

高速通道压裂工艺在低渗透油藏的应用

刘向军

(中国石化胜利油田分公司 河口采油厂, 山东 东营 257200)

摘要:压裂是低渗透油藏的主要增产措施,但常规压裂存在有效缝长短、易受到压裂液的污染等问题,为增加压裂裂缝有效缝长,实现压裂裂缝的无限导流能力,提高压裂成功率及效果,从工艺适用条件分析、非连续支撑剂铺置导流能力实验和保持高速通道的方法3个方面对高速通道压裂工艺进行了研究。优选纤维长度为10 mm,直径为15 μm ,质量浓度为10 kg/m^3 ,最佳方式为纤维支撑剂一起加入,从而形成了自主的高速通道压裂工艺。现场实施2口井,成功率为100%,截止到2014年12月底,累积增产原油量为3 700 t,与同区块采用常规压裂工艺的油井相比增产15%。与常规压裂相比,高速通道压裂工艺的适应性强,施工难度低,有较好的增油效果,适用于低渗透油藏的开发,推广前景广阔。

关键词:压裂 高速通道压裂 导流能力 纤维 脉冲式加砂 低渗透油藏

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)02-0122-05

Application of Hiway technology in the low permeability reservoirs

Liu Xiangjun

(Hekou Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257200, China)

Abstract: Fracturing is the major stimulation in the low permeability reservoirs, but the conventional fracturing has the problems of short effective fracture and being susceptible to fracturing fluid pollution. In order to increase the effective fracture length, to realize infinite conductivity of the fractures and to improve the success rate and effect, Hiway technology was researched from the aspects of applicable conditions, flow capability experiment of non-continuous proppant laying and method of maintaining the Hiway. The optimized fiber is: length is 10 mm, diameter is 15 μm , mass concentration is 10 kg/m^3 . The fiber and proppant should be injected together. Independent Hiway technology may be formed. It was applied to two wells in the oilfield with a success rate of 100%. By the end of December 2014, the cumulative incremental oil production is 3 700 t, increased by 15% compared with the oil wells in the same block by conventional fracturing. Compared with the conventional fracturing, Hiway technology has strong adaptability, low construction difficulty and good stimulation effect. It is suitable for the low permeability reservoirs with broad prospects.

Key words: fracturing; Hiway technology; flow capability; fiber; plug injection of proppant; low permeability reservoir

随着油田开发的深入,低渗透油藏储量不断增加,2010年以来新发现的储量主要以低渗透油藏为主。胜利油区河口采油厂低渗透油藏储量丰富,主要分布在渤南、大王北、大王庄等油田,地质储量达 1.2×10^8 t以上,低孔低渗透,自然产能低,压裂成为该类油藏主要的增产措施^[1-5]。2010年以来新开发

的低渗透区块主要采用仿水平井大井距、小排距的开发井网,需要增加压裂贡献度。

为达到仿水平井的开发效果,油水井需要实施造长缝压裂^[6],由于受到压裂施工能力、压裂液污染等因素的影响^[7],压裂有效缝长远小于设计支撑缝长,油井产能未得到充分发挥,储量未得到充分动

收稿日期:2015-01-23。

作者简介:刘向军(1970—),男,内蒙古赤峰人,高级工程师,在读博士研究生,从事油气田开发研究。联系电话:(0546)8661789, E-mail: liuxiangjun.slyt@sinopec.com。

用^[8]。高速通道压裂工艺是2010年出现的新工艺,主要应用于美国、南美、俄罗斯、中东、北非等油气高产地区,已在世界范围内实施了超过4 000井次,取得了良好的增产效果^[9];在中国,该工艺刚起步,主要在四川气井上进行了小范围的试验,截止到2014年底,共实施40余井次,比常规压裂增产约30%,降低综合成本约20%,对于油井,高速通道压裂工艺还处在室内实验阶段。

通过工艺适用条件分析、非连续支撑剂铺置导流能力实验和保持高速通道方法的研究,形成了自主的高速通道压裂工艺,并应用于渤海油田义441块和大王北油田大52块,实施2口井,成功率为100%。

