

引用格式:胡俊杰,卢聪,郭建春,等.深层页岩气纤维压裂及纤维暂堵技术研究与应用[J].油气藏评价与开发,2025,15(3):515-521.
HU Junjie, LU Cong, GUO Jianchun, et al. Research and application of fiber fracturing and fiber temporary plugging technology for deep shale gas [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 515-521.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.03.019

深层页岩气纤维压裂及纤维暂堵技术研究与应用

胡俊杰^{1,2,3}, 卢聪¹, 郭建春¹, 曾波^{2,3}, 郭兴午^{2,3}, 马莅^{2,3}, 孙玉铎^{2,3}

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川成都610500;2.中国石油西南油气田公司页岩气研究院,四川成都610056;3.页岩气评价与开采四川省重点实验室,四川成都610056)

摘要:随着目前技术的发展,纤维的作用不仅仅在于其防止支撑剂回流方面,而更在于加砂压裂中的携砂作用,以及封堵、优化裂缝形态等方面的作用,即纤维网络加砂压裂技术。针对纤维携砂和纤维暂堵技术,可有效解决现今深层页岩气面临的支撑剂近井堆积和暂堵有效性不足等问题,提升体积压裂改造效果。为此,以四川盆地南部深层页岩气区块为研究工区,开展纤维携砂、纤维暂堵机理研究和室内物模实验,实现对纤维材料优选及性能评价,然后根据工区区域地质和工程特征,通过压裂软件进行模拟计算,确定深层页岩气水力裂缝宽度,形成现场试验方案设计,最后对试验井的压裂施工、返排、封堵及压裂效果进行跟踪评价。研究表明:纤维具有较好的辅助携砂和柔性架桥的能力,通过对纤维材料分子结构进行改性,并加入一定量的结构稳定剂,可形成不连续的团簇状支撑,大幅度提高支撑剂的铺置效果及导流能力。根据缝宽模拟计算,深层页岩气水力裂缝宽度介于2~5 mm,结合裂缝宽度、支撑剂粒径、砂比组合优选纤维类型,可实现裂缝全支撑。相比常规压裂工艺井,加注了改性纤维+结构稳定剂的纤维携砂工艺试验井取得了较好的增产及防砂效果。纤维可用于缝内暂堵,施工过程中压力响应明显,易造成后续施工压力过高导致加砂困难,优化加注时机有利于后续整体加砂施工。另外,纤维还可用于解决深层页岩气井间压窜问题,通过强化缝口暂堵、封堵天然裂缝,防止水力裂缝沟通远端天然裂缝造成进一步窜通。该研究基于四川盆地南部深层页岩储层特征,形成了一套适用于深层页岩气的纤维材料性能指标,包括纤维的长度、稳定性、配伍性、降解率等,提出了“进、远、高、防”四位一体的纤维加注工艺及设计方法,为今后页岩气效益开发、技术优化和压裂工艺调整提供了有力支撑。

关键词:深层页岩气;工程技术;低渗透气藏;纤维;体积压裂;封堵;压裂效果评价;现场应用

中图分类号:TE377

文献标识码:A

Research and application of fiber fracturing and fiber temporary plugging technology for deep shale gas

HU Junjie^{1,2,3}, LU Cong¹, GUO Jianchun¹, ZENG Bo^{2,3}, GUO Xingwu^{2,3}, MA Li^{2,3}, SUN Yudu^{2,3}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610056, China; 3. Shale Gas Evaluation and Exploitation Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu, Sichuan 610056, China)

Abstract: With technological advancements, fibers now serve roles beyond proppant backflow prevention, including proppant transport, plugging, fracture morphology optimization, and other aspects, namely, fiber-network proppant fracturing technology. The fiber-based proppant transport and fiber temporary plugging technologies can effectively address issues currently faced by deep shale gas, such as proppant near-wellbore accumulation and insufficient temporary plugging effectiveness, thereby improving the effectiveness of volumetric fracturing stimulation. To this end, the study was conducted in a deep shale gas block in the southern Sichuan Basin, investigating fiber-based proppant transport and fiber temporary plugging mechanisms, as well as laboratory physical simulations to optimize and evaluate the performance of fiber materials. Based on the regional geological and engineering characteristics of the study area, fracturing software simulations were carried out to determine the hydraulic fracture width for deep shale gas. A field test plan was then developed, and the

收稿日期:2024-11-05。

第一作者简介:胡俊杰(1992—),男,在读博士研究生,工程师,主要从事油气藏增产改造理论与技术的研究。地址:四川省成都市成华区建设北路一段83号,邮政编码:610056。E-mail:hujunjie127@petrochina.com.cn

