

大牛地气田纤维脉冲加砂压裂工艺技术研究及应用

贾光亮,李晔旻,郑道明

(中国石化华北石油工程有限公司,河南 郑州 450000)

摘要:大牛地气田常规水平井加砂压裂工艺中,存在支撑剂回流、沉降、运移堆积的问题,影响压裂效果。为此,进行了纤维脉冲加砂压裂工艺的研究,经过室内评价、设计、施工参数优化,在该气田实施了先导试验,获得了 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的无阻流量,与同层位地质显示接近的邻井相比,产量提高了15%左右,取得了较好的效果。

关键词:大牛地气田 水平井压裂 纤维加砂 脉冲

中图分类号:TE377 **文献标志码:**A

Research and application of fiber pulse sand fracturing technology in Daniudi Gasfield

JIA Guangliang, LI Yemin, ZHENG Daoming

(Sinopec North China Petroleum Engineering Co., Ltd., Zhengzhou 450000, China)

Abstract: In the sand fracturing process of conventional horizontal wells in the Daniudi Gasfield, there are some problems in the backflow, settlement, and migration and accumulation for proppants, which led to the unsatisfactory effects of fracturing in some gas wells. So it was carried out studies on the indoor evaluation, design, construction parameters, and backflow optimization for the fiber pulse sand fracturing. The pilot test was implemented in D66 well. After the fracturing, the unobstructed flow of $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ was obtained in the D66 well. Compared with neighboring wells in similar geological formation, a better result was achieved with an increased oil production of 15%.

Key words: Daniudi Gasfield; horizontal well fracturing; fiber fracturing; pulse

纤维脉冲加砂压裂是在压裂施工过程中,采用脉冲式泵入的方式,实现纯液体和纤维、支撑剂间歇交替泵入,进行反复作业^[1]。纤维通过与支撑剂间的相互作用在裂缝内形成复杂的网状结构,将支撑剂固定,防止支撑剂的运移,达到预防支撑剂回流而储层流体可以自由通过的目的,纤维防止支撑剂回流主要通过尾追方式按照一定的比例加入^[2-5]。纤维优化支撑剂铺置剖面作用主要体现纤维与微粒相互作用,阻止支撑剂快速下沉。随着在压裂过程中纤维与支撑剂颗粒相互作用逐步形成网状结构,实现了有效降低压裂液粘度对颗粒沉降速度的影响^[6],从而使得裂缝剖面更均匀,更有利于实现压后支撑裂缝的高导流能力。

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地东北部,属于低孔低渗致密砂岩气藏,前期研究表明:该区储层深度压裂改造是其勘探、开发的主要措施,是解除气井近

井污染、获得气井产能的重要手段^[7],因此,为了获取沟通气井气藏到井筒的高速导流通道,实现储层压后较高的导流能力,提高气井储层改造效果,在大牛地气田致密砂岩特征得到进一步认识的基础上,研究探索了一套纤维脉冲加砂压裂工艺技术体系^[8-10],并在大牛地气田进行了先导试验,增产效果明显。

