

临兴区块致密砂岩气藏裸眼水平井分段压裂技术

张云鹏¹, 杨生文¹, 赵战江¹, 金鑫¹, 李宇¹, 赵俊²

- 1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司 天津 300452
- 2. 中联煤层气有限责任公司晋西分公司 山西吕梁 033200

通讯作者: Email: zhangyp33@cnooc.com.cn
项目支持: 国家科技重大专项“临兴—神府地区煤系地层煤层气、致密气、页岩气合采示范工程”(2016ZX05066)

引用: 张云鹏, 杨生文, 赵战江, 等. 临兴区块致密砂岩气藏裸眼水平井分段压裂技术[J]. 油气井测试, 2021, 30(2): 61-66.
Cite: ZHANG Yunpeng, YANG Shengwen, ZHAO Zhanjiang, et al. Staged fracturing technology of open hole horizontal well in tight sandstone gas reservoir of Linxing block [J]. Well Testing, 2021, 30(2): 61-66.

摘要 临兴区块致密砂岩气储层裸眼水平井分段压裂过程中, 存在压裂施工参数不易确定, 投球时机把握不准, 压裂液低温破胶难, 返排效率低, 压后大量产水等问题。在分析气藏特点和借鉴多级压裂经验的基础上, 通过油藏数值模拟、压裂模拟优化, 将裸眼水平段分成 6~12 段进行压裂, 加砂排量 4 m³/min, 平均砂比 19%~23%; 优化投球程序, 保证球能顺利到位打开滑套, 同时尽量降低过顶替量; 优选低浓度速溶瓜胶压裂液体系, 实现低伤害、低温快速破胶; 采用液氮伴注和快速放喷返排技术, 提高压裂液返排速度和效率; 对目标层段进行压裂控水优化, 避免压后大量产水。该技术为临兴区块致密砂岩气藏开发提供了有力技术支撑。

关键词 临兴区块; 致密砂岩气藏; 裸眼水平井; 分段压裂; 低温破胶; 液氮助排; 快速放喷; 压裂控水

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B DOI: 10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2021. 02. 012

Staged fracturing technology of open hole horizontal well in tight sandstone gas reservoir of Linxing block

ZHANG Yunpeng¹, YANG Shengwen¹, ZHAO Zhanjiang¹, JIN Xin¹, LI Yu¹, ZHAO Jun²

- 1. Engineering Technology Branch of CNOOC Energy Development Co., Ltd., Tianjing 300450, China
- 2. Jinxi Branch of China United Coalbed Methane Company. Lyuliang, Shanxi 033200, China

Abstract: In staged fracturing of open hole horizontal wells in tight sandstone gas reservoirs in Linxing Block, it is difficult to determine fracturing operation parameters, to grasp the timing of balling, and to break gel with fracturing fluid at low temperature. Meanwhile, the flowback efficiency is low and the amount of water production is large after fracturing. Based on the analysis of the characteristics of gas reservoir and the experience of multistage fracturing, through reservoir numerical simulation and fracturing simulation optimization, the open hole horizontal part is divided into 6-12 sections for fracturing, the sand adding displacement is 4 m³/min, and the average sand ratio is 19%-23%; in addition, the optimization of ball throwing program can ensure that the ball can be placed smoothly, open the sliding sleeve, and reduce the over displacement as far as possible; The low concentration instant guar gum fracturing fluid system is optimized to achieve low damage, low temperature and rapid gel breaking; liquid nitrogen injection and rapid blowout flowback technology are adopted to improve the flowback speed and efficiency of fracturing fluid; fracturing water control optimization is carried out for the target interval to avoid large amount of water production after fracturing. This technology provides strong technical support for the development of tight sandstone gas reservoir in Linxing Block.