通信作者简介:卢聪(1983—),男,博士,教授,从事油气藏增产改造理论与技术的教学研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:lucong@swpu.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金项目“深层页岩压裂人工干预转向多裂缝动态扩展机制”(52374044);四川省科技计划项目“页岩气暂堵转向压裂颗粒运动机理与裂缝扩展机制”(2023JDRC0008);中国石油天然气股份有限公司科技专项“非常规储层改造关键技术研究—页岩气复杂防控及高效压裂技术与试验”(2023ZZ28YJ05)。

fracturing construction, flowback, plugging, and fracturing effectiveness of the test wells were monitored and evaluated. The research results indicated that fibers had strong proppant transport assistance and flexible bridging capabilities. By modifying the molecular structure of fiber materials and adding a certain amount of structural stabilizers, discontinuous cluster-like support structures can be formed, significantly enhancing the placement effect and conductivity of proppants. Based on fracture width simulation calculations, the hydraulic fracture width for deep shale gas is between 2 to 5 mm. By optimizing fiber types based on fracture width, proppant grain size, and concentration, full support of fractures can be achieved. Compared to conventional fracturing wells, the test wells with modified fiber + structural stabilizer for sand-carrying fracturing exhibited better production increase and proppant flowback prevention. Fibers can be used for temporary in-fracture plugging. During the construction process, the pressure response is evident, which may lead to excessively high pressure during subsequent operations, making proppant addition difficult. Optimizing the timing of fiber injection is beneficial for the subsequent overall sand addition process. Additionally, fibers can also be used to address the inter-well gas migration issue in deep shale gas wells by strengthening the temporary plugging of fracture openings and sealing natural fractures, thereby preventing further communication between hydraulic fractures and distant natural fractures. The study, based on the characteristics of deep shale reservoirs in the southern Sichuan Basin, has developed a set of performance indicators for fiber materials suitable for deep shale gas, including fiber length, stability, compatibility, and degradation rate. It also proposes a four-in-one fiber injection process and design method, focusing on "entry, distance, height, and prevention". It provides strong support for the future economic development, technology optimization, and fracturing process adjustments of shale gas.

Keywords: deep shale gas; engineering technology; low permeability gas reservoir; fiber; volumetric fracturing; plugging; fracturing effectiveness evaluation; field application

目前,四川盆地南部(以下简称川南)深层页岩气体积压裂技术主体采用高强度加砂工艺,排量高、加注速度快,容易造成支撑剂近井堆积等问题,导致气井估算的最终可采储量(Estimated Ultimate Recovery, 简称EUR)提升不明显^[1-3],所以需要结合缝宽进行支撑剂组合,并优化液体及配套工艺来实现有效输送、铺置。纤维不仅可以防砂,还可以与滑溜水结合,形成纤维滑溜水网状结构,辅助低黏滑溜水携带支撑剂。另外,纤维具有架桥能力,能够聚拢暂堵剂,使其成为团状体一起运移至封堵位置,提高多簇进液的均匀性和封堵效率。同时,相对于纯砂,纤维和支撑剂形成了团簇支撑,构建出渗流优势通道,以及支撑面积和体积增加,可降低支撑剂用量、承压级别和粒径需求,实现降低成本的目的。

最早部分学者分析了纤维质量分数对悬浮液黏度的影响,发现纤维在悬浮液中会形成瞬态的网络结构。在剪切的过程中,纤维会发生取向,随着剪切速率的增大,纤维瞬态网络结构遭到破坏且纤维取向趋于平衡,从而出现局部的剪切稀释,最终黏度区域平稳的现象。因此,纤维被广泛应用于压裂中防止支撑剂回流^[4-5]。随后,一些学者利用数值模拟考虑了纤维之间的机械作用所产生的摩擦阻碍对悬浮液的阻碍作用,发现纤维对颗粒沉降起着重要的阻碍作用,所以后期开展了实验评价纤维在压裂液中对降低支撑剂的沉降作用,结果显示纤维的注入可使支撑剂沉降速度明显下降^[6-7]。根据DENNEY^[8]提出的高速通道压裂技术理论,后期部分学者运用平板裂缝模型研究了压裂液黏度、支撑剂质量浓度、纤维质量分数、排量等因素对通道率的影响^[9];LYU等^[10]对纤维压裂液进行了静态携砂和动态携砂实验,证实了纤维和支撑

剂在复杂缝网通道中的稳定性,且可降解纤维作为增黏剂应用于非常规压裂作业中,保证了支撑剂的有效铺置;但受到压裂用纤维性能和纤维添加技术的限制,同时也对纤维加量、长度、压裂液黏度、砂比、现场自动化加注设备等进行了研究^[11-13],提出了一系列优化措施,证实了纤维滑溜水携砂可保证支撑剂输送距离和稳产能力,是页岩气井增产的有效手段。另外,针对渗透率差异较大或天然裂缝发育的油气藏,许多学者对纤维的封堵机理、纤维的性能,以及纤维在裂缝内的封堵表现等开展了研究^[14-17]。刘颖等^[18]建立了水力裂缝内封堵的可视化实验系统,对纤维与颗粒在宽为5 mm裂缝内的封堵过程中进行了直接观测,发现纤维由于具有良好的架桥、充填、嵌入、渗滤和拉结作用,可有效控制滤失,通过人工裂缝转向,实现储层的充分动用。此外,针对川南深层页岩气井井间压窜现象频发的问题,纤维也常常作用于防压窜工艺,通过强化缝口暂堵,封堵天然裂缝,达到防止井间进一步窜通的目的^[19-20]。

近几年,国外部分大型油服公司比如斯伦贝谢已经完全掌握了纤维压裂液携砂压裂技术,并在东德克萨斯州、墨西哥、俄罗斯西伯利亚投入商业化的现场应用。中国在纤维加砂机理研究、纤维性能改进、纤维添加泵的研制等方面取得了长足的进展。常用纤维材质主要有聚酯纤维、碳纤维、陶瓷纤维、玻璃纤维等,其中聚酯纤维综合性能最佳,满足现场作业需求^[21]。目前,纤维压裂已经在西南地区、大庆油田、新疆克拉玛依等地开展了现场试验,无论是前置砂塞拌注纤维,还是全程纤维携砂压裂,均取得了良好的试验效果。