1 高速通道压裂工艺概述

为增加裂缝导流能力,2010年6月29日,斯伦贝谢公司推出了Hiway水力压裂技术,将实现压裂无限导流又向前推进了一步。该技术通过在支撑裂缝内部形成开放式的网络通道,使油气产量和采收率实现最大化。高速通道压裂工艺采用脉冲式加砂工艺,其与常规压裂最大的区别是改变压裂支撑缝内支撑剂的铺置形态,打破传统压裂依靠支撑剂导流能力增产的理念,把常规连续铺置变为非均匀的不连续铺置。该工艺的人工裂缝不是由连续的支撑剂进行支撑,而是由众多支撑剂团一样的支柱进行支撑,支柱与支柱之间形成畅通的无限导流能力的通道,众多通道相互连通成立体网络,从而实现大的支撑裂缝内包含众多小通道的形态,极大地提高了油气渗流能力,在储层内形成一个开放式油气网络通道(图1),消除由于压裂液残渣堵塞、支撑剂嵌入等引起的导流能力损耗,从而减小井筒附近的压降漏斗效应,显著提高压裂改造的效果,

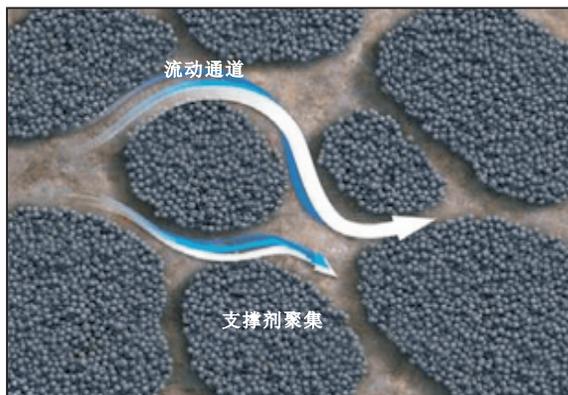


图1 高速通道压裂工艺缝内网络通道示意
Fig.1 Schematic diagram of network channel for Hiway technology

所以被形象地称为Hiway水力压裂工艺,又称高速通道压裂工艺。该工艺较常规压裂增产15%以上^[9]。

高速通道压裂工艺裂缝内的网络通道大小为毫米级,是传统支撑剂充填层内孔道大小的10倍以上。与常规压裂缝内支撑剂铺置对比(图2)可见,该工艺可提高裂缝导流能力和抗污染能力,降低加砂难度,使相同加砂量造出的有效缝更长,对减少支撑剂用量和提高油气经济开发有所帮助^[10]。

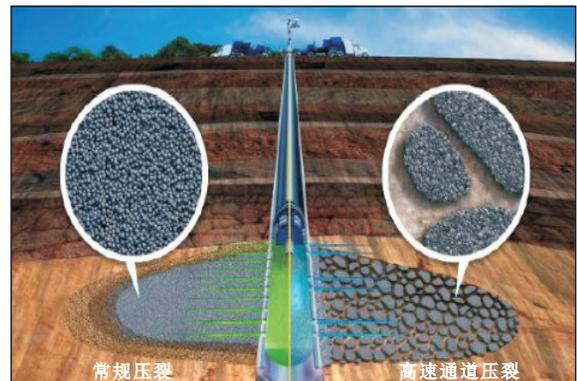


图2 高速通道压裂与常规压裂缝内支撑剂铺置对比
Fig.2 Correlation of proppants laying for Hiway fracturing and conventional fracturing

2 工艺评价室内实验

2.1 适用地质条件

为避免高速通道压裂所形成的支撑剂支柱垮塌,引入杨氏模量和闭合应力的比值这个参数。室内实验结果表明,可把杨氏模量与闭合应力之比等于350作为判断的基准值,当比值小于350时,高速通道压裂形成裂缝的稳定性差;当比值为350~500时,能够形成稳定的缝内网络通道;若比值大于500,则表明所实施地层条件较好^[9]。

