

薄互层大型压裂组合加砂技术研究与应用

金智荣, 张华丽, 周继东, 王进涛

(中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院, 江苏扬州 225009)

摘 要:为实现薄互层大型压裂造支撑长缝和缝高有效支撑,提高压裂效果,研究应用了组合加砂技术。在分析裂缝宽度和流体密度对支撑剂运移趋势影响的基础上,得出了组合加砂的顺序为支撑剂粒径由小到大、密度由高到低。借助导流能力试验对比不同支撑剂比例组合,提出了组合加砂时增加大粒径、低密度支撑剂的比例来提高裂缝导流能力。该技术在长停井 L3 井进行了试验,先加入 30/50 目、密度 1.75 kg/L 的陶粒 20 m³,再加入 20/40 目、密度 1.60 kg/L 的陶粒 30 m³。压裂后净压力拟合分析表明,支撑缝长 196.8 m,支撑缝高 42.5 m,基本达到设计预期要求。该井压裂后初期平均产液量 5.6 t/d,产油量 3.2 t/d。现场施工表明,该技术能够实现造支撑长缝和缝高有效支撑,为类似薄互层大型压裂提供了技术参考。

关键词:薄互层 大型压裂 组合加砂 支撑裂缝 裂缝剖面

中图分类号:TE357.1⁺3 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)06-0086-04

Research and Application of Massive Combined Sand Fracturing for Thin Interbedded Reservoirs

Jin Zhirong, Zhang Huali, Zhou Jidong, Wang Jintao

(Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Jiangsu Oilfield Company, Sinopec, Yangzhou, Jiangsu, 225009, China)

Abstract: In order to create long fractures and propped fracture height effectively, and improve the effect of fracturing, a combined sand fracturing technique was developed. Based on the analysis of the effect of fracture width and fluid density on proppant migration trend, we determined sand adding order from small size to large size and from high density to low density. Comparing different proppant ratio combinations in conductivity test, it was found that increase in sand size and proportion of low density proppant can raise fracture conductivity. This technique has been applied in Well L3, in which 20 cubic meters of 30/50 mesh 1.75 kg/L ceramics was added first, followed by 30 cubic meters of 20/40 mesh 1.60 kg/L ceramics. Net pressure matching and analysis after fracturing treatment show that hydraulic fracture length reaches 196.8 m and fracture height reaches 42.5 m meeting the design requirements. Well L3 produced 5.6 t/d of fluid and 3.2 t/d of oil after fracturing initially. The field operation shows that this technique can create long propped fractures and fracture height effectively, providing technical reference for fracturing in similar thin interbedded reservoirs.

Key words: thin interbedded reservoirs; massive hydraulic fracturing; combined sand fracturing; propped fracture; profile of fracture

大型压裂借助大排量、大加砂量实现造支撑长缝,提高压裂效果。对于薄互层而言,由于隔层产层的应力差小,在大排量压裂下缝高容易失控,会在非目的层过度延伸^[1-6]。P. E. Clark^[7]认为,支撑剂在运移过程中由于自身重力作用,会不断向裂缝底部沉降,并且越往裂缝前端运移其沉降趋势越强。这

收稿日期:2013-02-15;改回日期:2013-08-01。

作者简介:金智荣(1982—),男,江苏扬州人,2005年毕业于西南石油大学石油工程专业,2008年获西南石油大学油气田开发工程专业硕士学位,工程师,主要从事油井压裂增产工艺技术研究。

联系方式:(0514)87760401, jinzr. jsyt@sinopec.com。

会导致支撑剂不能运移到裂缝尖端,使缝尖位置无支撑剂充填而闭合,在裂缝纵向上也会因支撑剂大部分沉降在裂缝底部,无法对裂缝上部对应油层形成有效支撑,直接影响裂缝导流能力。

为了改善支撑剂在裂缝中的充填效果,国内外常采用不同粒径支撑剂组合的加砂方式^[8-10]。但由于薄互层缝高纵向延伸较大,只采取不同粒径的支撑剂组合很难解决缝高有效支撑问题。笔者在分析国外学者有关支撑剂沉降规律研究成果的基础上,首次从理论和试验角度论证了同时采取加入不同粒径和不同密度支撑剂的组合加砂技术来造支撑长缝和实现缝高有效支撑的可行性,得出了组合加砂顺序及提高裂缝导流能力的方法。