Keywords: Linxing block; tight sandstone gas reservoir; open hole horizontal well; staged fracturing; low temperature gel breaking; liquid nitrogen drainage; rapid blowout; fracturing water control

临兴区块位于鄂尔多斯盆地东北部伊陕斜坡东段、晋西挠褶带西缘, 山西吕梁境内。临兴先导试验区致密砂岩气藏主要包括太原组、石盒子组两个气藏。临兴先导试验区开发评价井主要目的层为太原组太 2 段与下石盒子组盒 8 段, 其中太 2 段储层深度 1 750~1 950 m, 孔隙度 8.65%, 渗透率 0.65 mD, 储层压力系数 0.92, 温度 50~55 ℃。盒 8 段储层深度 1 500~1 700 m, 孔隙度 7.37%, 渗透

率 0.39 mD, 储层压力系数 0.98, 温度 42~46 ℃。临兴区块为致密砂岩气储层, 具有低孔、低渗、低温、低压的特征。与国内外致密气藏开发历程类似, 临兴区块初期以直井和定向井进行多层压裂合层开采, 但产量与经济效益未能达到预期。

为了降低开发成本, 获得更高产量, 临兴区块致密砂岩气藏开展了水平井分段压裂技术研究。裸眼水平井分段压裂技术是一项先进的完井工艺技术, 是低压、低渗透油气藏开发的重要增产措施之一, 该工艺压裂完井一体, 施工周期短、效率高、成本低^[1-3]。水平井分段压裂工艺在国内的应用始于 2002 年左右, 目前已在国内推广应用^[4-7]。相邻区块的苏里格气田和大牛地气田采用裸眼水平井封隔器滑套分段压裂技术, 取得了较高的经济效益^[8-11]。目前, 国内在工艺参数优化、工具及现场应用方面做了大量研究, 取得了大量成果^[12-15]。

然而, 临兴区块地层压力系数低、温度低、含水饱和度高等储层特点, 给该工艺的应用带来了许多难题, 且无成熟经验可以借鉴。本文通过地质油藏研究、完井压裂工艺优化, 使该工艺在临兴区块成功应用, 并取得了良好效果。

1 裸眼水平井分段压裂完井技术

根据临兴区块储层特征, 优选了裸眼水平井分段压裂技术, 对压裂工艺参数, 压裂施工管柱, 压裂液性能及压后返排工艺进行了优化, 保证了压裂施工及压后效果。

1.1 工具位置确定及分段参数优化原则

综合随钻、录井、测井显示, 对有井漏、井涌显示的自然裂缝发育段不压裂或控制压裂, 选择甜点, 进行合理分段; 压裂滑套位置优选物性好、气测显示高的井段; 封隔器坐封位置选择岩性相对致密、井径变化较小、无明显扩径的井段。

考虑裸眼水平段长约 700~1 200 m, 根据测录井的解释成果, 储层参数(岩性、渗透率、孔隙度、饱和度、储层厚度等), 以产能最大化为目标, 进行油藏数值模拟, 模拟不同分段数对最终累产的影响。分段优化过程考虑了缝间干扰, 要求缝间距大于缝高 1.5 倍以上。临兴区块压裂缝高通常 20~40 m, 因此段间距在 60 m 以上。最终优化临兴区块裸眼水平井压裂段数为 6~12 段。

1.2 压裂工艺参数优化

首先, 通过油藏数值模拟软件和压裂模拟软件

进行裂缝模拟, 获取最优裂缝半长、缝高、缝宽及平均裂缝导流能力的数据。最优裂缝半长为 200 m, 最优导流能力为 300 mD·m。其次, 依据水平井多段压裂的基础理论, 并结合测录井的解释成果与测井曲线分析及邻井(直井、定向井)同层位储层加砂规模决定各段的加砂量。优化单段加砂量 30~40 m³。根据软件模拟及直井定向井压裂施工经验, 加砂排量优化为 4.0 m³/min 左右, 能保证携砂造缝需要, 同时不会过多沟通上下隔层。根据小型压裂分析得到液体效率, 结合现场施工经验, 不同类型储层前置液占比优化为 30%~40%。根据储层所需裂缝导流能力、储层闭合应力、区块常用的支撑剂及加砂不同层段的加砂难度, 平均砂比优化为 19%~23%, 最高砂比不超过 40%。

