



武隆区块常压页岩气藏低成本压裂技术

周博成 熊炜 赖建林 房启龙

Low-Cost Fracturing Technology in Normal-Pressure Shale Gas Reservoirs in Wulong Block

ZHOU Bocheng, XIONG Wei, LAI Jianlin, FANG Qilong

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022011>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术

Multi-Stage Fracturing Technology of Normally Pressured Shale Gas in Horizontal Wells in the Wulong Block

石油钻探技术. 2019, 47(1): 76–82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018129>

四川盆地外缘常压页岩气水平井低成本钻井技术探讨

Discussion on Low-Cost Drilling Technologies of Normal Pressure Shale Gas in the Outer Margin of the Sichuan Basin

石油钻探技术. 2018, 46(6): 9–14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018127>

深层页岩气水平井多尺度裂缝压裂技术

Multi-Scale Hydraulic Fracturing of Horizontal Wells in Deep Shale Gas Plays

石油钻探技术. 2017, 45(6): 77–82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706014>

特低渗透油藏定面射孔压裂技术研究与应用

Research and Application of Fixed-Plane Perforating and Fracturing Technologies in Ultra-Low Permeability Reservoirs

石油钻探技术. 2019, 47(5): 104–109 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019088>

深层页岩气水力裂缝起裂与扩展试验及压裂优化设计

Hydraulic Fracture Initiation and Extending Tests in Deep Shale Gas Formations and Fracturing Design Optimization

石油钻探技术. 2020, 48(3): 70–76 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020060>

四川盆地长宁页岩气区块套管变形井施工参数优化分析

Analysis and Optimization of Construction Parameters for Preventing Casing Deformation in the Changning Shale Gas Block, Sichuan Basin

石油钻探技术. 2021, 49(1): 93–100 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020108>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2022011

引用格式: 周博成, 熊炜, 赖建林, 等. 武隆区块常压页岩气藏低成本压裂技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 80-85.

ZHOU Bocheng, XIONG Wei, LAI Jianlin, et al. Low-cost fracturing technology in normal-pressure shale gas reservoirs in Wulong Block [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 80-85.

武隆区块常压页岩气藏低成本压裂技术

周博成^{1,2}, 熊 炜², 赖建林², 房启龙²

(1. 中石化重庆页岩气有限公司, 重庆 408400; 2. 中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院, 江苏南京 210019)

摘 要: 武隆区块常压页岩储层能量低, 产量较低, 实现效益开发难度大, 为此, 开展了低成本压裂开发技术研究。在分析武隆区块压裂改造技术难点的基础上, 进行了诱导应力计算、压裂裂缝模拟和压裂费用对比, 优化了压裂段长、簇数和压裂施工参数, 优选了压裂材料和压裂设备, 形成了“短段长+单簇滑套+低黏滑溜水+低成本石英砂+高砂比连续加砂”的压裂施工工艺, 并在武隆区块 A 井进行现场试验。通过应用无限级滑套完井工艺和实时调整现场压裂参数, A 井压后产量与同平台“中等段长+密切割+全陶粒支撑剂”压裂井产量相当, 压裂成本降低 52.8%, 并实现了单井单日 8 段压裂施工。低成本压裂技术为武隆区块常压页岩气的效益开发提供了新的技术途径。

关键词: 常压页岩气; 水力压裂; 低成本开发; 压裂参数优化; 无限级滑套; 武隆区块

中图分类号: TE357.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)03-0080-06

Low-Cost Fracturing Technology in Normal-Pressure Shale Gas Reservoirs in Wulong Block

ZHOU Bocheng^{1,2}, XIONG Wei², LAI Jianlin², FANG Qilong²

(1. Sinopec Chongqing Shale Gas Co., Ltd., Chongqing, 408400, China; 2. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu, 210019, China)