该研究以川南页岩气区块为研究工区,对纤维压裂

及纤维暂堵材料进行优选,结合川南页岩气区块地质和工程特征进行分析,对加注工艺、制度设计、配套设备等提出相关建议,同时对压裂施工、返排和压裂效果实现跟踪评价。综合纤维的辅助携砂和柔性架桥能力,配套专用体积压裂纤维加注设备,解决了页岩气压裂支撑剂近井堆积和暂堵有效性不足的问题,有效增加了支撑剂运移距离,提高了支撑剂铺置高度,成为现阶段探索川南深层页岩气高效低成本压裂的路径之一。

1 纤维压裂及纤维暂堵机理

从压裂用纤维机理研究来看,在水力压裂施工过程中,纤维类似给支撑剂装上一顶“滑翔伞”,这改变了支撑剂在沉降过程中的受力分布,使其受到的力更加复杂和多样化。如图1所示,常规支撑剂在沉降过程中主要受到重力、浮力和滑溜水的曳力影响。重力是支撑剂下沉的主要力量,而滑溜水的曳力则起到了减缓支撑剂下沉的作用。然而,当加入纤维和纤维结构稳定剂后,情况发生了变化,除了原有的重力、浮力和曳力外,支撑剂还受到了纤维的牵引力,这种牵引力可能是由于纤维和纤维结构稳定剂对支撑剂的吸附或黏附作用产生的。这种复杂的受力分布使得支撑剂在沉降过程中更不容易沉降,或者在某些条件下更容易悬浮在滑溜水中。

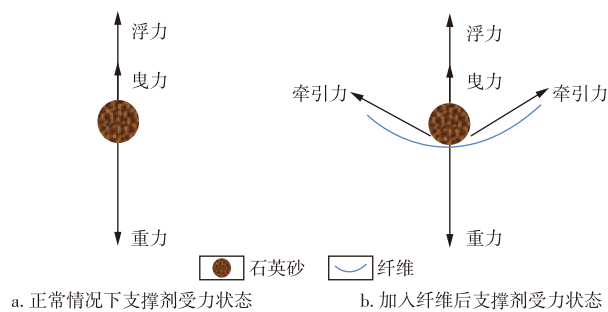


图1 支撑剂沉降机理示意图

Fig. 1 Diagram of proppant settling mechanism

当支撑剂体积较小时,它受到的浮力也相对较小。这意味着在流动过程中,小体积的支撑剂更容易沉降。这是因为支撑剂的重量大于它所受到的浮力,导致它下沉。支撑剂受到的浮力与体积的关系公式可表示为:

$$F_f = \rho g V \quad (1)$$

式中: F_f 为支撑剂受到的浮力,单位N; ρ 为流体密度,单位 kg/m^3 ; g 为重力加速度,单位 m/s^2 ; V 为支撑剂体积,单位 m^3 。

单独的支撑剂在流体中的截面积较小,因此受到的曳力也相对较小。这意味着支撑剂不容易被流体携带。然而,当加入纤维与纤维结构稳定剂后,支撑剂的截面积增加,从而增加了它受到的曳力。这种增加的曳力使得

支撑剂更容易被流体携带进裂缝深处。其中,支撑剂受到的曳力可通过式(2)计算:

$$F_y = \frac{1}{2} \rho v^2 A C_d \quad (2)$$

式中: F_y 为支撑剂受到的曳力,单位N; v 为支撑剂相对于流体的流动速度,单位 m/s ; A 为支撑剂截面积,单位 m^2 ; C_d 为阻力系数。

通过增加支撑剂的相对截面积和浮力,纤维与纤维结构稳定剂在压裂过程中起到了关键作用。它们使支撑剂更加容易被流体携带,从而有助于提高压裂作业的效果和效率。

从暂堵用纤维机理研究来看,暂堵纤维+暂堵剂形成团状体,可以降低对泵送液体黏度、排量等参数的要求,同时能够协同暂堵剂到达缝口,避免暂堵剂在井筒中沉积。这种团状体形成的机制可以归因于纤维的桥接和支撑作用,能够将暂堵剂颗粒聚集在一起,形成1种具有一定强度和形状的暂堵结构(图2)。

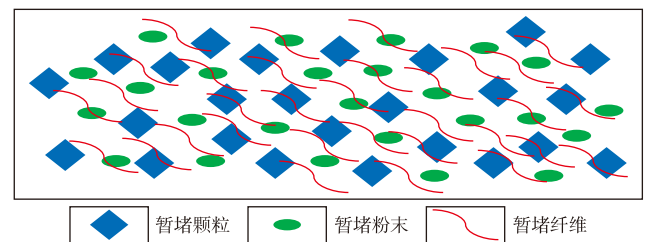


图2 纤维复合暂堵示意图

Fig. 2 Diagram of fiber composite temporary plugging

2 纤维材料优选

在纤维压裂液中,由于纤维的加入使其具有常规压裂液无法具有的优越性能,因此选择合理的纤维对配制满足工艺要求的均匀稳定的纤维压裂液具有重要的影响。在配制纤维压裂液过程中,要求纤维与压裂液混合性好,与支撑剂形成较好的空间网络状结构,与储层配伍性好以及在各种作业液中的稳定性好。