1.3 压裂完井管柱

裸眼水平井分段压裂技术是利用多级滑套和封隔器组合, 从水平井趾部到跟部逐级打开滑套实现分段压裂的工艺。采用尾管悬挂器+裸眼封隔器+滑套, 实现选择性分段、隔离, 一次坐封; 分段压裂一次完成, 不固井, 不射孔, 各段压裂连续进行, 实现管柱一次下入分压多段, 大大节约施工时间。图 1 为裸眼水平井分段压裂管柱组成。

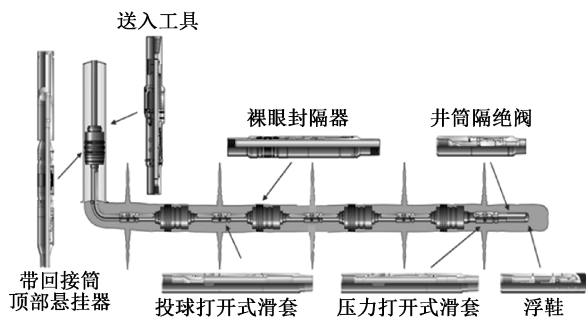


图 1 裸眼水平井分段压裂管柱结构示意图
Fig. 1 Schematic diagram of staged fracturing string in open hole horizontal well

根据现场施工经验, 通过优化施工工序, 保证管柱顺利下到位。施工工序: 防喷器组试压, 原钻具通井, 单扶通井, 177.8 mm 刮管器刮管, 双扶通井, 下入分段压裂管柱, 对裸眼段进行循环和顶替泥浆, 投坐封球, 打压坐封尾管悬挂封隔器和裸眼封隔器, 上提/下放管柱验封尾管悬挂封隔器卡瓦, 环空打压验封尾管悬挂封隔器, 尾管悬挂封隔器坐封工具脱手, 起钻, 拆防喷器, 更换油管四通, 下入回接压裂管柱, 环空试压验封, 井口配管, 确保回接后环空密封合格, 安装压裂井口。

通过施工工序优化, 现场已施工 10 余口水平

井,管柱下入均比较顺利,未出现遇阻的情况,极大缩短了施工强度与施工工期。

1.4 投球工艺

第一口水平井投球过程曾出现因为油泥阻挡导致球停留在旋塞阀无法进入压裂主管线的问题,后续施工不断优化投球装置与投球过程,保证压裂球能够及时送到位,同时在投球管线上安装了单流阀,保证了投球人员的安全,目前优化的投球管线如图2所示。

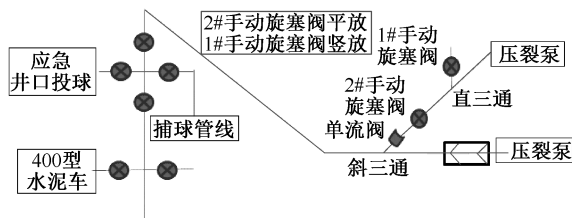


图2 优化投球管线分布示意图

Fig. 2 Distribution of optimized pitching pipeline

优化的投球顶替过程:主压裂停止加砂,进入顶替阶段,先顶替设计优化的液量(根据两级滑套间距离、裸眼封隔器环空容积及地面管线容积优化)后,压裂泵车降排量至 $1.5 \text{ m}^3/\text{min}$,向油管内投入与滑套尺寸相匹配的球,投球泵车排量提至 $0.5 \text{ m}^3/\text{min}$,送球,顶替1 min原胶后,提高施工排量进行正常顶替。当球距离滑套位置 5 m^3 容积时,降排量至 $1 \text{ m}^3/\text{min}$,完成该段剩余顶替液量的顶替。将球泵送到位,观察压力变化。确认滑套打开后,继续加压到剪断销钉,打开滑套进行下一级压裂。考虑滑套开启及出砂等因素,该工艺不可避免会出现过顶替现象。现场根据实际施工数据,不断优化顶替程序,不断减少过顶替量,从第一口水平井过顶替量平均 10 m^3 ,到LX-X2-H5水平井过顶替量降至平均 2 m^3 。