2.2 非连续支撑剂铺置导流能力实验评价

在实验室的导流仪上利用支撑剂块模拟支撑剂非连续铺置状态,验证非连续支撑剂铺置对导流能力的影响^[11]。当闭合压力为28 MPa时,20/40目石英砂在连续铺置状态下的渗透率为 $300 \mu\text{m}^2$,20/40目陶粒在连续铺置状态下的渗透率为 $700 \mu\text{m}^2$,在非连续铺置状态下测得的渗透率为 $42\ 000 \mu\text{m}^2$ 。实验结果表明,非连续铺置支撑剂的渗透率是传统连续铺置支撑剂渗透率的60~140倍,压裂裂缝的导流能力得到明显提高。

2.3 保持高速通道的方法

高速通道压裂工艺主要采用泵入纤维来实现,对纤维参数、纤维携砂能力、纤维与支撑剂添加顺

序进行了实验研究,得到保持高速通道的方法。

2.3.1 纤维参数

通过砂体的坍塌实验来确定复合体中纤维的长度、直径和质量浓度,其中纤维质量浓度采用纤维质量与支撑剂体积之比表示。主要是研究有无纤维条件下砂体的稳定性、纤维的长短、纤维的粗细、纤维质量浓度以及砂粒的颗粒大小对砂体稳定性的影响。主要通过坍塌流量和塌堵压力2个参数进行实验评价。

纤维质量对砂体稳定性的影响实验 有纤维条件下砂体的坍塌流量为5 L/min,塌堵压力为0.3 MPa;无纤维条件下砂体的坍塌流量为0.1 L/min,塌堵压力为0.000 5 MPa。表明加入纤维后砂体的稳定性显著增强。

纤维质量浓度对砂体稳定性的影响实验 当纤维质量浓度为6 kg/m³时,砂体的坍塌流量为4.5 L/min,塌堵压力为0.1 MPa;当纤维质量浓度为10 kg/m³时,砂体的坍塌流量为15 L/min,塌堵压力为0.2 MPa。表明纤维质量浓度为10 kg/m³时砂体的稳定性好于纤维质量浓度为6 kg/m³时。

纤维直径对砂体稳定性的影响实验 当纤维直径为15 μm时,砂体的坍塌流量为4 L/min,塌堵压力为0.18 MPa;当纤维直径为23 μm时,砂体的坍塌流量为4 L/min,塌堵压力为0.12 MPa;当纤维直径为53 μm时,砂体的坍塌流量为4.2 L/min,塌堵压力为0.1 MPa。由此可见,随着纤维直径的增大,坍塌流量基本不变,塌堵压力持续下降。

纤维长度对砂体稳定性的影响实验 当纤维长度为25 mm时,砂体的坍塌流量为5 L/min,塌堵压力为0.3 MPa;当纤维长度为10 mm时,砂体的坍塌流量为4 L/min,塌堵压力为0.18 MPa。由此可见,纤维长度越长,砂体的稳定性越好,但在现场施工时难度越大。

综上所述,纤维能够使同粒径的砂体稳定性增加几十倍,坍塌流量是不加纤维时的50倍,塌堵压力是不加纤维时的600倍;纤维质量浓度对砂体稳定性的影响较大,纤维质量浓度为10 kg/m³时的坍塌流量和塌堵压力都是纤维质量浓度为6 kg/m³时的2倍左右。考虑泵入难度等因素,优选纤维长度为10 mm,直径为15 μm,质量浓度为10 kg/m³。

2.3.2 纤维携砂能力评价

采用直径为15 μm,长度为10 mm,质量浓度为10 kg/m³的纤维,砂比为40%的携砂液,分别进行加入纤维和不加入纤维实验,通过测定支撑剂完全沉降时间来研究纤维对携砂能力的影响,完全沉降时

间越长,携砂能力越强。实验结果表明,不加入纤维情况下完全沉降时间为2 h,加入纤维情况下完全沉降时间为3.2 h。由此可以看出,纤维的加入使携砂能力大大增强。分析其原因为纤维分散在交联携砂液中,对支撑剂的沉降有阻止减缓作用,从而增加了支撑剂的悬浮时间,提高了压裂效果。