Abstract: Normal-pressure shale reservoirs in Wulong Block have low energy and production, and suffer from difficulties in beneficial development. For this reason, a low-cost fracturing technology was studied for its development. Considering difficulties of fracturing stimulation in Wulong Block, induced stress calculation, fracture simulation, and fracturing cost comparisons were carried out. This allowed the fracturing stage length, number of clusters, and operation parameters to be optimized. Further, the fracturing materials and equipment were chosen. A new fracturing technology was thereby developed, involving a short fracturing stage length, a single-cluster sleeve, low-viscosity slick water, low-cost quartz sand, continuous sand addition at a high proppant concentration, which was then applied in the field test on Well A in Wulong Block. Through the application of the unlimited sliding sleeve completion and the real-time adjustment of on-site fracturing parameters, the production of Well A after fracturing was comparable to that of the fracturing well on the same platform with fracturing parameters of a medium fracturing stage length, tight cluster spacing, and ceramic proppants. In this study, the fracturing cost was reduced by 52.8%, and the fracturing performance sped up to 8 stages per day. The low-cost fracturing technology has provided technical reference for the beneficial development of normal-pressure shale gas in Wulong Block.

Key words: normal-pressure shale gas; hydraulic fracturing; low-cost development; fracturing parameter optimization; unlimited sliding sleeve; Wulong Block

位于渝东南地区的武隆区块为常压页岩气藏, 优质页岩厚度薄和孔隙度大等特点^[1-2], 开发难度大, 产量较低。虽然经过多年勘探开发, 我国已形

收稿日期: 2021-05-24; 改回日期: 2022-04-06。

作者简介: 周博成(1994—), 男, 江苏宜兴人, 2016年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业, 2019年获中国石油大学(北京)油气井工程专业硕士学位, 助理工程师, 主要从事非常规油气储层改造及岩石力学相关研究。E-mail: zhouboch@outlook.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“常压页岩气钻完井及配套工艺技术研究”(编号: P21087-5)资助。

成高效压裂施工参数设计、多尺度造缝技术、高密度缝网压裂和双暂堵压裂等一系列常压页岩气压裂技术^[3-6],并研制了配套的工具设备,如大通径桥塞、全溶桥塞、可开关滑套和全电动压裂泵等^[7-8],但单井产量依然不高,经济效益低,需要进一步降低压裂施工成本,以实现可持续效益开发。

为此,笔者在分析武隆区块地质概况及压裂改造技术难点的基础上,优化了压裂设计和施工关键参数,优选了压裂工具及设备,研究形成了武隆区块常压页岩气低成本压裂技术,现场试验取得了良好的压裂改造效果,大幅降低了压裂成本。

1 地质概况及压裂改造技术难点

1.1 地质概况

武隆区块位于四川盆地东南缘利川—武隆复向斜武隆向斜,储层垂深 2 500~4 000 m,压力系数 1.00~1.10,属于常压页岩气藏。区块构造复杂,页岩品质较高页岩略差,储层页理和笔石发育,为黑色纹层状富有机质硅质页岩。测井矿物分析①~⑤小层页岩段矿物以石英为主,含量为 39.3%~62.3%;黏土含量其次,含量为 16.6%~33.8%。储层整体脆性矿物含量较高,脆性指数为 0.65~0.83^[9]。

武隆区块地球物理化学指标及储层物性较好,岩心试验结果表明五峰组—龙马溪组一段①~⑤小层页岩层段总有机碳含量平均为 4.36%,脉冲孔隙度平均为 4.95%,渗透率平均为 0.034 mD;测井解释①~③小层弹性模量为 37~43 GPa,泊松比为 0.16~0.21。区块天然裂缝发育,岩心观察与成像测井资料分析结果表明,①、③、⑤小层水平缝与页理缝发育最好,④小层属于中等发育,①小层高角度裂缝十分发育。