2 高性能低浓度瓜胶压裂液

结合临兴区块储层特点,采用了高性能低浓度瓜胶压裂液体系。

2.1 压裂液体系

临兴区块储层具有致密、孔隙度低、温度低、压力低等特点。通过大量室内实验及现场试验,现场最终优选了低浓度瓜胶压裂液体系。该体系具有瓜胶浓度低、低温下破胶快速彻底、对储层伤害低的特点,同时能够实现连续混配,很好的满足了临兴区块对压裂液的要求。

配方:0.25%~0.30%瓜胶+0.005%杀菌剂+

0.1%黏土稳定剂Ⅰ+0.1%黏土稳定剂Ⅱ+0.1%助排剂+0.18% pH调节剂+0.02%交联剂Ⅰ+0.1%交联剂Ⅱ+0.02%低温破胶催化剂+0.02%破胶剂+0.033%生物酶破胶剂。

2.2 压裂液性能评价

参考SY/T 5107-2005《水基压裂液性能评价方法》对压裂液体系进行评价。

2.2.1 抗剪切性能

评价配方在 55°C 下的抗剪切性能,性能曲线如图3所示。

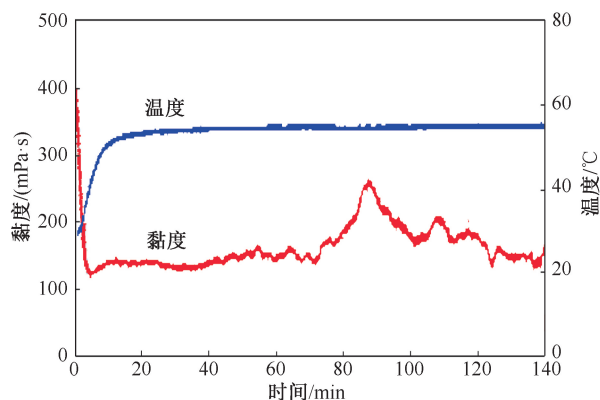


图3 55°C 、 170 s^{-1} 下压裂液抗剪切性能

Fig. 3 Shear resistance of fracturing fluid at 55°C and 170 s^{-1}

在 55°C 、 170 s^{-1} 下,连续剪切2 h,黏度为 $100 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 以上,说明压裂液具有良好的抗剪切性能,满足压裂施工要求。

2.2.2 低温破胶性能

常用的破胶剂有过硫酸铵。在温度较低时,过硫酸铵分解速度较慢,降低了压裂液的破胶速率,需要加入低温破胶催化剂和生物酶以加速压裂液破胶^[16-18]。低浓度瓜胶压裂液体系在压裂液中添加低温破胶催化剂及生物酶破胶剂,提高了压裂液在低温下破胶性能,减少了残渣含量。

2.2.3 连续混配工艺

水力压裂作业中,压裂液的配置是工程顺利进行的关键,传统的“先配制、后使用”的压裂液施工工艺过程越来越不能满足油气高效开发的需要,连续混配压裂液及连续混配工艺提高了压裂液配液技术及其装备的自动化控制水平,极大提高了施工效率,降低了劳动强度^[19]。低浓度瓜胶压裂液体系具有速溶性,满足现场连续混配压裂施工需要。避免了传统的配液与施工作业模式存在的施工周期长、配液强度大,长时间配制和储存导致基液降解、黏度降低,变质腐败等问题。