1 室内实验

1.1 纤维悬砂性能研究

通过对比0.25%粉比的瓜胶配置的冻胶+纤

收稿日期:2018-03-26;改回日期:2018-07-19。

第一作者简介:贾光亮(1983—),硕士,从事油气井酸化压裂的科研攻关及现场试验。E-mail:jgll@126.com。

维和不加纤维的空白样在 1、3、5、24 小时的携砂能力发现:加入纤维后,支撑剂在冻胶体系中沉降速度大幅度降低,提升了压裂液的携砂能力(见图 1)。

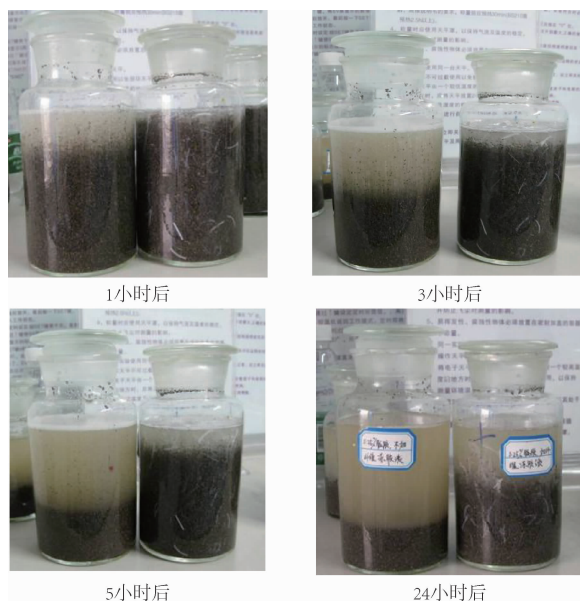


图 1 纤维冻胶携砂能力

可视化纤维携砂能力实验表明,压裂液在加入纤维后,较多的支撑剂被携砂液携带到裂缝深部,而不是在裂缝缝口附近沉降,说明加入纤维后,裂缝的支撑缝长明显延长,且通过可视化装置对比不同纤维加量(0~0.5%~1.0%)条件下支撑剂的铺置剖面情况,表明:不同纤维加量情况下,支撑剂的铺置剖面不尽相同,随着纤维加量的加大,支撑剂的铺置剖面更趋于均匀、合理(见表 1 和图 2)。

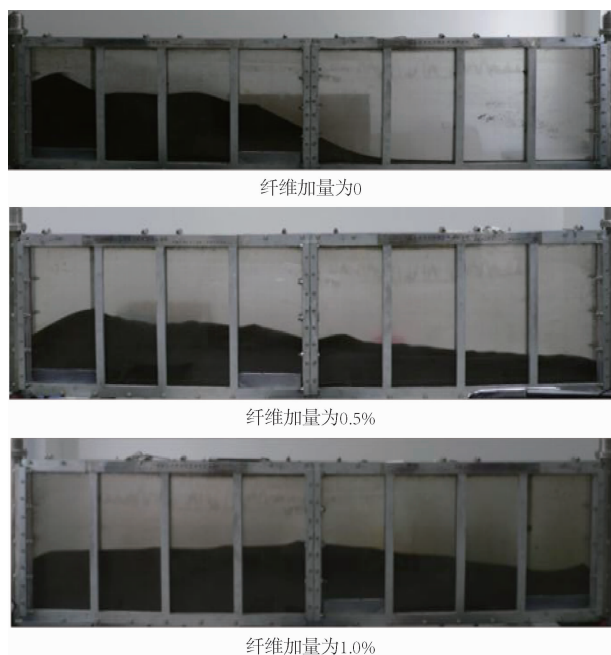


图 2 可视化纤维辅助携砂铺置剖面

表 1 可视化纤维辅助携砂实验

序号	纤维加量/%	备注
1	0	支撑剂在裂缝缝口沉积。
2	0.5	支撑剂被携带至缝端部沉积。
3	1.0	支撑剂被携带至缝端部,且铺置剖面更趋于均匀、合理。

1.2 纤维的可降解性

为了达到既满足压裂施工的需要,实现压后支撑裂缝的高导流能力,又能有效预防施工管道及井底残留的纤维在返排时堵塞放喷油嘴,压裂过程中使用的纤维必须具有较好的可降解性。

为了实现纤维的高效降解,研发了一种不溶于水的无色透明专用纤维降解活性剂(HB-JJJ),其对金属不具腐蚀性,加入一定比例(0.5%)的该活性剂后,可以在 30 min 内使携砂纤维全部降解。

2 工艺优化

2.1 纤维使用浓度

为了考察纤维的携砂性能,测定一定时间段内不同纤维浓度下一定浓度的支撑剂的沉降幅度;为了考察纤维对支撑剂的固定性能,在不同的加载应力下,测定支撑剂组成的砂团高度随加入的纤维浓度变化情况。