1.2 压裂改造技术难点

1)武隆页岩气藏属于残留向斜型常压页岩气藏,优质页岩厚度 32~37 m,含气量大于 4.0 m³/t,游离气占比 53.6%~57.7%。但地层能量低,地层压力系数 1.00~1.10,初期产气量仅为 (3~4)×10⁴ m³/d,单井 EUR 较低,约为 0.6×10⁸ m³,与高压页岩气相比效益开发难度大,压裂极限投资相对较低。

2)武隆区块水平地应力差异大,两向水平应力差 14~20 MPa,差异系数 0.23~0.36。根据前人试验研究结果得知,水平地应力差异系数大于 0.25 更容易形成单一裂缝^[10-11],因此,武隆区块可压性较差,压裂形成复杂缝网的难度较大。

3)储层层理缝、高角度构造缝非常发育,压裂时容易在井筒附近产生较强的诱导效应^[12-13],造成井筒附近储层过度改造,而距井筒较远储层改造不充分,整体改造体积偏小,且主要集中在近井地带。

2 压裂改造技术对策

2.1 压裂段长及簇数优化

为了形成更复杂的裂缝网络和更大的压裂改造体积,目前普遍的做法是采用密切割体积压裂技术。在中长压裂段条件下,通过减小簇间距增强簇间应力干扰,降低簇间水平地应力差,从而形成更复杂的裂缝网络;但簇间距过小容易造成应力阴影,导致缝间干扰严重,中间簇压裂缝长较短甚至无法起裂^[14-16]。武隆区块前期压裂井 B 井压裂设计以 3 簇射孔为主,共 46 簇,簇间距平均为 22.80 m。产气剖面显示,该井有 14 簇射孔对于产量没有贡献,簇有效率仅为 69.6%。

武隆区块两向水平地应力差异大,假设缝内净压力为 7 MPa,泊松比为 0.23,计算水力裂缝产生的叠加诱导应力。计算结果表明,通过诱导应力减小的水平两向应力差远小于武隆区块水平地应力差(见图 1)。因此,采用密切割方式改善武隆区块两向水平应力差,以增大近井地带裂缝复杂程度的难度较大。

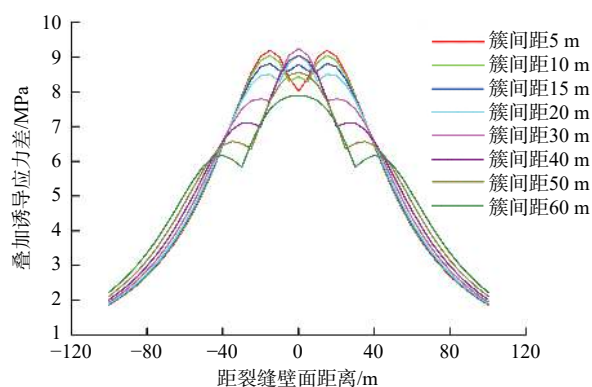


图 1 不同缝间距诱导应力分布

Fig.1 Induced stress distribution with different fracture spacing

前人研究表明,在短段长条件下,单簇压裂和多簇压裂对产能的影响非常小^[17-18]。研究确定从强改造单簇入手,增大单簇改造体积。通过减小段长,可以实现全井筒的精准改造。前期气田压裂停泵压力和最小水平主应力统计表明,单簇射孔缝内净压力较 3 簇射孔提高 4.0 MPa,较 4 簇射孔提高 4.2 MPa,

因此减少射孔簇数,能够有效提高缝内净压力。减少簇数、在相同排量下提高单簇缝内净压力,可以克服水平应力差,保证每一簇裂缝都能最大程度地延伸扩展,达到最大的改造体积。

减小压裂段长,可以实现精准压裂改造,但会导致压裂成本大幅度增加,达不到效益开发的目的。以段长 75 m 的压裂成本为基准,测算了压裂加砂量和液量相同条件下段长分别为 40, 50, 60 和 100 m 的无因次压裂成本。计算结果表明,随着段长增加,压裂成本逐渐降低(见图 2)。