1 支撑剂组合加砂理论依据

P. E. Clark^[7]用无因次作用力 N_c 表征支撑剂颗粒在裂缝中的运动趋势,其表达式为:

$$N_c = \frac{F_H}{F_V} = 2 \left(4 + \frac{2}{n} \right)^n \frac{K}{g \omega^{2n+1} \Delta \rho} \left(\frac{q}{H_f} \right)^n \quad (1)$$

式中: N_c 为无因次作用力; F_H 为支撑剂水平运动作用力, N ; F_V 为支撑剂垂向运动作用力, N ; q 为注入到裂缝中的流体排量, m^3/min ; H_f 为裂缝高度, m ; ω 为裂缝宽度, m ; $\Delta \rho$ 为注入流体的密度差, kg/m^3 ; K 为幂律液体的稠度系数, $\text{Pa} \cdot \text{s}^n$; n 为幂律液体的流性指数; g 为重力加速度, m/s^2 。

由式(1)可知:当 $N_c > 1$ 时,支撑剂水平运动占优势,有利于支撑剂向裂缝前端运移更长距离,便于后续加砂和造支撑长缝;当 $N_c < 1$ 时,支撑剂沉降作用占主导,支撑剂会更早地向裂缝底部沉降,从而会增加后续支撑剂进入裂缝的难度和砂堵风险^[11]。

1.1 裂缝宽度对 N_c 的影响

压裂加砂过程也是裂缝宽度动态膨胀的过程。假设 $K = 1.55 \text{ Pa} \cdot \text{s}^n$, $n = 0.65$, $\Delta \rho = 15 \text{ kg}/\text{cm}^3$, $H_f = 80 \text{ m}$,将以上参数代入式(1),得到不同排量下 N_c 随缝宽的变化曲线(见图 1)。从图 1 可以看出,随着缝宽的增大, N_c 减小,说明支撑剂沉降作用逐渐增强^[12]。当 $q = 6 \text{ m}^3/\text{min}$ 时,在初始加砂阶段缝宽较窄,缝宽小于 3.5 mm 时 $N_c > 1$,说明支撑剂在裂缝中的水平运移占主导,此时若采取小粒径支撑剂,有利于支撑剂在较窄的裂缝中向前运移。当缝宽增大到 3.5 mm 后 $N_c < 1$,支撑剂沉降趋势占主导,支撑剂会更早更快地向裂缝底部积聚。此时选

取大粒径的支撑剂,利用其沉降速度快的特点使其快速沉降于缝口位置,可以提高裂缝的导流能力。此外,通过对比不同排量可以看出,排量增大,则 N_c 增大,可以延缓支撑剂的沉降趋势。因此在大型压裂施工设计时,在保证压裂经济效益和地层条件允许的前提下,尽量提高排量,降低支撑剂沉降作用的影响,以保证有足够多的支撑剂向裂缝前端运移,从而得到较长的支撑缝长。

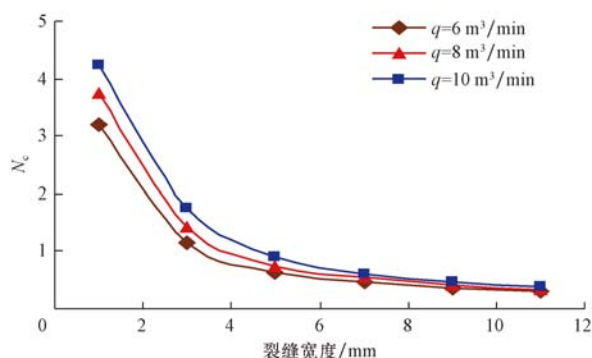


图 1 裂缝宽度对 N_c 的影响

Fig. 1 Impact of fracture width on N_c value

1.2 注入流体密度差对 N_c 的影响

压裂加砂过程通常按不同砂比阶段进行连续加砂。假设 $K = 1.55 \text{ Pa} \cdot \text{s}^n$, $n = 0.65$, $\omega = 2 \text{ mm}$, $q = 6 \text{ m}^3/\text{min}$, $H_f = 80 \text{ m}$,将以上参数代入式(1),可以得到 N_c 随注入流体密度差变化的曲线(见图 2)。