2.1.1 支撑剂沉降速度测定

实验使用 0.40% 胍胶压裂液,20% 砂浓度,分别采用 0、1‰、2‰、3‰、4‰、5‰、6‰、7‰ 纤维浓度,测定支撑剂沉降速度。沉降速度随纤维浓度变化关系如图 3,随着纤维浓度的增加在相同时间内沉降幅度减少,证实了纤维能够增加压裂的携砂能力;图中显示:在纤维浓度超过 3‰ 以后,沉降幅度随沉降时间变化逐渐减慢,因此,优化纤维浓度为 3‰~4‰ 之间,能够达到既经济又高效的目的。

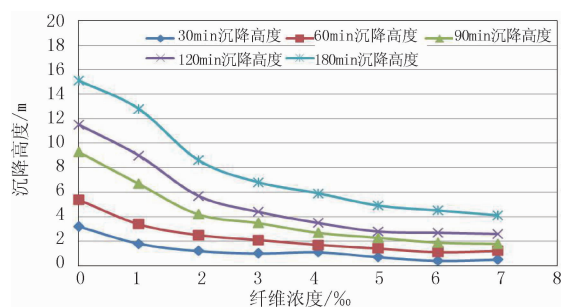


图 3 沉降幅度随纤维浓度及时间变化关系

2.1.2 砂团稳定性能试验

分别在 20 MPa、40 MPa 压力条件下,采用砂团等间距排列方式,进行了砂团承压试验,计算了不同

压力条件下的相对高差^[11],砂团高度随纤维浓度和压力变化曲线如图 4,同一纤维浓度,砂团的高度与应力成反比,即:砂团的收缩量随着应力的增加而逐渐减小;同一应力条件下,砂团高度随着纤维浓度增大而逐渐降低,但在纤维浓度大于 4‰后,砂团高度变化趋缓,故综合两实验结果,根据大牛地气田的闭合压力梯度 0.016~0.018 MPa/m,优化纤维加入浓度为 4‰左右。

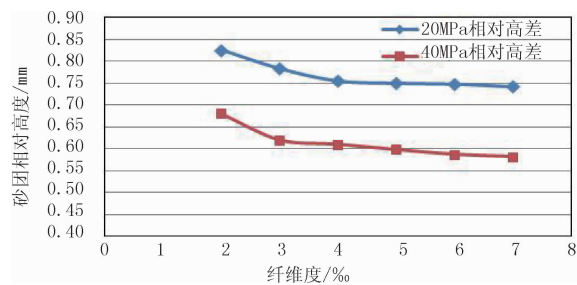


图 4 砂团高度随纤维浓度和压力变化曲线

2.2 纤维脉冲间隔时间

为了获取不同脉冲时间间隔下的裂缝铺砂剖面,利用 FracproPT 软件模拟,分析了相同施工规模条件下支撑剂铺置剖面(见图 5)。通过软件模拟发现:①如参数优化不当,则纤维段塞会连片铺置,无

法形成高导通道,不能形成支撑剂的不连续支撑;②随着泵注脉冲间隔的逐渐减小,铺砂剖面呈连续成片的趋势逐渐加强,但支撑和动态缝长变化不大。考虑目前现场使用的压裂设备的分辨能力,优化纤维脉冲泵注间隔 1.5~2.5 min^[12]。