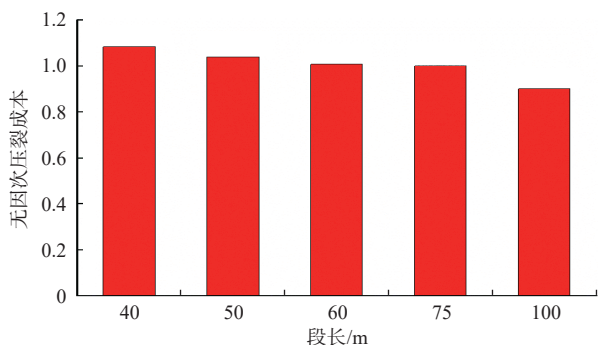


图 2 不同压裂段长下的无因次压裂成本(以段长 75 m 为基准)

Fig.2 Dimensionless fracturing cost for different fracturing stage lengths (based on a 75 m fracturing stage length)

前期武隆区块常压页岩气井试气生产数据表明,在压裂液量和加砂量规模相近的条件下,归一化无阻流量和平均日产气量与压裂段长相关性不明显(见表 1)。因此,为进一步论证该相关性,综合考虑诱导应力和压裂费用,优选压裂段长为 50~60 m,单段簇数为 1 簇。

表 1 武隆区块开发井生产数据

Table 1 Production data of development wells in Wulong Block

井号	平均段长/m	归一化无阻流量/ 10^4 m^3	日均产气量/ 10^4 m^3
X1	78	15.7	1.70
X2	96	9.2	1.68
X3	74	7.3	0.82

2.2 施工参数优化

为保证压裂形成最大的改造体积,以每段单簇射孔为例,模拟研究了不同压裂加砂量和液量下的缝长、缝高和平均缝宽,结果如图 3 所示。图 3 中,方案 1 为 $1\,500 \text{ m}^3$ 液量+ 80 m^3 砂量,方案 2 为 $1\,600 \text{ m}^3$ 液量+ 85 m^3 砂量,方案 3 为 $1\,700 \text{ m}^3$ 液量+ 85 m^3 砂量,方案 4 为 $1\,800 \text{ m}^3$ 液量+ 90 m^3 砂量,方案 5 为 $1\,900 \text{ m}^3$

液量+ 95 m^3 砂量。

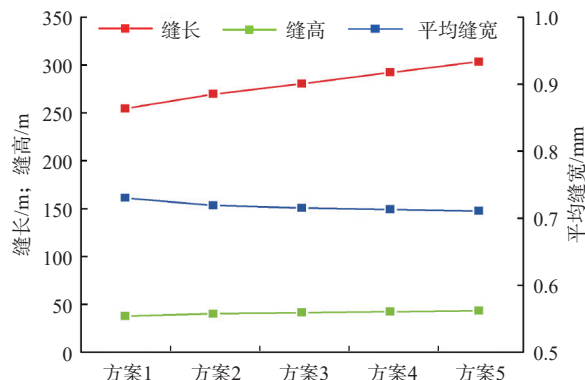


图 3 不同压裂方案的裂缝参数模拟结果

Fig.3 Fracture parameters simulated under different fracturing schemes

从图 3 可以看出,随着压裂液量增大,缝长和缝高随之增大,平均缝宽则呈下降趋势;当液量大于 $1\,600 \text{ m}^3$ 、加砂量大于 85 m^3 后,缝长和缝高的增加幅度呈明显的减缓趋势。这是因为,随着压裂液量增加,裂缝向上扩展至滤失量大的非优质页岩层位,液体效率逐渐降低。为了控制裂缝的向上扩展高度、并保证裂缝具有较大的支撑剂流动缝宽,综合考虑井网布置和砂液比,优选压裂施工参数为:液量 $1\,600 \text{ m}^3$,砂量 85 m^3 。