为此开展了室内实验,收集6种不同材质的纤维,分别称取5g。常温下,在6种纤维中分别加入100 mL清水和100 mL低黏滑溜水(黏度 $3 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)中,并搅拌3 min。停止搅拌后,观察到2种纤维在清水和低黏滑溜水中的分散情况较好,对其进一步进行悬砂性实验。以100 mL低黏滑溜水作为实验液体,称取30 g粒径为 $106\sim 212 \mu\text{m}$ 的石英砂,依次加入支撑剂和纤维,搅拌3 min后,立即观察并记录支撑剂在液体中的静态沉降时间。实验结果显示:使用其中一种纤维时,加0.5%纤维支撑剂完全沉降速度比不加纤维降低28.6%,使用另外一种纤维时,支撑剂的沉降速度降低61.5%以上,表明这种纤维在静态携

砂性能上表现更为优异,因此优选为携砂纤维。随后,为进一步验证该纤维在地层中的热稳定性,在清水中加入0.5%纤维,装入高温耐压瓶中,置于120℃水浴锅中,48 h后整体结构不发生改变,溶解率2.3%,表明该纤维热稳定性较好。

另外,从纤维材料分子结构设计角度出发,通过化学反应在纤维材料的分子表面引入了特定的长链基团,这些长链基团能够改变纤维表面的带电性,从而对纤维的分散性和支撑剂铺置效果产生积极影响。改性前的纤维表面较为光滑,改性后的纤维表面变得更加粗糙,使得纤维具有更强的“捕获”支撑剂能力。如图3所示,相同砂比下,配置滑溜水溶液中改性前的纤维支撑剂铺置高度为24 mL,而改性后的纤维支撑剂铺置高度为32 mL,同时还能够保持均匀分散的状态,进一步证明了表面接枝改性技术在改善纤维分散性和支撑剂铺置方面的有效性。

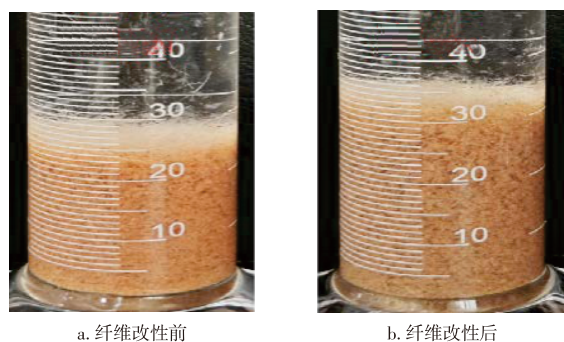


图3 纤维改性前后支撑剂分散情况和铺置高度

Fig. 3 Proppant dispersion and placement height before and after fiber modification

常规滑溜水中,纤维较易逸出,可能导致纤维在压裂液使用效率降低,从而影响压裂效果。为解决纤维在滑溜水中逸出率高的问题,还需要加入一定量石墨烯纳米材料的结构稳定剂,增加纤维与滑溜水之间的相互作用力,从而减少纤维的逸出率。配置3份100 mL低黏滑溜水(黏度3 mPa·s),分别加入15%粒径为106~212 μm的石英砂、15%粒径为106~212 μm的石英砂+0.5%纤维、15%粒径为106~212 μm的石英砂+0.5%纤维+0.3%稳定剂,搅拌均匀后,倒入平板模型(缝宽×缝长×缝高为0.5 cm×10 cm×30 cm)中观察支撑剂的铺置高度。实验结果显示:加入结构稳定剂后,粒径为106~212 μm的石英砂的铺置效果提升了200%,纤维的逸出率降低了90%(图4)。对于粒径为212~425 μm的陶粒,加入结构稳定剂后,其铺置效果提升了80%,纤维的逸出率降低了80%。

对于暂堵用纤维,开展溶解性和携带性能测试。取不同纤维各1 g放入100 mL清水中,将混合物置于90℃水浴锅中,48 h后选用具有良好溶解性、无残渣的纤维。随后,准备可视化装置,包括摄像机和荧光染料等,

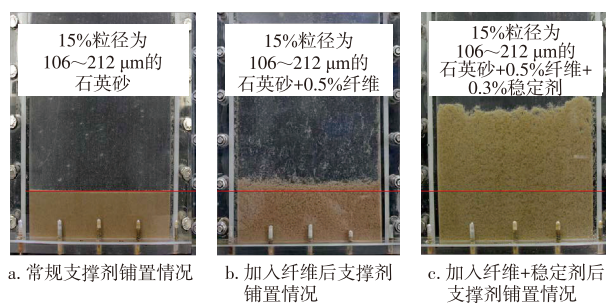


图4 加入纤维、纤维+稳定剂前后支撑剂高度对比

Fig. 4 Comparison of proppant placement height before and after addition of fiber and fiber+stabilizer

在水平管段中分别注入单一暂堵剂和纤维复合暂堵材料,通过摄像机观察并记录暂堵材料在黏度分别为3 mPa·s和5 mPa·s压裂液中的运移情况。实验结果表明:单一暂堵剂主要集中在井筒底部运移,而纤维复合暂堵材料则能够整体运移,并且在井筒中均匀分散。