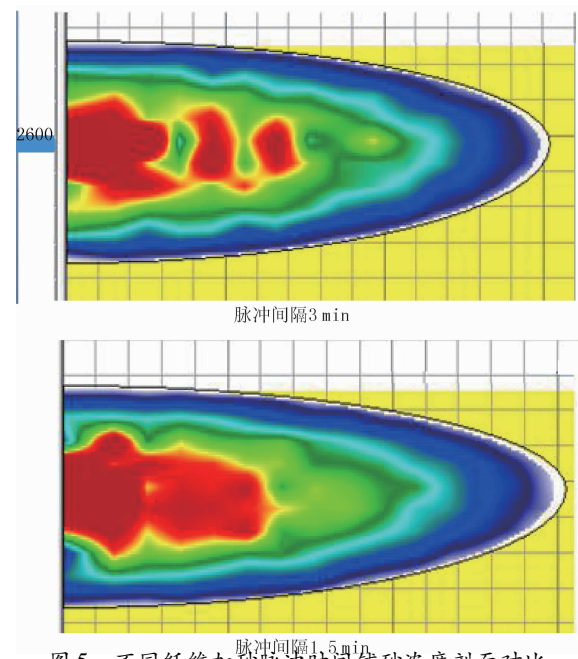


图 5 不同纤维加砂脉冲时间铺砂浓度剖面对比

表 2 常规与脉冲段塞工艺主要参数对比

项目	常规工艺	脉冲压裂	减少百分比/%
支撑剂/m ³	35	21	40
前置液量/m ³ (前置液百分比/%)	85 (31.3)	50 (21)	41.2
携砂液量/m ³	180	180	0
总液量/m ³	300	260	13.3
支撑缝长/m	163.1	153.9	2.5
支撑缝长与动态缝长比值	97.7	100	2.3

由表 2 可知,脉冲段塞加砂泵注程序和常规台阶加砂泵注程序相比,支撑剂的用量减少了 40%,前置液用量减少了 41.2%,总液量减少了 13.3%,支撑缝长略有减小,但支撑/动态缝长比值提高了 2.3%,充分体现了脉冲段塞加砂工艺优越性。

3 应用效果

DPH-×××井为部署于鄂尔多斯大牛地气田大 66 井区的一口水平井,位于 D66-111 井井口 332.38°方向 17.67 m 处,目的层下石盒子组盒 1 段,储层岩性主要为岩屑砂岩。岩心分析统计资料显示,该段盒 1 储层孔隙度平均值 8.51%,渗透率平均值 0.37×10⁻³ μm²,物性较好。该井实钻水平

段总长 1 200 m,钻遇情况如表 3 所示。
在分析该井储层工程地质资料的基础上,对该井实施了脉冲加砂压裂,总计 11 段,入地层净液量 3 400 m³,20/40 目支撑剂 342.0 m³,泵入纤维 1 570 kg;施工结束停泵压力 17.0 MPa,如图 6。压后关井 1 小时后开井,采用 5、8、10、12 mm 油嘴控制放喷至敞放排液,排液后期采用 8 mm 油嘴控制放喷求产,经临界速度流量计 20 mm 孔板计量气产量,油压 5.6 MPa,套压 0 MPa,平均上流压力 0.68 MPa,整个返排试气阶段无出砂显示。试气结束采用“一点法”计算无阻流量为 6.5×10⁴ m³/d,与同层位地质显示接近的 DPH-128 井相比,产量提高了 15% 左右。

表 3 DPH - × × × 井水平段钻遇情况统计

水平段长/m	砂岩		显示段砂岩		泥岩	
	井段长度/m	占百分比/%	井段长度/m	占百分比/%	井段长度/m	占百分比/%
1 200	1 040	86. 67	729. 5	60. 79	160	13. 33