2.3 压裂材料优选

为了降低现场压裂作业时的施工压力,优选了高效减阻剂。该减阻剂的减阻率超过 75%,加量低时可作为减阻水,加量高时可作为胶液使用。同时,通过室内试验和现场试验优化了压裂液的配方,从原来的 4 种组分简化为 2 种组分。通过优选减阻剂和优化压裂液配方,每单位体积压裂液成本可降低 85%。

武隆区块水平地应力差较大,压裂施工中要使用较低黏度的压裂液,在保证主缝缝长的基础上提高开启页岩层理及天然裂缝的概率,促使形成支缝或者网状裂缝。同时,采用连续加砂模式,保证主缝中支撑剂均匀铺置,提高裂缝导流能力。页岩气产能主要由水力裂缝网络中的微裂缝提供^[19-20],因此增加小粒径支撑剂的使用量,以支撑微裂缝。根据气田其他区块的实践经验,小粒径支撑剂占比达到 1/3 时,能够获得较好的分级支撑效果,因此设计 70/140 目支撑剂使用比例约为 1/3。

支撑剂费用是压裂施工总费用的主要组成部分,也是最具有降本潜力的费用组成部分。陶粒强度高,能够在高闭合应力条件下保持较好的导流能

力,但成本比较高;石英砂强度低,裂缝闭合后破碎率高,支撑缝宽小,但成本较低。以全陶粒支撑剂的费用为基准,测算了单段加砂 85 m^3 的费用,结果如图 4 所示(图 4 中,支撑剂组合 1 为 70/140 目陶粒 27.0 m^3 +40/70 目陶粒 53.0 m^3 +30/50 目陶粒 5.0 m^3 ;组合 2 为 70/140 目陶粒 27.0 m^3 +40/70 目陶粒 26.5 m^3 +40/70 目石英砂 26.5 m^3 +30/50 目陶粒 5.0 m^3 ;组合 3 为 70/140 目陶粒 27.0 m^3 +40/70 目石英砂 53.0 m^3 +30/50 目陶粒 5.0 m^3 ;组合 4 为 70/140 目石英砂 27.0 m^3 +40/70 目陶粒 26.5 m^3 +40/70 目石英砂 26.5 m^3 +30/50 目陶粒 5.0 m^3 ;组合 5 为 70/140 目石英砂 27.0 m^3 +40/70 目石英砂 53.0 m^3 +30/50 目陶粒 5.0 m^3 ;组合 6 为 70/140 目石英砂 27.0 m^3 +40/70 目石英砂 53.0 m^3 +30/50 目石英砂 5.0 m^3)。

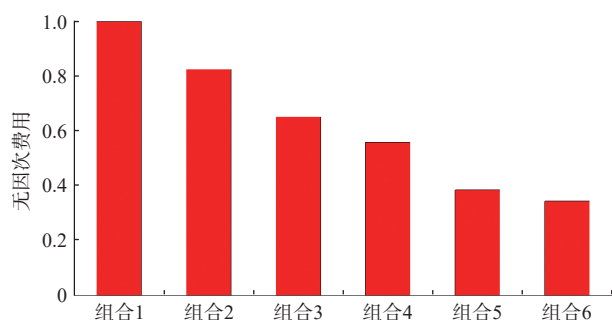


图 4 不同支撑剂组合的无量纲费用对比 (以全陶粒为基准)

Fig.4 Dimensionless cost comparison for different proppant combinations (based on ceramic)

从图 4 可以看出,随着石英砂比例增大,支撑剂费用下降明显。为了避免使用陶粒导致的压裂成本大幅增加,且提高石英砂的铺砂浓度可以获得与相同粒径陶粒相近的支撑效果^[21],主体支撑剂选用低成本石英砂,尾追 30/50 目陶粒进行缝口充填,确定支撑剂组合为 70/140 目石英砂 27.0 m^3 +40/70 目石英砂 53.0 m^3 +30/50 目陶粒 5.0 m^3 。