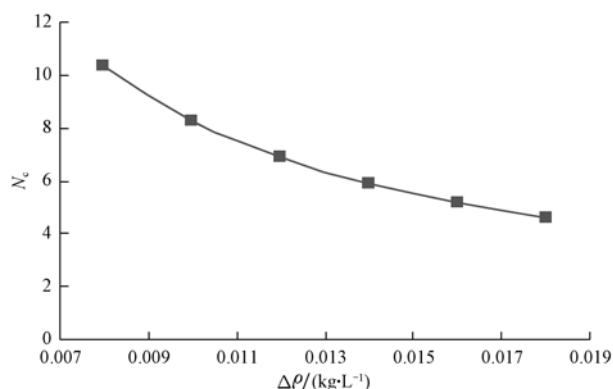


图 2 注入流体密度差对 N_c 的影响

Fig. 2 Impact of fluid density differences on N_c value

从图 2 可以看出,随着相邻各阶段注入流体(携砂液)密度差值的增大 N_c 减小,说明支撑剂向前端的运移能力减弱,沉降趋势增强。因此,如果在低砂比加砂阶段采用高密度支撑剂,在高砂比加砂阶段采用低密度支撑剂,可以降低各阶段携砂液的密度差,延缓支撑剂沉降趋势,便于后续加砂和形成支撑长缝。

2 支撑剂组合导流能力试验

利用裂缝导流能力测试仪进行导流能力试验^[13-15],支撑剂铺砂浓度为 10 kg/m^2 ,试验温度为 50°C 。

2.1 不同粒径支撑剂组合的导流能力

选用 20/40 目和 30/50 目粒径支撑剂,按照不同体积比进行组合,采用段塞式铺置方式,即小粒径铺置在缝尖位置,大粒径铺置在缝口位置。由试验结果(见图 3)可以看出:不同粒径支撑剂组合的导流能力介于 20/40 目和 30/50 目的单一粒径支撑剂导流能力之间,并且随着 20/40 目大粒径所占比例的增加,其组合粒径的导流能力越接近单一 20/40 目大粒径支撑剂导流能力。

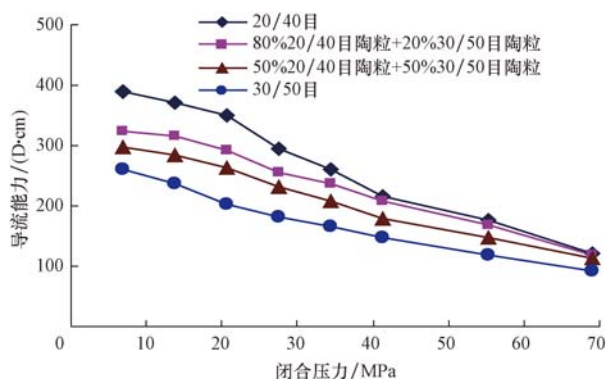


图 3 不同粒径支撑剂以不同比例组合的导流能力对比
Fig. 3 Comparison of fracture conductivity of proppants in different particle size combinations

因此,在施工初期缝宽较窄时,可以先选用适量的小粒径支撑剂:一方面可以打磨孔眼和封堵微裂缝,降低砂堵风险;另一方面可以支撑缝尖增加有效支撑长度。在缝宽增加后采用大比例的大粒径支撑剂,来提高支撑裂缝的导流能力。

2.2 不同密度支撑剂组合的导流能力

选用 1.60 kg/L 和 1.75 kg/L 两种密度的支撑剂按不同体积比例组合,采取高密度支撑剂铺置在裂缝底部、低密度支撑剂铺置在高密度支撑剂层上的铺置方式。由试验结果(见图 4)可以看出,低密度支撑剂所占比例越大,其导流能力越高。因此,实际施工时,可以先加入适量的高密度支撑剂,让其沉降铺置于裂缝底部,随后加入大比例的低密度支撑剂,让它充填在高密度支撑剂层上方,这样可以保证裂缝在纵向剖面上都能得到有效支撑。

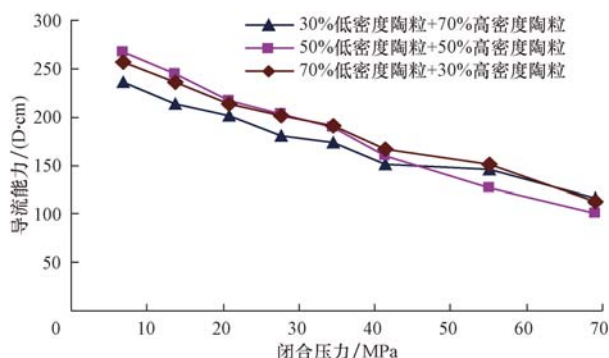


图 4 不同密度支撑剂以不同比例组合的导流能力对比
Fig. 4 Comparison of fracture conductivity of proppants in different density combinations