2.3 高效返排工艺

鉴于临兴区块特点,通过现场试验,采用高效返排工艺,得出临兴区块水平井压裂液氮泵注程序,并摸索了一套压后快速放喷工作制度。

2.3.1 液氮伴注助排工艺

临兴区块地层压力系数低,返排困难。为了减小压裂液对气层的伤害,缩短排液时间,采用液氮伴注助排及快速放喷排液。液氮伴注助排技术^[20-21]可加快压后压裂液的返排速度,提高压裂液的返排率,减少压裂液对地层的伤害,确保压裂效果^[22]。施工中加入液氮,一是能够使压裂液起泡,降低压裂液滤失,提高造缝和携砂能力;二是可降低气体膨胀,降低液体密度,提高压裂液返排速率。

通过现场试验,得出临兴区块水平井压裂液氮泵注程序为:排量在 200~300 L/min、液氮占总液量的比例从第一段到最后一段逐步增加,液氮占比 2%~6%,平均 4%左右。

2.3.2 快速放喷工艺

根据临兴先导试验区直井、定向井及多口水平井的施工经验,摸索了一套压后快速放喷工作制度。为保证充分破胶,裂缝闭合,压裂施工结束按压裂设计要求关井扩散压力,压裂后 1 h 开井排液,强制裂缝闭合。裂缝闭合前,采用 2 mm 油嘴,排液速度控制在 0.1~0.2 m³/min;裂缝闭合后,根据井口压力,选择放喷油嘴的大小(3~4 mm、5~8 mm、8~10 mm、10~12 mm 油嘴),井口油压小于 2 MPa 敞放。

水平井开井放喷到见气在 20 h 以内,实现了压后快速返排、快速见气。

2.4 压裂控水技术

该区块开发以来,水平井在压后出现了大量产水的现象,严重影响了压后效果。根据现场资料分析,砂岩钻遇率低,有纯泥岩段的水平井,压裂过程产水尤为严重。如 LX-X5-H5 井,第 8、9、11 三段为

泥岩段,压裂投产初期产水高达 113 m³/d。

针对这种现象,通过压裂层位地质条件分析及压裂施工压力分析发现,压裂层位上下存在可疑水层。而且施工过程中纯泥岩段往往表现出施工压力低的异常现象,这与通常泥岩压裂起裂困难施工压力高的现象相反。研究认为,泥岩段压裂过程,裂缝从泥岩段起裂后,由于泥岩段本身应力较高,缝高难以得到有效控制,裂缝一旦沟通泥岩段上下的疑似水层,裂缝就会发生转向,会沿着低应力的沙岩层段延伸,施工过程表现为地层破裂之后施工压力较低,压后大量产水。

根据研究成果,后续压裂施工过程中,采取对泥岩段不进行压裂。通过现场两口井的验证,取得了显著效果。同层位邻井 LX-X2-H5 井盒 8 段放弃了 4、7 两个泥岩段压裂,压后产气量 23 384 m³/d,日产水 21 m³。

3 现场应用效果

临兴区块第一口裸眼水平井 LX-X5-H1 井,压裂层位为太原组太 2 段,孔隙度 8.7%,渗透率 0.65 mD,储层厚度 9.3 m,砂体厚度大、连续性好。地层温度 55 ℃,地层压力系数 0.91。该井完钻井深 3 057 m,水平段为 φ152.4 mm 裸眼井段,长度 822 m,下入 φ114.3 mm 裸眼封隔器+投球滑套预置管柱,回接 φ88.9 mm 压裂管柱,分 8 段,完成 7 段压裂施工,第 3 段距离断层较近,只下入滑套不进行压裂。根据储层物性,采用压裂模拟软件优化裂缝半长 200 m,导流能力 300 mD·m。根据每段储层参数及砂体展布,优化各段施工参数。现场施工采用连续混配配液 2 350 m³,累计加砂 174.35 m³,平均每段加砂 24.90 m³,液量 296.09 m³,前置液伴注液氮 48.97 m³。压裂施工参数见表 1,第 1 段压裂施工曲线如图 4 所示。