2.4 压裂设备选择

目前,压裂施工主要采用柴油压裂车机组进行施工。柴油压裂车单车功率较低,因此,现场施工时需要准备 16~20 台压裂车,施工成本较高。同时,传统压裂车能耗大,大气污染物排放量大,且压裂施工时噪音大。

电动压裂设备与柴油压裂车机组相比,具有能力更强、施工更稳定的特点,现场施工仅需配置 10 台电动压裂泵。全电动压裂设备相对于柴油压裂车机组,单段柴油使用量减少 14.5 t,大气污染物

总排放量降低 77%。电动压裂设备运行噪音基本能够满足工业生产对周围环境噪声的规定要求,且压裂施工费用更低,符合低成本高时效压裂的要求。据测算,相对于柴油压裂车机组,全电动压裂设备压裂施工成本能够降低 40% 以上^[8]。因此,武隆区块压裂施工优先选用电动压裂设备。

3 现场试验

常压页岩气藏低成本压裂技术在 A 井进行了现场试验。A 井是位于武隆向斜南翼的一口评价井,目的层为下志留统龙马溪组,水平井试气长度为 1 731 m,最大水平主应力方位为 NW355°。

依据精细改造的理念,A 井采用无限级滑套完井技术,此类滑套属于投球固井滑套,已在南川气田多口井成功试验^[22]。滑套在完井时随套管下入井筒,通过固井水泥与地层固结,压裂时投入夹筒和可溶压裂球打开滑套并分隔上一压裂段,相当于射孔桥塞分段中的“一段一簇”射孔效果。该井设计压裂 31 段,其中趾端滑套 1 段,无限级滑套 28 段,常规射孔 2 段,平均段长 55.80 m,其中常规射孔段每段射孔 6 簇。

A 井压裂 31 段,用液量共 $53\,662.8 \text{ m}^3$,其中盐酸 453.3 m^3 ,胶液 625.0 m^3 ,滑溜水 $52\,584.5 \text{ m}^3$ 。支撑剂用量 $2\,852.4 \text{ m}^3$,其中 70/140 目石英砂 $1\,111.1 \text{ m}^3$,40/70 目石英砂 $1\,574.3 \text{ m}^3$,30/50 目陶粒 167.0 m^3 。压裂施工时,通过及时调整施工参数及泵注程序,缩短了单段压裂时间,提高了压裂时效。现场施工优化调整措施包括以下几个方面:

1) 减少前置酸液用量。根据前 5 段压裂施工经验,造成起裂压力偏高的原因主要为近井筒的地层污染,适当减少前置酸液用量对起裂压力降低幅度影响不明显。

2) 快提排量,大排量持续施工。大排量施工不仅能保持较高的缝内净压力,维持裂缝的持续扩展,而且能够显著缩短压裂施工时间。

3) 高砂比连续加砂。提高连续加砂砂比能够让裂缝具有较大的支撑缝宽,不易闭合,且能缩短压裂施工时间。

4) 顶替时使用 20 m^3 胶液。高砂比连续加砂会导致井筒积砂严重,为保障下一段夹筒顺利打开滑套,在每一段施工结束顶替时泵入 20 m^3 高黏度胶液,携带井筒积砂进入地层。该井的典型压裂施工曲线如图 5 所示。