3 现场应用

江苏油田 L3 井曾于 2001 年对 12—15 号层(井深 $1630.3 \sim 1658.0 \text{ m}$)进行压裂,油层有效厚度 11.9 m ,单层厚度 $0.9 \sim 4.9 \text{ m}$ 。设计排量 $3.5 \text{ m}^3/\text{min}$,砂量 15 m^3 ,实际施工时砂堵,只加砂 12.5 m^3 。压裂后抽汲最高产油量 0.5 t/d ,未投产。为实现老井复产,决定对 12—15 号层实施大型压裂。大型压裂设计排量 $5.0 \text{ m}^3/\text{min}$,砂量 50 m^3 ,设计支撑缝长 208 m ,支撑缝高 40 m 。

该井压裂层多而薄,纵向上无明显遮挡层,为防止大排量下裂缝纵向延伸过大,采用组合加砂技术,一方面降低施工风险,另一方面提高支撑剂在裂缝内的有效支撑,提高大型压裂效果。根据试验优选结果,选用密度为 1.75 kg/L 的 30/50 目陶粒 20 m^3 和密度 1.60 kg/L 的 20/40 目陶粒 30 m^3 进行组合加砂(体积比为 2:3)。L3 井组合加砂顺序为:粒径由小到大,密度由高到低。组合加砂详细顺序见表 1。

表 1 L3 井支撑剂组合加砂顺序

Table 1 Proppant adding order in Well L3

阶段	砂比, %	砂量/ m^3	粒径/目	密度/ $(\text{kg} \cdot \text{L}^{-1})$
段塞 1	5~15	1.0	30/50	1.75
段塞 2	10~25	1.5	30/50	1.75
主加砂 1	10~20	17.5	30/50	1.75
主加砂 2	20~50	30.0	20/40	1.60

L3 井施工时最高油压 33.3 MPa ,在段塞 1 进入地层后,油压由 32.3 MPa 降至 28.0 MPa ,随后该井施工压力基本稳定为 $27.0 \sim 28.0 \text{ MPa}$,顺利加砂 50 m^3 。

为了评价组合加砂实际支撑缝长和支撑缝高压

裂效果,采用PT软件对压裂施工数据进行了净压力拟合分析和计算,得到该井支撑缝长为196.8 m,支撑缝高42.5 m,基本达到了预期要求。

L3井压裂后直接下泵投产,初期平均产液量 $5.6\text{ m}^3/\text{d}$,产油量 3.2 t/d ,目前平均产液量 $2.1\text{ m}^3/\text{d}$,产油量 1.8 t/d ,已累计增油975.8 t。

该区邻井L5井采用单一20/40目低密度陶粒进行了加砂 60 m^3 的大型压裂,压后投产初期平均产液量 $6.8\text{ m}^3/\text{d}$,产油量 2.6 t/d ,生产2个月后平均产液量降至 $0.8\text{ m}^3/\text{d}$,产油量降至 0.6 t/d ,累计增油仅160.7 t。由此可知,相比L5井,L3井采取支撑剂组合加砂的增产和稳产效果明显。

4 结论与建议

1) 薄互层大型压裂时,加砂初始阶段采用小粒径、高密度支撑剂,加砂中后期采用大粒径、低密度支撑剂进行组合加砂,不仅可以降低施工风险,还可以提高支撑剂在裂缝中的充填程度。