表 1 LX-X5-H1 井压裂施工参数
Table 1 Fracturing operation parameters of Well LX-X5-H1

| 段数 | 配液量/ m ³ | 前置液/ m ³ | 携砂液/ m ³ | 顶替液/ m ³ | 入井液量/ m ³ | 支撑剂/ m ³ | 液氮量/ m ³ | 排量/ m ³ | 平均砂比/ % | 施工压力/ MPa | 停泵压力/ MPa |
|----|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 350 | 149.50 | 111.81 | 26.94 | 288.25 | 24.68 | 8.87 | 3.53~5.20 | 19.8 | 41.53~43.95 | 23.18 |
| 2 | 2 350 | 123.19 | 73.64 | 30.14 | 226.97 | 17.72 | 5.80 | 3.23~4.8 | 20.6 | 37.70~39.94 | 23.34 |
| 4 | 2 350 | 164.17 | 117.61 | 25.41 | 307.19 | 27.69 | 7.10 | 3.20~4.71 | 21.4 | 32.46~34.74 | 21.98 |
| 5 | 2 350 | 160.10 | 117.10 | 28.62 | 305.82 | 27.62 | 6.64 | 3.14~4.81 | 21.4 | 32.29~35.85 | 21.28 |
| 6 | 2 350 | 160.72 | 121.61 | 19.69 | 302.02 | 17.12 | 6.74 | 3.42~5.03 | 16.15 | 29.39~34.95 | 22.31 |
| 7 | 2 350 | 190.39 | 142.27 | 19.92 | 352.58 | 28.80 | 5.70 | 4.05~5.31 | 18.4 | 32.31~34.89 | 20.28 |
| 8 | 2 350 | 148.22 | 127.50 | 14.09 | 289.81 | 30.72 | 8.12 | 3.23~4.88 | 22.0 | 30.96~33.39 | 21.86 |
| 合计 | - | - | - | - | 2 137.32 | 174.35 | 48.97 | - | - | - | - |

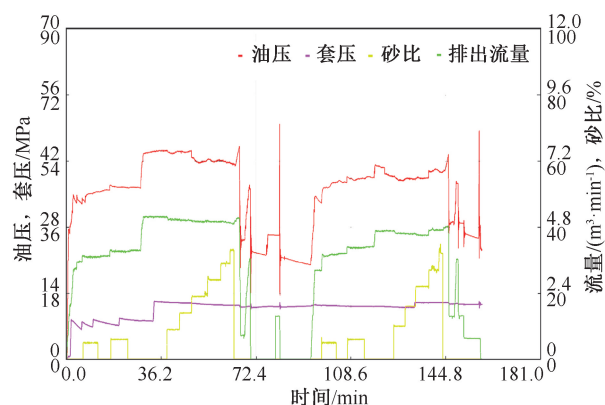


图4 LX-X5-H1井第1~2段压裂施工曲线

Fig. 4 Fracturing operation curve of section 1~2 of Well LX-X5-H1

LX-X5-H1井压后试气 $8.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 井口压力 6.3 MPa, 计算无阻流量 $14.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。后续又完成了十余口裸眼水平井分段压裂施工, 均取得了良好的压裂效果。平均单井日产量均在 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上, 为区块快速上产提供了重要技术支撑。

4 结论

(1) 裸眼水平井分段压裂技术在临兴区块成功应用, 极大释放了储层产能, 现场应用取得了较好的压裂效果。

(2) 低浓度速溶瓜胶压裂液体系与地层配伍性好、伤害低, 低温破胶效果好, 配合液氮伴注及快速返排工艺, 极大提高了排液速度, 缩短了试气周期, 减少了压裂残液对气层的伤害, 提高了生产时效。

(3) 目前裸眼水平井分段压裂工艺在应用过程中出现压后大量产水的现象。通过压裂层段优化, 解决了部分井压后大量产水的问题, 但仍面临着找水困难、无法堵水、储层改造体积有限等难题, 需要进一步优化改进压裂工艺技术。

致谢: 感谢中联煤层气有限责任公司晋西分公司在论文完成过程中提供的资料支持。

参考文献

[1] 詹鸿运, 刘志斌, 程智远, 等. 水平井分段压裂裸眼封隔器的研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(1): 123-125.
ZHAN Hongyun, LIU Zhibin, CHENG Zhiyuan, et al. Research on open hole packer of staged fracturing technique in horizontal wells and its application [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(1): 123-125.