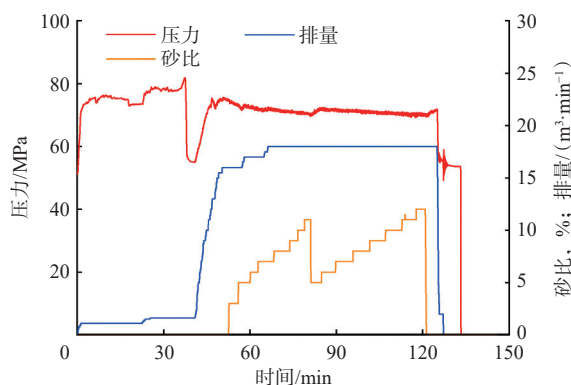


图5 A井典型压裂曲线

Fig.5 Typical fracturing curve of Well A

通过以上针对性优化,利用滑套压裂施工无需泵送射孔的特点,A井创造了单井单机组单日压裂8段的纪录。

该井压裂后用 $\phi 10.0$ mm油嘴放喷求产,稳定产气量 3.23×10^4 m³/d,与同平台B井产气量相当。B井采用中等段长、2~4簇射孔和全陶粒支撑剂(70/140目陶粒占比17%,40/70目陶粒占比69%)的压裂模式,单段用量1 803.0~2 286.4 m³,单段加砂量41.5~91.4 m³。A井目前的试采特征与B井基本一致;且在累计产气量相同的条件下,返排率约为B井的1/2,表现出更好的产气潜力(见图6)。

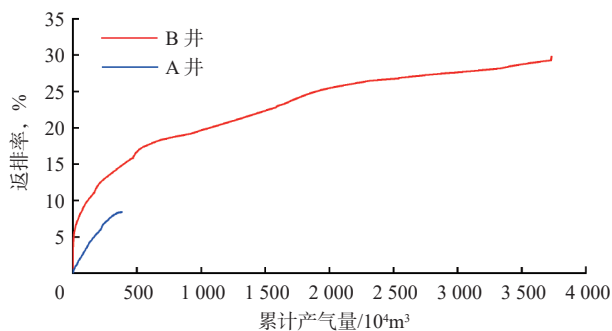


图6 累计产气量和返排率关系曲线

Fig.6 Relationship between cumulative gas production and flowback rate

对比A井和B井生产120 d的气液比可知,A井气液比表现与B井的自喷生产特征相似(见图7)。同时,计算了包括压裂施工工程费用、压裂材料费用、桥塞射孔费用、无限级滑套费用及连续油管钻磨桥塞费用在内的总成本,单井压裂成本控制在了1 500万元以内,较B井降低52.8%。

4 结论与建议

1)武隆区块常压页岩储层水平地应力差异大,

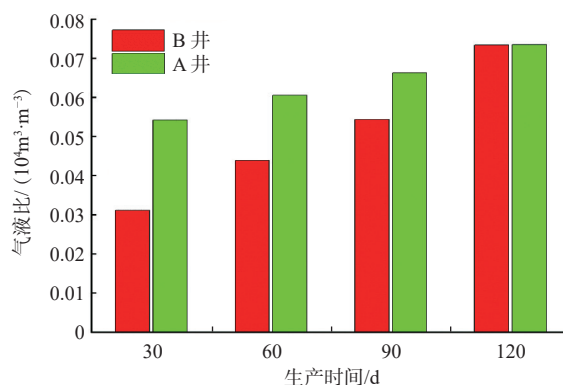


图7 A井和B井不同生产时间下的气液比

Fig.7 Comparison of gas-to-liquid ratio at different time between Well A and Well B

可以采用短段长、长簇间距的方式提高缝内净压力,减小小应力影响,增加单簇裂缝改造体积,实现全井精细改造。

2)通过采取提高压裂泵注砂比、增加单位长度加砂量和连续加砂等措施,能够保证石英砂在裂缝中形成均匀铺砂剖面,提高裂缝导流能力,是实现砂代陶、低成本压裂施工的关键措施。

3)采用“短段长+单簇滑套+低黏滑溜水+低成本石英砂+高砂比连续加砂”的压裂模式,在武隆区块常压页岩储层能够获得“中等段长+密切割+全陶粒支撑剂”压裂模式相似的改造效果,且压裂成本大幅降低。