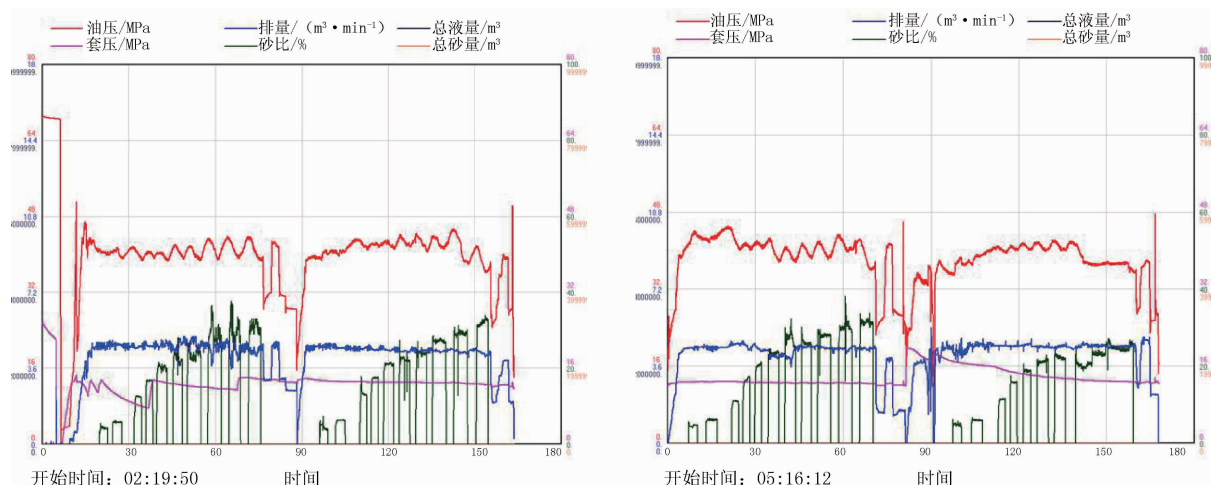


图 6 DPH - × × × 井盒 1 气层部分井段压裂施工曲线

4 结论

(1) 纤维脉冲加砂压裂技术能够有效防止支撑剂回流,改善支撑剂铺置剖面,且在获得相同支撑缝长的条件下,脉冲段塞加砂泵注程序和常规加砂泵注程序相比,支撑剂的用量减少了 40%,前置液用量减少了 41.2%,总液量减少了 13.3%。

(2) 纤维脉冲加砂压裂技术在大牛地气田 DPH - × × × 井运用,与同层位地质显示接近的 DPH - 128 井相比,产量显著提高。

参考文献:

- [1] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523 - 533.
- [2] Howard P R. Fiber/proppant mixtures control proppant flowback in south Texas[C]. SPE 30495.
- [3] Simon G J. Proppant flow back control in high temperature wells[C]. SPE 39960.

- [4] Dahlem J, Harting T, Heidt H. Microfibers hold every - thing in place[J]. E&P. 2005, 78(11): 32 - 34, 37.
- [5] 黄禹忠,任山,兰芳,等. 纤维网络加砂压裂工艺技术先导性试验[J]. 钻采工艺, 2008, 31(1): 77 - 79.
- [6] 吴亚红,温庆志,张凌筱,等. 支撑剂返排控制优化[J]. 断块油气田, 2012, 19(5): 662 - 665.
- [7] 米卡尔 J·埃克诺米德斯. 油藏增产措施[M]. 3 版. 北京:石油工业出版社, 2002: 257 - 259, 157.
- [8] 牛宝荣. 提高裂缝导流能力的新方法[J]. 国外油田工程, 2001, 17(3): 1 - 5.
- [9] 张旭,蒋廷学,贾长贵,等. 页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 70 - 74.
- [10] 陈勉,金衍. 基于岩心分析的页岩气压裂工艺参数优选[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 7 - 12.
- [11] 何红梅,李尚贵,杨兵,等. 纤维对支撑剂导流能力影响实验研究[J]. 钻采工艺, 2009, 32(1): 75 - 77.
- [12] 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 - 94.

(编辑 韩枫)

(上接第 62 页)

策方面起着重要作用。

参考文献:

- [1] STANDING M B. Volumetric and phase behavior of oilfield hydrocarbon systems[M]. Millet Print Inc., Dallas (1977) 81.
- [2] MOSES P L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems[J]. JPT, July, 1986: 715.
- [3] AMYX J W. Petroleum reservoir engineering[M]. McGraw Hill

Book Co. Inc., New York City (1960): 392 - 399.

- [4] WILLIAM D. Analysis of black oil PVT reports revisited[J]. SPE 77386, 2002.
- [5] AL - MARHOUN M A. Adjustment of differential liberation data to separator conditions[J]. SPE 84684, 2003.
- [6] AL - MARHOUN M A. Adjustment of differential liberation data to separator conditions[J]. SPE 68234, 2001.

(编辑 谢葵)