[2] 杨富, 邹国曙, 马得华, 等. 苏里格气田苏平 36-6-23 井裸眼完井分段压裂技术[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(4): 46-50.

YANG Fu, ZOU Guoshu, MA Dehua, et al. Open hole completion staged fracturing technology for Suping 36-6-23 well in Sulige gas field [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(4): 46-50.

[3] 柴国兴, 刘松, 王慧莉, 等. 新型水平井不动管柱封隔器分段压裂技术[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(4): 141-145.
CHAI Guoxing, LIU Song, WANG Huili, et al. New single-trip staged fracturing technology with packer isolation in horizontal wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(4): 141-145.

[4] 陈作, 王振铎, 曾华国. 水平井分段压裂工艺技术现状及展望[J]. 天然气工业, 2007, 27(9): 78-80.
CHEN Zuo, WANG Zhenduo, ZENG Huaguo. Status and prospect of staged fracturing technique in horizontal wells [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(9): 78-80.

[5] 卫秀芬, 唐洁. 水平井分段压裂工艺技术现状及发展方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6): 104-111.
WEI Xiufen, TANG Jie. Technical current status and development direction of horizontal-well staged fracturing technology [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(6): 104-111.

[6] 曹英杰, 孙宜建, 夏洪玖, 等. 水平井压裂技术现状与展望[J]. 油气井测试, 2010, 19(3): 58-61.
CAO Yingjie, SUN Yijian, XIA Hongjiu, et al. Present situation and prospect of hydraulic fracturing technology in horizontal wells [J]. Well Testing, 2010, 19(3): 58-61.

[7] 刘鹏, 许杰, 徐刚, 等. 渤中 25-1 油田低渗透储层水平井分段压裂先导试验[J]. 油气井测试, 2018, 27(3): 52-57.
LIU Peng, XU Jie, XU Gang, et al. Pilot test of horizontal well staged fracturing for low permeability reservoirs in BZ25-1 Oilfield [J]. Well Testing, 2018, 27(3): 52-57.

[8] 郑云川, 蒋玲玲, 王立治, 等. 裸眼水平井分段压裂概念及优化设计方法[J]. 钻采工艺, 2012, 35(5): 55-58.
ZHENG Yunchuan, JIANG Lingling, WANG Lizhi, et al. Optimization design method of open hole horizontal well staged fracturing [J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(5): 55-58.

[9] 吴晋霞. 水平井分段压裂裸眼封隔器的研制与应用[J]. 石油矿场机械, 2018, 46(2): 54-58.
WU Jinxia. Research and application of open hole packer [J]. Oil Field Equipment, 2018, 46(2): 54-58.

[10] 李洪春, 蒲晓莉, 贾长贵, 等. 水平井裸眼分段压裂工具设计要点分析[J]. 石油机械, 2012, 40(5): 82-85.
LI Hongchun, PU Xiaoli, JIA Changgui, et al. Analysis of the design points for the horizontal-well open hole staged fracture tool [J]. China Petroleum Machinery, 2012, 40(5): 82-85.

[11] 张宏伟. 水平井分段压裂裸眼封隔器研制及应用[J]. 石油矿场机械, 2019, 48(5): 40-43.