4)需要进一步研究针对常压页岩气藏的降本增效压裂技术及施工工艺,实现常压页岩气效益开发。

参考文献

References

- [1] 聂海宽,汪虎,何治亮,等.常压页岩气形成机制、分布规律及勘探前景:以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J].石油学报,2019,40(2):131-143.
NIE Haikuan, WANG Hu, HE Zhiliang, et al. Formation mechanism, distribution and exploration prospect of normal pressure shale gas reservoir: a case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(2): 131-143.
- [2] 彭勇民,龙胜祥,何希鹏,等.彭水地区常压页岩气储层特征及有利区评价[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):12-19.
PENG Yongmin, LONG Shengxiang, HE Xipeng, et al. Characteristics of normal-pressure shale gas reservoirs and evaluation of its favorable areas in Pengshui[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 12-19.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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 & Completion Fluid*, 2020, 37(3): 377–383.
- [6] 夏海帮. 页岩气井双暂堵压裂技术研究与现场试验[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 90–96.
- XIA Haibang. The research and field testing of dual temporary plugging fracturing technology for shale gas wells[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 90–96.
- [7] 路保平. 中国石化石油工程技术新进展与发展建议[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(1): 1–10.
- LU Baoping. New progress and development proposals of Sinopec's petroleum engineering technologies[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(1): 1–10.
- [8] 杨怀成, 夏苏疆, 高启国, 等. 常压页岩气全电动压裂装备及技术示范应用效果分析[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 348–355.
- YANG Huaicheng, XIA Sujiang, GAO Qiguo, et al. Application effect of full-electric fracturing equipment and technology for normal pressure shale gas[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 348–355.
- [9] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩脆性的室内评价方法及改进[J]. *岩石力学与工程学报*, 2012, 31(8): 1680–1685.
- LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Indoor evaluation method for shale brittleness and improvement[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2012, 31(8): 1680–1685.
- [10] GUO Tiankui, ZHANG Shicheng, QU Zhanqing, et al. Experimental study of hydraulic fracturing for shale by stimulated reservoir volume[J]. *Fuel*, 2014, 128: 373–380.
- [11] TAN Peng, JIN Yan, HAN Ke, et al. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation[J]. *Fuel*, 2017, 206: 482–493.
- [12] FISHER M K, WRIGHT C A, DAVIDSON B M, et al. Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations in the Barnett Shale[R]. SPE 77441, 2002.
- [13] GALE J F W, REED R M, HOLDER J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 603–622.
- [14] CHENG Y. Impacts of the number of perforation clusters and cluster spacing on production performance of horizontal shale-gas wells[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2012, 15(1): 31–40.
- [15] 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 fracturing for horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(1): 74–79.
- [16] 李勇明, 陈曦宇, 赵金洲, 等. 水平井分段多簇压裂缝间干扰研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 38(1): 76–83.
- LI Yongming, CHEN Xiyu, ZHAO Jinzhou, et al. The effects of crack interaction in multi-stage horizontal fracturing[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2016, 38(1): 76–83.
- [17] FERGUSON K, THOMAS C, WELLHOEFER B, et al. Cementing sleeve fracture completion in eagle ford shale will forever change the delivery of hydraulic fracturing[R]. SPE 158490, 2012.
- [18] STEGENT N A, FERGUSON K, SPENCER J. Comparison of fracture valves vs. plug-and-perforation completion in the oil segment of the eagle ford shale: a case study[J]. *SPE Production & Operations*, 2013, 28(2): 201–209.
- [19] CIPOLLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design[J]. *SPE Production & Operations*, 2010, 25(4): 438–452.
- [20] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术: 内涵、优化设计与实现[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(3): 352–358.
- WU Qi, XU Yun, WANG Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: connotation, optimization design and implementation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(3): 352–358.
- [21] FREDD C N, MCCONNELL S B, BONEY C L, et al. Experimental study of fracture conductivity for water-fracturing and conventional fracturing applications[J]. *SPE Journal*, 2001, 6(3): 288–298.
- [22] 夏海帮, 包凯, 王睿. 页岩气井用新型无限级全通径滑套压裂技术先导试验[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 390–394.
- XIA Haibang, BAO Kai, WANG Rui. Pilot test of new infinite stage and full-bore sliding sleeve fracturing technology in shale gas wells[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 390–394.

[编辑 滕春鸣]