3 纤维加注方案设计

川南深层页岩气纤维携砂加注方案,主要从“进、远、高、防”等方面设计高效铺置工艺:①进:建立油藏地质模型,模拟缝宽变化,优化加注时机,根据缝宽、支撑剂粒径、砂比组合优选纤维类型,实现毫米级裂缝全支撑;②远、高:根据不同缝宽沉降时间,通过缝宽时间和堆积高度等优选纤维及结构稳定剂的加量,增加支撑剂输送距离和铺置高度,提高导流能力;③防:根据缝宽、配产等优化各类型支撑剂末端纤维加注比例,降低支撑剂回流^[22-24]。

利用川南深层页岩气L76平台井的主体段压裂设计参数(表1),通过压裂软件Kinetix进行模拟计算,如图5所示,确定深层页岩气人工裂缝宽度介于2~5 mm。结合缝宽模拟成果,当液体施工规模达到200~300 m³,裂缝宽度趋于稳定,可以开始加注纤维。在裂缝扩展初期,2 mm缝宽的裂缝中3 mm纤维更容易进入,因此在施工前、中期采用3 mm纤维,施工后期5 mm缝宽裂缝采用6 mm纤维,能够实现裂缝的有效支撑。另外,室内实验

表1 川南泸州区块L76平台井地质和工程参数

Table 1 Geological and engineering parameters of L76 platform well in Luzhou block, southern Sichuan Basin

模型参数	数值	模型参数	数值
孔隙度/%	4.3	杨氏模量/GPa	42.7
地层压力/MPa	77.5	加砂强度/(t/m)	3
垂向应力/MPa	98.8	含气量/(m ³ /t)	6.7
射孔簇数/簇	6	最大主应力/MPa	104.2
渗透率/10 ⁻³ μm ²	0.000 2	泊松比	0.2
最小主应力/MPa	90.5	用液强度/(m ³ /m)	30

结果显示:施工期间纤维加注质量分数从0.2%提高至0.3%,稳定剂加注质量分数由0.3%提升至0.4%,可以有效提升支撑剂的铺置效果,而且在粒径为106~212 μm 的石英砂最后一个阶段,纤维质量分数增加至0.4%,压后出砂可以得到有效改善。

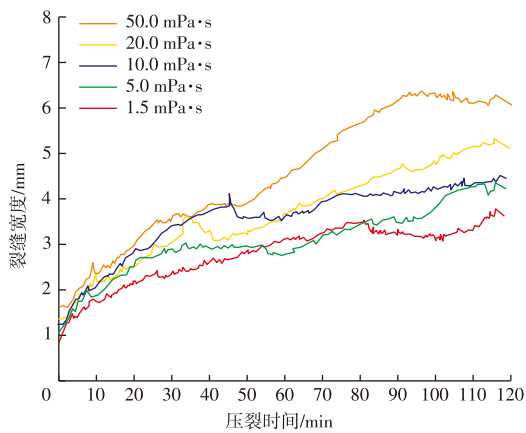


图5 不同液体黏度下川南深层页岩气缝宽扩展趋势
Fig. 5 Fracture width expansion trends under different fluid viscosities in deep shale gas reservoirs, southern Sichuan Basin

结合深层页岩气缝宽模拟结果,对于5 mm和2 mm缝宽裂缝,根据加注不同比例的暂堵颗粒、粉末和暂堵纤维,通过暂堵承压模拟装置开展缝口和缝内纤维暂堵承压能力评价实验。根据承压能力测试结果显示:单一暂堵颗粒、粉末和暂堵纤维承压能力不高,介于2.0~5.9 MPa。采用颗粒+粉末复合暂堵,大颗粒架桥、粉末充填可提高承压效果,最高达9.6 MPa。加入暂堵纤维后,承压能力进一步提高,压力大于20 MPa。当纤维质量分数提升至0.5%,承压能力上升速率相差不大,说明增加纤维质量分数对承压能力贡献较小。另外,结合川南深层泸州区块L76平台井地质和工程参数(表1),以改造储层体积(Stimulated Reservoir Volume, 简称SRV)最大化为原则,总砂量1/2与2/3时进行纤维复合暂堵,如图6所示,纤维暂堵后裂缝转向明显,且各簇裂缝均衡扩展,缝网体积达到最大值。

综上所述,针对川南深层页岩储层的特点,通过裂缝模拟与室内评价实验优选纤维材料及加注工艺,形成了以下性能指标:纤维长度3~6 mm为宜,以满足压裂工艺对尺寸的基本需求;其稳定性要求包括常温水中浸泡12 h后水相保持无色、无浑浊,同时在120 $^{\circ}\text{C}$ 高温环境下持续48 h仍能维持性能稳定;配伍性方面需确保与压裂液体系充分相溶,不影响交联与破胶性能,且能均匀分散避免局部聚集;降解率则需在温度不低于90 $^{\circ}\text{C}$ 、纤维质量分数为0.5%的滑溜水中,96 h内降解率达到80%以上,并保证实验室模拟承压条件下纤维的承压能力不低