- ZHANG Hongwei. Research and application of open hole packer in staged fracturing technique of horizontal wells [J]. Oil Field Equipment, 2019, 48(5): 40-43.
- [12] 樊友君. J58井区低渗薄层水平井分段压裂工艺参数优化研究[D]. 重庆:重庆科技学院, 2017.
- FAN Youjun. Optimization design for staged fracturing of low permeability and thin layer horizontal wells in J58 well area [D]. Chongqing: Chongqing University of Science & Technology, 2017.
- [13] 曹阳, 陈琛, 史雪枝, 等. 川西致密气藏裸眼水平井分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 13-17.
- CAO Yang, CHEN Chen, SHI Xuezhi. Multi-stage fracturing technique for open hole horizontal wells in western Sichuan tight gas reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 13-17.
- [14] 张艺瀚, 盛志民, 雷海林, 等. 水平井裸眼分段压裂完井技术在克拉美丽气田的应用[J]. 西部探矿工程, 2016, 28(1): 95-99.
- ZHANG Yihan, SHENG Zhimin, LEI Hailin, et al. Application of horizontal well open hole staged fracturing completion technology in Kelameili gas field [J]. West-China Exploration Engineering, 2016, 28(1): 95-99.
- [15] 马收. 致密砂岩油藏裸眼水平井多级压裂关键技术与应用[D]. 成都:西南石油大学, 2014.
- MA Shou. The key technology and application of openhole horizontal well multi-stage fracturing of tight sandstone reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [16] 李健萍, 王稳桃, 王俊英, 等. 低温压裂液及其破胶技术研究与应用[J]. 特种油气藏, 2009, 16(2): 72-75.
- LI Jianping, WANG Wentao, WANG Junying, et al. Study and application of low-temperature fracturing fluid and gel-breaking technique [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(2): 72-75.
- [17] 吴锦平. 低温压裂液破胶技术对浅气层增产技术改造[J]. 钻采工艺, 2000, 23(5): 79-81.
- WU Jinping. Low temperature fracturing fluid gel breaking technology for stimulation of shallow gas reservoirs [J]. Drilling & Production Technology, 2000, 23(5): 79-81.
- [18] 杨建军, 叶仲斌, 张绍彬, 等. 新型低伤害压裂液性能评价及现场试验[J]. 天然气工业, 2004, 24(6): 61-63.
- YANG Jianjun, YE Zhongbin, ZHANG Shaobin, et al. Evaluation and application of new fracturing fluid with low damage [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(6): 61-63.
- [19] 叶登胜, 王素兵, 蔡远红, 等. 连续混配压裂液及连续混配工艺应用实践[J]. 天然气工业, 2013, 33(10): 47-51.
- YE Dengsheng, WANG Subing, CAI Yuanhong, et al. Application of continuously mixing fracturing fluid and such flow process [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(10): 47-51.
- [20] 罗小军, 潘春, 郭建伟, 等. 苏里格气田液氮助排工艺技术[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(9): 291-293.
- LUO Xiaojun, PAN Chun, GUO Jianwei, et al. Liquid nitrogen drainage technology in Sulige gas field [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(9): 291-293.
- [21] 王兴文, 刘林, 任山. 致密砂岩气藏压裂液高效返排技术[J]. 钻采工艺, 2010, 33(6): 52-55.
- WANG Xingwen, LIU Lin, REN Shan. High efficiency flowback technology used in low-permeability tight reservoirs [J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(6): 52-55.
- [22] 王文胜. 不动管柱多层压裂窜槽原因分析[J]. 油气井测试, 2020, 29(5): 39-43.
- WANG Wensheng. Cause analysis of channeling in multi-layer fracturing with fixed string [J]. Well Testing, 2020, 29(5): 39-43.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 张云鹏, 男, 1987年8月出生, 硕士, 工程师, 2015年毕业于西南石油大学油气田开发专业, 现从事油气田增产改造理论技术与现场应用工作。电话: 022-66907399, 17612296257; Email: zhangyp33@cnooc.com.cn。通信地址: 天津市滨海新区塘沽滨海新区中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 邮政编码: 300452。