2.3.3 纤维与支撑剂添加顺序实验

分先加陶粒后加纤维、纤维陶粒一起加、先加纤维后加陶粒、先加纤维后交联等4种情况进行实验,得到陶粒完全沉降所需要的时间分别为2,3.2,3和1.3 h。对比实验结果可以看出纤维陶粒一起加入的情况下陶粒完全沉降所需要的时间最长,效果最好^[12]。因其现场操作也较容易实现,所以选择纤维陶粒一起加入的方式进行施工。

3 现场实例

在室内实验研究的基础上,在义441-斜3和大北25-斜24等2口井上进行了高速通道压裂工艺现场试验,截止到2014年12月底,累积增产原油量为3 700 t,与同区块采用常规压裂工艺的油井相比增产15%。其中,2014年5月14日,义441-斜3井成为胜利油区首口该工艺成功实施井,取得了较好的效果。以义441-斜3井为例进行说明。

3.1 义441块油藏概况

义441块位于渤海油田的中部断阶带,北临渤南油田二区,南临渤南油田一区。主力含油层系主要为古近系沙河街组沙三段2砂组。油藏类型为构造-岩性油藏^[13-14],油藏中部埋深为3 100 m,平均孔隙度为18%,平均渗透率为 $21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔低渗透储层。义441块为2012年新建产能块,该块采用大井距(400 m)、小排距(200 m)的仿水平井井网开发,油水井需要长缝压裂工艺,常规压裂工艺压裂施工加砂困难,造长缝效率低,为提高压裂效果和成功率,优选该块义441-斜3井进行高速通道压裂工艺实验。

3.2 实施过程

义441-斜3井共射开3层,总射孔厚度为11.6 m,射孔段总跨度为26 m,最大井斜为35.5°。义441-斜3井井斜大,层多,加砂难度大;井距大,需采用造长缝压裂工艺,需要大砂量施工,施工难度大;渗透率低,泥质含量高,其值为10%~16%,储层容易受到污染。该井杨氏模量与闭合应力之比为420。选用高速通道压裂工艺进行施工,该工艺主要施工参数包括:支撑剂用量为40 m³,支撑剂间隔

段塞为2 min,最高砂比为40%,施工排量为5 m³/min,具体参数见表1。选用纤维为无机类型,纤维质量为400 kg,长度为10 mm,直径为15 μm,质量浓度为10 kg/m³。

2014年5月14日严格按照方案设计施工参数

实施,施工顺利完成。之后,采用强制闭合技术,立即放喷,最高产油量为21.9 t/d。该井为老井,压裂后的效果好于新井压裂,递减较慢,增产幅度大于20%,目前仍自喷生产,截止到2014年12月底,累积增产原油量为2 500 t,效果明显。

