,暂堵效果明显(见图5)。暂堵压力响应值0.6~10 MPa;停泵转向压力响应2~11 MPa;同时暂堵剂、暂堵球效果与储层物性具有一定的密切相关性。

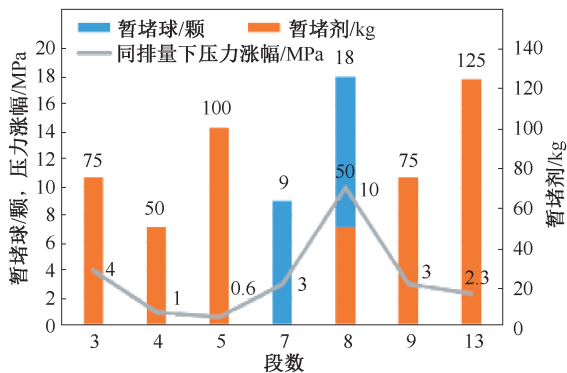


图5 暂堵效果示意图

Fig. 5 Effect of temporary plugging

## 4 结论

(1)深层页岩储层垂深大,应力高,水平应力差大,天然裂缝发育程度较高,储层物性中等,水力裂缝缝宽较窄,与常规页岩气有明显的区别。

(2)一体化变黏滑溜水具有携砂性优、伤害小、实时变黏等特点,能够有效扩缝宽,降低液体滤失,完善主裂缝,极大程度应对了现场加砂困难的复杂情况。

(3)缝内暂堵、段内暂堵工艺压力响应值0.6~11 MPa,能够提高水力裂缝复杂程度,实现改造全覆盖。

(4)目前国内深层页岩气井勘探开发关键技术尚未形成,大部分井难以达到经济有效开采目的,有必要进一步开展降本增效技术科研攻关。

致谢:感谢浙江油田公司、川庆钻探工程有限公司井下作业公司支持与帮助。

## 参考文献

- [1] 曾凌翔,郑云川,曾波. 威远区块页岩气水平井高效压裂工艺参数分析[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(5): 34-39.
- ZENG Lingxiang, ZHENG Yunchuan, ZENG Bo. Efficient fracturing parameters of shale-gas horizontal wells, Weiyuan area[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(5): 34-39.
- [2] 伍贤柱. 四川盆地威远页岩气藏高效开发关键技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(4): 1-8.
- WU Xianzhu. Key technologies in the efficient development of the weiyuan shale gas reservoir, Sichuan basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(4): 1-8.
- [3] 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.
- [4] KING, George Everette. Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned[C]//paper 133456-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19 - 22, September, Florence, Italy. DOI: <https://doi.org/10.2118/133456-MS>.
- [5] 陈海波. 页岩气革命与北美能源独立及其对中国的启示[J]. 天然气技术与经济, 2013, 7(5): 7-10.
- CHEN Haibo. Shale Gas Revolution & North America's Energy Independence and How They In-spire China[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2013, 7(5): 7-10.
- [6] 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.
- [7] 李咏洲,祝海华,周俊骅,等. 结合四川盆地浅谈页岩气富集、成藏及前景[J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(5): 12-16.
- LI Yongzhou, ZHU Haihua, ZHOU Junhua, et al. Shale-gas Accumulation, Reservoir-forming Mechanism, and Prospects:

- Examples from Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2018, 12(5): 12-16.
- [8] 梁兴,张朝,张鹏伟,等. 湖北宜昌深层山地页岩气地质力学研究及应用[J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(5): 20-31.
- LIANG Xing, ZHANG Chao, ZHANG Pengwei, et al. Research and application of geomechanics of shale gas in deep mountain of Yichang, Hubei[J]. *reservoir evaluation and development*, 2019, 9(5): 20-31.
- [9] 樊好福,臧艳彬,张金成,等. 深层页岩气钻井技术难点与对策[J]. *钻采工艺*, 2019, 42(3): 20-23.
- FAN Haofu, ZANG Yanbin, ZANG Jincheng, ZHANG Haiping. Technical Difficulties and Countermeasures of Deep Shale Gas Drilling[J]. *DPT* 42(3): 2019: 20-23.
- [10] 张勇,王志晟,甘宇明,等. 高应力差裂缝储层缝网压裂技术可行性研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2019, 42(4): 50-53.
- ZHANG Yong, WANG Zhisheng, GAN Yuming, et al. Feasibility Study of Network Fracturing for High Differential Stress Fractured Reservoir and Application[J]. *DPT* 42(4): 2019: 50-53.
- [11] 何晋越,魏微,党雪霏,等. 2019年川渝地区天然气勘探开发进展及2020年展望[J]. *天然气技术与经济*, 2020, 14(3): 7-11.
- HE Jinyue, WEI Wei, DANG Xuepei, et al. Review in 2019 and outlook in 2020: Natural-gas exploration and development in Sichuan-Chongqing area[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2020, 14(3): 7-11.
- [12] 周雷力,何颂根,陈迟. 川南深层页岩压裂裂缝导流能力测试技术[J]. *油气井测试*, 2020, 29(3): 38-44.
- ZHOU Leili, HE Songgen, CHEN Chi. Measurement of the conductivity of induced fractures in the deep shale in Southern Sichuan basin[J]. *well testing*, 2020, 29(3): 38-44.
- [13] 陈作,李双明,陈赞,等. 深层页岩气水力裂缝起裂与扩展试验及压裂优化设计[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 70-76.
- CHEN Zuo, LI Shuangming, CHEN Zan, et al. Hydraulic Fracture Initiation and Extending Tests in Deep Shale Gas Formations and Fracturing Design Optimization[J]. *Petroleum drilling techniques*, 2020, 48(3): 70-76.
- [14] 张丰收,吴建发,黄浩勇,等. 提高深层页岩裂缝扩展复杂程度的工艺参数优化[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 125-135.
- ZHANG Fengshou, WU Jianfa, HUANG Haoyong et al. Technological parameter optimization for improving the complexity of hydraulic fractures in deep shale reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 125-135.
- [15] 陆朝晖,贾云中,汤积仁,等. 深层页岩剪切滑移裂缝渗透率变化规律[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 146-153.
- LU Zhaohui, JIA Yunzhong, TANG Jiren, et al. Evolution laws of fracture permeability of deep shale in the process of shear slip[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 146-153.
- [16] 刘尧文. 复杂构造区深层页岩气藏射孔参数优化及应用[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 136-145.
- LIU Yaowen. Optimization of application of perforation parameters of deep shale gas reservoirs in complex structural areas: a case study of the Baima Block of Fuling Shale Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 136-145.
- [17] 曾凌翔,郑云川,蒲祖凤,等. 页岩气水平井压裂改造多角度分析研究[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(2): 72-74.
- ZENG Lixiang, ZHENG Yunchuan, PU Zufeng, GONG Sunxiang, LI Songlin. Multi Angle Analysis of Shale Gas Horizontal Well Fracturing[J]. *DPT*, 2020, 43(2): 72-74.
- [18] 曾凌翔,郑云川,蒲祖凤. 页岩重复压裂工艺技术研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(1): 65-68.
- ZENG Lingxiang, ZHENG Yunchuan, PU Zufeng. Research and Application of Shale Refracturing Technology[J]. *DPT*, 2020, 43(1): 65-68.
- [19] GARY RODVELT, MIAN AHMAD, AUSTIN BLAKE. Refracturing Early Marcellus Producers Accesses Additional Gas[C]//paper 177295-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, 13-15 October, Morgantown, West Virginia, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/177295-MS>.
- [20] ZILLUR RAHIM, HAMOUD AL-ANAZI, DWI WASPADA, et al. Comprehensive Reservoir Assessment and Refracturing Improve Saudi Arabian Gas Well Deliverability[C]//paper 164453-MS presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 10-13 March, Manama, Bahrain. DOI: <https://doi.org/10.2118/164453-MS>.

编辑 刘振庆

第一作者简介:蒋佩,女,1989年出生,硕士,工程师,2013年毕业于西南石油大学油气田开发专业,现从事非常规天然气开发技术研究和现场管理工作。电话:0571-56086341, 15760557435, E-mail: jiangp85@petrochina.com.cn。通信地址:浙江省杭州市余杭区浙江油田公司勘探开发部,邮政编码:311100。