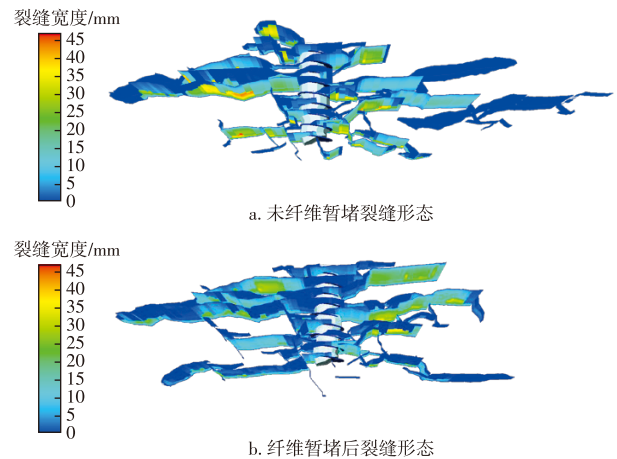


图6 纤维暂堵前后人工裂缝形态

Fig. 6 Morphology of artificial fractures before and after fiber-based temporary plugging

于20 MPa,从而兼顾裂缝有效支撑与后期可控降解,该系列指标的优化验证为川南深层页岩储层的高效开发提供了关键技术支持。

4 现场应用情况

选取川南深层泸州区块地质条件相当的L76平台同半支4口井开展对比试验(表2),主体采用低黏滑溜水体系,支撑剂选用粒径为106~212 μm 的石英砂+粒径为212~425 μm 的陶粒支撑剂组合,其中粒径为106~212 μm 的石英砂占比70%,主体施工排量介于18~20 m^3/min ,控制施工压力为120 MPa以下,采用连续加砂方式。其中L76-3井、L76-4井采用纤维携砂工艺,加砂阶段分别拌注3、6 mm纤维,纤维质量分数介于0.3%~0.5%,提高支撑剂铺置效果以及减少支撑剂回流。施工过程中,纤维加注易使施工压力偏高,特别是暂堵转向后压力过高,持续加注纤维易造成加砂困难,现场不得不降低纤维质量分数或停止纤维加注,导致纤维加量不足。施工后期,发现延迟纤维加注时机有利于后续整体加砂施工。此外,L76-3井同时采用纤维暂堵工艺,设计主体簇数6簇、孔密16孔/m、孔数48孔。在设计总砂量1/2与2/3时进行纤维复合暂堵,纤维质量分数1%+暂堵剂(100~200 kg)。现场应用结果显示:暂堵到位后平均施工压力约3.5 MPa,且部分段缝内暂堵效果明显,特别是施工后期造成压力过高,容易影响后续加砂。后期生产结果显示:L76-1井、L76-2井、L76-3井这3口井的压裂长度、龙马溪组龙一段1+2小层的钻遇率、生产时间相当,L76-1井、L76-2井的改造强度整体高于L76-3井,但采用纤维携砂及纤维暂堵工艺的L76-3井累积产气量较L76-1井提高了73.7%,较L76-2井提高了26.3%。L76-4井虽然同样采用纤维携砂工艺,但由于优质层段龙马溪组龙一段

表2 川南泸州区块L76平台纤维携砂技术应用情况

Table 2 Application of fiber-assisted proppant transport technology on L76 platform in Luzhou block, southern Sichuan Basin

井号	垂深/m	泊松比	杨氏模量/ GPa	最小水平 主应力/MPa	应力差/ MPa	压裂长度/ m	1+2小层 钻遇率/%	用液强度/ (m ³ /m)	加砂强度/ (t/m)	纤维 用量/t	累积产气量/ 10 ⁴ m ³	生产 天数/d
L76-1	3 868	0.20	44.9	88.0	12.5	1 691	59.3	22.42	2.20	0	1 840	471
L76-2	3 887	0.19	44.7	88.2	12.6	1 625	56.2	22.81	2.32	0	2 530	471
L76-3	3 839	0.20	45.2	87.8	12.5	1 708	62.0	21.05	1.99	7.1	3 196	468
L76-4	3 887	0.21	44.1	88.4	12.6	1 688	42.9	23.39	2.12	5.3	1 701	463

1+2小层钻遇长度属于平台最短,且相邻生产老井存在采空区,所以累积产气量相对较低。此外,取平台L76-2井、L76-3井压后返排物分析,采用纤维携砂工艺的L76-3井较未采用纤维携砂工艺的L76-2井出砂量降低37%,其中返排物主体以粒径为106~212 μm的石英砂为主,占比约90%。

针对川南深层页岩气井持续压窜问题,前期高支撑剂质量浓度拌注纤维可用于防压窜工艺,强化缝口暂堵,封堵天然裂缝,防止人工裂缝进一步窜通远端天然裂缝。以川南深层泸州区块Y35平台为例,天然裂缝以网状缝发育为主,Y35-1井、Y35-2井位于同半支,井间距300 m,地质条件相当,平均单段段长70 m,设计主体簇数6簇、孔密12孔/m、孔数36孔,主体施工排量介于18~20 m³/min,加砂强度30 t/m,用液强度3.5 m³/m。施工前期,随着平台注入液量增加,液体沟通天然裂缝,导致Y35-1井、Y35-2井恶性压窜严重,Y35-1井压裂施工时,相邻Y35-2井压力最高上涨至41.64 MPa。随后,射孔参数调整为簇数3簇、孔密20孔/m、孔数30孔,压窜情况并未改善。如图7所示,施工后期,利用低排量+前置3个400 kg/m³粒径为106~212 μm的石英砂质量浓度段塞拌注0.5%质量分数纤维工艺,支撑剂与纤维形成机械架桥结构,堵塞窜通高渗通道,在裂缝尖端形成堵塞屏障,Y35-2井的井口压力上涨得到了有效控制。根