表1 义441-斜3井泵注程序
Table1 Pump injection program of Well Yi441-Xie3

序号	液体	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	液量/ m ³	混砂液 量/m ³	累积混砂 液量/m ³	砂比, %	砂体质量浓 度/(kg·m ⁻³)	混砂液密 度/(g·cm ⁻³)	砂量/ m ³	纤维质 量/kg	累积砂 量/m ³	时间/ min
1	预置液	5	10	10	10			1				2
2	前置液	5	20	20	30			1				4
3	携砂液	5	10	10.27	40.27	5	90	1.06	0.5		0.5	2.05
4	携砂液	5	11.4	11.86	52.13	7	126	1.09	0.8		1.3	2.37
5	中顶液	5	10	10	62.13	0	0	1	0			2
6	携砂液	5	10	10.38	72.5	7	126	1.09	0.7	6.3	2	2.08
7	中顶液	5	10	10	82.5	0	0	1	0			2
8	携砂液	5	10	10.54	93.04	10	180	1.12	1	9	3	2.11
9	中顶液	5	10	10	103.04	0	0	1	0			2
10	携砂液	5	10	10.7	113.74	13	234	1.15	1.3	11.7	4.3	2.14
11	中顶液	5	10	10	123.74	0	0	1	0			2
12	携砂液	5	10	10.86	134.6	16	288	1.19	1.6	14.4	5.9	2.17
13	中顶液	5	10	10	144.6	0	0	1	0			2
14	携砂液	5	10	11.02	155.62	19	342	1.22	1.9	17.1	7.8	2.2
15	中顶液	5	10	10	165.62	0	0	1	0			2
16	携砂液	5	10	11.13	176.75	21	378	1.24	2.1	18.9	9.9	2.23
17	中顶液	5	10	10	186.75	0	0	1	0			2
18	携砂液	5	10	11.18	197.93	22	396	1.25	2.2	19.8	12.1	2.24
19	中顶液	5	10	10	207.93	0	0	1	0			2
20	携砂液	5	10	11.24	219.17	23	414	1.26	2.3	20.7	14.4	2.25
21	中顶液	5	10	10	229.17	0	0	1	0			2
22	携砂液	5	10	11.29	240.46	24	432	1.27	2.4	21.6	16.8	2.26
23	中顶液	5	10	10	250.46	0	0	1	0			2
24	携砂液	5	10	11.34	261.8	25	450	1.28	2.5	22.5	19.3	2.27
25	中顶液	5	10	10	271.8	0	0	1	0			2
26	携砂液	5	10	11.4	283.2	26	468	1.29	2.6	23.4	21.9	2.28
27	中顶液	5	10	10	293.2	0	0	1	0			2
28	携砂液	5	10	11.5	304.7	28	504	1.31	2.8	25.2	24.7	2.3
29	中顶液	5	10	10	314.7	0	0	1	0			2
30	携砂液	5	10	11.6	326.3	30	540	1.33	3	27	27.7	2.32
31	中顶液	5	10	10	336.3	0	0	1	0			2
32	携砂液	5	10	11.7	348.0	32	576	1.34	3.2	28.8	30.9	2.34
33	中顶液	5	10	10	358.0	0	0	1	0			2
34	携砂液	5	10	11.8	369.8	34	612	1.36	3.4	30.6	34.3	2.37
35	中顶液	5	10	10	379.8	0	0	1	0			2
36	携砂液	5	10	11.9	391.8	36	648	1.38	3.6	32.4	37.9	2.39
37	携砂液	5	5.25	6.4	398.2	40	720	1.42	2.1	7.6	40	1.28
38	顶替液	5	1	1	399.2							0.2
39	顶替液	5	15.2	15.2	414.4							3.05
合计			393.9							337		82.9

4 结论

为保证高速通道压裂工艺实现,引入杨氏模量与闭合应力之比等于350为判断的基准值,比值小于350,高速通道压裂形成的裂缝稳定性差;比值为350~500,能够形成稳定的缝内网络通道;若比值大于500,则是实施条件较好的地层。

非连续支撑剂铺置导流能力实验结果表明,当闭合应力为28 MPa时,非连续铺砂的渗透率是传统连续铺砂的60~140倍,压裂裂缝的导流能力得到明显提高。

通过保持高速通道的方法研究,优选纤维长度为10 mm,直径为15 μm ,质量浓度为10 kg/m^3 ,加入纤维后,携砂液携砂能力明显提高,而且纤维支撑剂一起加入的方式为最佳方式。

在室内实验研究的基础上,进行2口井现场试验,取得预期效果,高速通道压裂工艺适用于低渗透油藏开发,推广前景广阔。

参考文献:

- [1] 姜瑞忠,李林凯,彭元怀,等.基于低速非线性渗流新模型的垂直压裂井产能计算[J].油气地质与采收率,2013,20(1):92-95.
Jiang Ruizhong, Li Linkai, Peng Yuanhui, et al. Vertical fracture well productivity analysis based on low velocity nonlinear new model [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(1): 92-95.
- [2] 魏海峰,凡哲元,袁向春.致密油藏开发技术研究进展[J].油气地质与采收率,2013,20(2):62-66.
Wei Haifeng, Fan Zheyuan, Yuan Xiangchun. Review on new advances in foreign tight oil development technology and their enlightenment [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 62-66.
- [3] 任闾燕,姜汉桥,李爱山,等.非常规天然气增产改造技术研究进展及其发展方向[J].油气地质与采收率,2013,20(2):103-107.
Ren Minyan, Jiang Hanqiao, Li Aishan, et al. Review on study progress of unconventional gas stimulation technology [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 103-107.
- [4] 温庆志,蒲春生,曲占庆,等.低渗透、特低渗透油藏非达西渗流整体压裂优化设计[J].油气地质与采收率,2009,16(6):102-104.
Wen Qingzhi, Pu Chunsheng, Qu Zhanqing, et al. Integral fracturing optimization design of non-Darcy flows in low and ultra-low permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(6): 102-104.
- [5] 张璋,何顺利,刘广峰.低渗透油藏裂缝方向偏转时井网与水力裂缝适配性研究[J].油气地质与采收率,2013,20(3):98-101.

- Zhang Zhang, He Shunli, Liu Guangfeng. An investigation of suitability between well pattern and hydraulic fracture system with deflected orientation in low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(3): 98-101.
- [6] 王锋,刘慧卿,吕广忠.低渗透油藏长缝压裂直井稳态产能预测模型[J].油气地质与采收率,2014,21(1):84-86,91.
Wang Feng, Liu Huiqing, Lü Guangzhong. Steady-state productivity prediction model for long-length fractured vertical well in low permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 84-86, 91.
- [7] 张贵才,申金伟,张旋,等.新型压裂液对阜东斜坡区头屯河地层伤害研究[J].特种油气藏,2014,21(3):124-127.
Zhang Guicai, Shen Jinwei, Zhang Xuan, et al. Study on damage by new fracturing fluid to Toutunhe Formation in Fudong slope area [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(3): 124-127.
- [8] Ahmed M, Shar A H, Khidri M A. Optimizing production of gas wells by revolutionizing hydraulic fracturing [C]//SPE Annual 73rd EAGE Conference & Exhibition, 23-27 May 2011, Vienna, Austria.
- [9] Gillard M, Medvedev, Medvedeva, et al. A new approach to generating fracture conductivity [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy.
- [10] 钟森,任山,黄禹忠,等.高速通道压裂技术在国外的研究与运用[J].中外能源,2012,17(6):39-42.
Zhong Sen, Ren Shan, Huang Yuzhong, et al. Research and application of channel fracturing technique in foreign oil and gas field [J]. Sino-Global Energy, 2012, 17(6): 39-42.
- [11] 温庆志,高金剑,黄波,等.通道压裂砂堤分布规律研究[J].特种油气藏,2014,21(4):89-92.
Wen Qingzhi, Gao Jinjian, Huang Bo, et al. Research on distribution pattern of sand bank for channel fracturing [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(4): 89-92.
- [12] 孙海成.脆性页岩网络裂缝中支撑剂的沉降特性[J].油气地质与采收率,2013,20(5):107-110.
Sun Haicheng. Study on proppant settlement in brittle shale network fracture [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 107-110.
- [13] 宋国奇,刘华,蒋有录,等.沾化凹陷渤南洼陷沙河街组原油成因类型及分布特征[J].石油实验地质,2014,36(1):33-38.
Song Guoqi, Liu Hua, Jiang Youlu, et al. Genetic types and distribution characteristics of crude oils from Shahejie Formation in Bonan Subsag, Zhanhua Sag, Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(1): 33-38.
- [14] 李文浩,张枝焕,管灵,等.渤南洼陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩有效储层物性下限及其主控因素[J].石油与天然气地质,2012,33(5):766-777.
Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Zan Ling, et al. Lower limits of physical properties and their controlling factors of effective coarse-grained clastic reservoirs in the Shahejie Formation on northern steep slope of Bonan subsag, the Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 766-777.