2) 组合加砂时应适当增加大粒径、低密度支撑剂比例,以提高裂缝导流能力。

3) L3井现场施工表明,组合加砂技术能够增加支撑缝长和实现缝高有效支撑,提高薄互层大型压裂增产和稳产效果。

4) 笔者仅研究了2种不同粒径和密度的支撑剂组合,建议根据压裂储层具体特征,开展多种粒径和密度支撑剂的组合优选研究,以提高组合加砂设计的针对性和有效性。

参 考 文 献

References

- [1] 肖晖,郭建春,卢聪,等. F142区块大型压裂技术研究与应用[J]. 石油钻探技术,2012,40(6):90-95.
Xiao Hui, Guo Jianchun, Lu Cong, et al. Research and application of large-scale fracturing in Block F142 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(6): 90-95.
- [2] 苏玉亮,慕立俊,范文敏,等. 特低渗透油藏油井压裂裂缝参数优化[J]. 石油钻探技术,2011,39(6):69-72.
Su Yuliang, Mu Lijun, Fan Wenmin, et al. Optimization of fracturing parameters for ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 69-72.
- [3] 刘红磊,熊炜,高应运,等. 方深1井页岩气藏特大型压裂技术[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):46-52.
Liu Honglei, Xiong Wei, Gao Yingyun, et al. Large scale fracturing technology of Fangshen 1 shale gas well [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 46-52.
- [4] 蒋廷学,李治平,才博,等. 松辽盆地南部致密气藏低伤害大型压裂改造技术与试验[J]. 石油钻采工艺,2009,31(4):6-11.
Jiang Tingxue, Li Zhiping, Cai Bo, et al. Study and field test of low damage & massive hydraulic fracturing techniques in tight gas reservoirs in the south of Songliao Basin [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 6-11.
- [5] 尹建,郭建春,曾凡辉. 低渗透薄互层压裂技术研究及应用[J]. 天然气与石油,2012,30(6):52-54.
Yin Jian, Guo Jianchun, Zeng Fanhui. Research and application of low permeability and thin interbed fracturing technology [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(6): 52-54.
- [6] 牟善波,刘晓宇. 高89块低孔、特低渗透薄互层大型压裂技术研究与应用[J]. 断块油气田,2006,13(2):74-77.
Mou Shanbo, Liu Xiaoyu. Study and application of big-frac treatment technology on the thin oil sandwiches of low porosity and extra-low permeability in Block Gao 89 [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2006, 13(2): 74-77.
- [7] Clark P E. Transport of proppant in hydraulic fractures [R]. IADC/SPE 103167, 2006.
- [8] 卢聪,郭建春,王建,等. 义104-1侧井砂砾岩储层大型压裂技术研究与应用[J]. 油气地质与采收率,2012,19(4):103-105.
Lu Cong, Guo Jianchun, Wang Jian, et al. Study and application of massive hydraulic fracturing technique in Y 104-1 Well conglomerate formation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(4): 103-105.
- [9] 钟安海. 多尺度支撑剂组合加砂技术在压裂过程中的应用研究[J]. 内蒙古石油化工,2012,38(7):91-93.
Zhong Anhai. Study on applying the technology of assembling different sizes of proppant using in fracturing [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012, 38(7): 91-93.
- [10] 辛军,郭建春,赵金洲,等. 砂泥岩交互储层支撑剂导流能力实验及应用[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(3):81-84.
Xin Jun, Guo Jianchun, Zhao Jinzhou, et al. Experimental study on and field appliance of proppant conductivity in alternating formations of sandstone and shale [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 32(3): 81-84.
- [11] 曾凡辉,郭建春,陈敏. 大厚段砂砾岩储层压裂工艺技术研究及应用[J]. 石油天然气学报,2011,33(5):123-126.
Zeng Fanhui, Guo Jianchun, Chen Min. Fracturing technology research and application of big and thick glutenite reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(5): 123-126.
- [12] 杨立君. 支撑剂对流模型研究及水平井分级压裂设计软件研制[D]. 成都:西南石油大学石油工程学院,2005.
Yang Lijun. Research of proppant convection model and develop the software of the classification fracture the horizontal well [D]. Chengdu: School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, 2005.
- [13] SY/T 6302—1997 压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法[S].
SY/T 6302—1997 Recommended practice for evaluating short term proppant pack conductivity [S].
- [14] 袁文义,谢建利,尹淑丽,等. 段塞导致的混合支撑剂导流能力评价[J]. 断块油气田,2009,16(6):121-122.
Yuan Wenyi, Xie Jianli, Yin Shuli, et al. Evaluation on flow conductivity of mixed proppant caused by slug [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(6): 121-122.
- [15] 肖勇军,郭建春,王文耀,等. 不同粒径组合支撑剂导流能力实验研究[J]. 断块油气田,2009,16(3):102-104.
Xiao Yongjun, Guo Jianchun, Wang Wenyao, et al. Study on flow conductivity of proppant with different size combination [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(3): 102-104.

[编辑 滕春鸣]