据统计结果显示:Y35-1井已实施23段中有16段采用前置高支撑剂质量浓度拌注纤维+停泵转向工艺,应用段压窜涨幅控制在5 MPa以内,占比68.8%,达到较好天然裂缝缝口封堵效果,有效防控压窜。

5 结论

1) 综合纤维的辅助携砂和柔性架桥能力,可有效解决深层页岩气支撑剂近井堆积和暂堵有效性不足等问题,提升体积压裂改造效果,为探索川南页岩气高效低成本压裂提供又一路径。

2) 针对川南深层页岩气,初步形成了1套纤维携砂工艺及设计方法,改性纤维+结构稳定剂的纤维携砂工艺可形成不连续的团簇状支撑,大幅提高支撑剂铺置效果及导流能力,先导试验均取得了较好的增产及防砂效果,下步可试验全石英砂(部分采用更小粒径石英砂)纤维携砂工艺、逐步下探加砂规模,达到降本增效的目的。

3) 通过现场试验表明:纤维暂堵到位压力相应较高,缝内转向效果明显,但施工后期压力过高影响后续加砂,还需要进一步开展研究工作,明确合适的纤维加注时机和用量。同时,针对深层压窜问题,前期高支撑剂质量浓度拌注纤维可强化缝口暂堵,封堵天然裂缝,防止人工裂缝沟通远端天然裂缝造成进一步窜通,可进一步试验并推广应用。

参考文献

- [1] 付永强,杨学锋,周朗,等. 川南页岩气体积压裂技术发展与应用[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(3): 18-25.
FU Yongqiang, YANG Xuefeng, ZHOU Lang, et al. Development and application of shale gas volume fracturing technology in southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022, 41(3): 18-25.
- [2] 胡俊杰,周小金,周拿云,等. 井筒听诊器技术在川南页岩气田的应用研究[J]. 钻采工艺, 2022, 45(6): 65-69.
HU Junjie, ZHOU Xiaojin, ZHOU Nayun, et al. Application and research of WellWatcher technology in southern Sichuan shale gas field[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(6): 65-69.
- [3] 桑宇,周小金,郭兴午,等. 水平井压裂楔形缝内支撑剂输运特征数值模拟[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(23): 9911-9917.

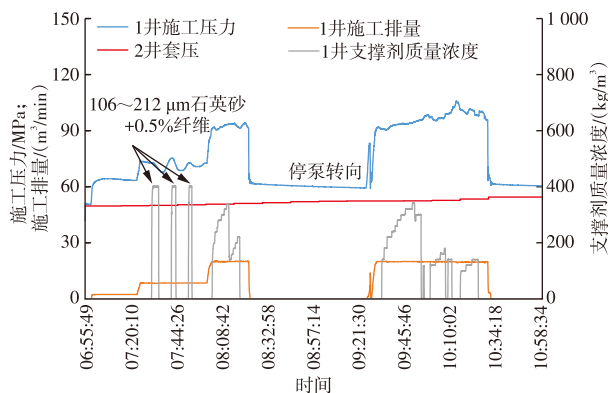


图7 川南泸州区块Y35-1井第11段施工曲线叠合Y35-2井井口压力变化

Fig. 7 Construction curves of section 11 of well Y35-1 overlaid with wellhead pressure changes of well Y35-2 in Luzhou block, southern Sichuan Basin

- SANG Yu, ZHOU Xiaojin, GUO Xingwu, et al. Numerical simulation of proppant transport characteristics in horizontal well fracturing wedge fracture[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(23): 9911–9917.
- [4] BROWNE D J, WILSON B A. Proppant flowback control in deviated shallow gas wells[J]. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2003, 42(11): 29–34.
- [5] 张朝举, 张绍彬, 谭明文, 等. 预防支撑剂回流的纤维增强技术实验研究[J]. *钻采工艺*, 2005, 28(4): 90–91.
- ZHANG Chaoju, ZHANG Shaobin, TAN Mingwen, et al. Lab study on fiber enhanced proppant to prevent flowback after fracturing[J]. *Drilling & Production Technology*, 2005, 28(4): 90–91.
- [6] KIM J Y, ZHOU L, MORITA N. Study of degradable fibers with and without guar gum as a proppant transport agent using large-scale slot equipment[J]. *SPE Journal*. 2021, 26(1): 262–280.
- [7] 郭兴, 张建忠, 孙晓, 等. 纤维对高导流裂缝压裂影响的实验研究[J]. *钻探工程*, 2021, 48(10): 13–20.
- GUO Xing, ZHANG Jianzhong, SUN Xiao, et al. Effect of fiber on fracturing of high conductivity fractures[J]. *Drilling Engineering*, 2021, 48(10): 13–20.
- [8] DENNEY D. Channel fracturing—paradigm shift in tight gas stimulation[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2011, 63(10): 82–85.
- [9] 蒋恕, 李园平, 杜凤双, 等. 提高页岩气藏压裂并射孔簇产气率的技术进展[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(1): 9–22.
- JIANG Shu, LI Yuanping, DU Fengshuang, et al. Recent advancement for improving gas production rate from perforated clusters in fractured shale gas reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 9–22.
- [10] LYU M, GUO T, QU Z, et al. Experimental study on proppant transport within complex fractures[J]. *SPE Journal*, 2022, 27(5): 2960–2979.
- [11] 王庆群. 压裂液纤维水合混配装置的研制[J]. *石油机械*, 2017, 45(5): 99–102.
- WANG Qingqun. Fracturing fluid fiber hydration mixing device[J]. *China Petroleum Machinery*, 2017, 45(5): 99–102.
- [12] 盖玉叶, 张贵玲, 宋时权, 等. 压裂用纤维携砂性能影响因素分析[J]. *石油工业技术监督*, 2021, 37(3): 7–8.
- GAI Yuye, ZHANG Guiling, SONG Shiquan, et al. Analysis of factors affecting sand-carrying performance of fiber for fracturing[J]. *Technology Supervision in Petroleum Industry*, 2021, 37(3): 7–8.
- [13] 岳文翰, 肖勇军, 井翠, 等. 纤维滑溜水携砂技术研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2023, 46(5): 151–156.
- YUE Wenhan, XIAO Yongjun, JING Cui, et al. Study and field application of fiber slickwater proppant carrying capacity[J]. *Drilling & Production Technology*, 2023, 46(5): 151–156.
- [14] 杨兆中, 袁健峰, 张景强, 等. 四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝研究进展及认识[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(4): 600–609.
- YANG Zhaozhong, YUAN Jianfeng, ZHANG Jingqiang, et al. Research progress and understanding of fracturing fractures in horizontal wells of marine shale in Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 600–609.
- [15] 王艳林, 方正魁, 刘林泉, 等. 新型可降解纤维暂堵转向压裂技术研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(6): 52–54.
- WANG Yanlin, FANG Zhengkui, LIU Linquan, et al. Research and application of new degradable fiber temporary plugging and diversion fracturing technology[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(6): 52–54.
- [16] TABATABAEI M, TALEGHANI A D, LI G, et al. Shape memory polymers as lost circulation materials for sealing wide-opened natural fractures[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2021, 36(4): 931–942.
- [17] YANG C, ZHOU F, FENG W, et al. Plugging mechanism of fibers and particulates in hydraulic fracture[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 176: 396–402.
- [18] 刘颖, 杨晨, 史涛. 颗粒与纤维在水力裂缝内封堵机理的可视化实验研究[J]. *石油科学通报*, 2022, 7(2): 196–203.
- LIU Ying, YANG Chen, SHI Tao. Visualization study on the plugging mechanism of fibers and particulates in the hydraulic fracture[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2022, 7(2): 196–203.
- [19] 胡小虎, 刘华, 何辉, 等. 考虑压裂缝网连通的页岩气井组试井分析方法[J]. *油气藏评价与开发*, 2025, 15(1): 79–87.
- HU Xiaohu, LIU Hua, HE Hui, et al. Well test analysis method of shale gas well groups considering fracture network connectivity[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(1): 79–87.
- [20] 张楠乔, 刘青, 王俐佳, 等. 深层页岩气防压窜工艺在L203H53-1井的应用[J]. *钻采工艺*, 2023, 46(6): 158–164.
- ZHANG Nanqiao, LIU Qing, WANG Lijia, et al. Application of deep shale gas frac-hit prevention countermeasures in well L203H53[J]. *Drilling & Production Technology*, 2023, 46(6): 158–164.
- [21] 廖波兰, 卢亚平. 纤维压裂液性能的基础性研究[J]. *矿冶*, 2014, 23(1): 37–42.
- LIAO Bolan, LU Yaping. Fundamental study on fiber fracturing fluid properties[J]. *Mining and Metallurgy*, 2014, 23(1): 37–42.
- [22] 吴鹏程, 汪瑶, 付利, 等. 深层页岩气水平井“一趟钻”技术探索与实践[J]. *石油机械*, 2023, 51(8): 26–33.
- WU Pengcheng, WANG Yao, FU Li, et al. Exploration and practice of “one trip” technology for deep shale gas horizontal wells[J]. *China Petroleum Machinery*, 2023, 51(8): 26–33.
- [23] 赵康, 陈民锋, 王艺文, 等. 四川盆地SZ页岩气藏气井产量变化规律及递减预测新模型[J]. *中国海上油气*, 2024, 36(3): 129–136.
- ZHAO Kang, CHEN Minfeng, WANG Yiwen, et al. A new model for production variation patterns and decline prediction of SZ shale gas reservoir in Sichuan basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(3): 129–136.
- [24] 张皎生, 杨焕英, 王晶, 等. 基于复杂缝网精细刻画的致密油气藏水平井多段压裂数值模拟技术[J]. *中国海上油气*, 2023, 35(4): 103–111.
- ZHANG Jiaosheng, YANG Huanying, WANG Jing, et al. A method for numerical simulation of multi-stage fracturing of horizontal well in tight oil and gas reservoirs based on fine characterization of complex fracture network[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(4): 103–111.