

纤维压裂液携砂性能实验评价

温庆志,高金剑,刘华,王峰,王淑婷

中国石油大学(华东)石油工程学院,青岛 266580

摘要 为了研究纤维对纤维加砂压裂的影响,设计了大型可视裂缝模拟系统及相应的实验方案,通过室内实验,研究了纤维加入方式、纤维浓度、温度等对纤维携砂能力的影响。实验结果表明:先加入纤维,再加入交联剂,最后加入支撑剂配置的压裂液携砂能力最好;在一定温度范围内,纤维质量浓度越高,纤维与支撑剂颗粒间摩擦系数越大,形成的网状结构越稳定,纤维的悬砂性越好,但温度大于80℃时,纤维携砂能力变差;增大纤维质量浓度,砂堤形态变平缓,堤峰向裂缝深部推移,支撑剂在裂缝深部的沉降量增加,有利于增加裂缝的有效长度。

关键词 纤维加砂压裂;纤维加入方式;纤维浓度;砂堤;可视裂缝模拟系统

中图分类号 TE357.1

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.07.006

Experimental evaluation of the proppant carrying capacity of fiber fracturing fluid

WEN Qingzhi, GAO Jinjian, LIU Hua, WANG Feng, WANG Shuting

School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

Abstract A large-scale visual fracture simulation system and experimental schedule have been designed with consideration of fiber adding method, fiber concentration, and temperature to study the effect of fiber on fiber fracturing. Experimental results show that fracturing fluid carrying capacity was the best through adding fiber, then crosslinking agent, and finally proppant. In a certain temperature range, the higher the fiber concentration, the more stable the network, and the carrying capacity was better, but it became worse when the temperature exceeded 80℃. With increasing of fiber concentration, the sand bank became flat, and the amount of proppant in deep fracture increased, leading to increase of the effective length of the fracture. This study may provide reference for the design of fiber sand fracturing.

Keywords fiber sand fracturing; method of adding fiber; fiber concentration; sand bank; visual fracture simulation system

纤维加砂压裂技术是指在压裂过程中,在压裂液中添加一定量的经过特殊处理的纤维或可降解纤维,依靠纤维材料形成类似网状的互绕结构来固定支撑剂,提高压裂液的悬砂性能,使支撑剂在裂缝内均匀铺置,提高压裂效果^[1-6]。纤维在压裂液中与支撑剂颗粒相互作用形成网状结构,阻止微粒下沉,从而大大减小支撑剂的沉降速度,并通过一种机械的方法携带、运移并分布支撑剂^[7];加纤维后能减弱压裂液黏度对颗粒沉降速度的主导作用,可降低压裂液中聚合物的浓度,降低压裂液的伤害^[8]。

目前国内外关于纤维携砂性能评价较少,本文通过室内

实验对纤维加入方式进行优选,通过动、静态悬砂实验进行纤维携砂能力评价。

1 加入方式优选

本实验的压裂液组成:CJ2-6羟丙基瓜尔胶0.55%+JL-2交联剂(交联比100:0.8)+纤维(CTAB处理)0.1%+支撑剂43%(质量分数)。在70℃恒温下,通过采用交联液、纤维、支撑剂不同的加入顺序进行压裂液的悬砂性能测试,得到一组效果相对较好的压裂液。

收稿日期:2014-11-02;修回日期:2015-01-05

基金项目:山东省自然科学基金项目(ZR2012EEM001);山东省优秀中青年科学家科研奖励基金项目(BS2012HZ029)

作者简介:温庆志,副教授,研究方向为低渗透油气藏增产机理,电子信箱:wenqingzhi@163.com

引用格式:温庆志,高金剑,刘华,等.纤维压裂液携砂性能实验评价[J].科技导报,2015,33(7):39-42.

1.1 实验步骤

1) 准备5组烧杯及对应的量筒,取5 mL交联剂与去离子水1:1混合,称取5份支撑剂各43 g,实验用纤维5份各0.1 g。

2) 基液的配置:量取500 mL去离子水置于恒速旋转搅拌机中,在低速搅拌下加入2.75 g瓜尔胶,并将配置好的瓜尔胶液体均分为5份分别倒入5个烧杯。

3) 分别按照以下5个方案同时进行实验。

实验1:向1号烧杯中加入交联剂,加支撑剂,再加纤维并搅拌均匀;实验2:向2号烧杯中加入交联剂,将支撑剂和纤维同时加入并搅拌均匀;实验3:向3号烧杯中加入交联剂,加纤维,再加入支撑剂并搅拌均匀;实验4:向4号烧杯中先加入纤维,再加交联剂,最后加入支撑剂并搅拌均匀;实验5:向5号烧杯中先加入交联剂,再加入支撑剂并搅拌均匀。

4) 将搅拌均匀的携砂液分别倒入到对应的量筒中,静置、密封、拍照,放入到温度调节为70℃的干燥箱中并记录初始时间与携砂液体积。

5) 观察支撑剂的沉降情况,同时记录好时间与支撑剂悬浮的体积并拍照,直到沉降完全。

1.2 实验结果

实验过程中,对初始时刻、沉降80 min及160 min完全沉降时进行拍照,同时记录沉降过程中沉降体积的变化(图1)。根据实验记录的结果,绘制不同实验方案的支撑剂沉降量与沉降时间的关系曲线(图2)。

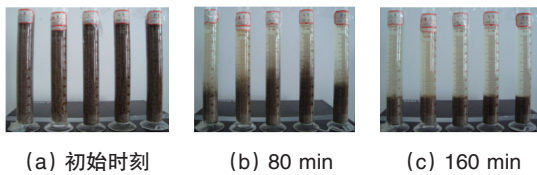


图1 不同加入方式下支撑剂沉降

Fig. 1 Proppant settling with different adding methods

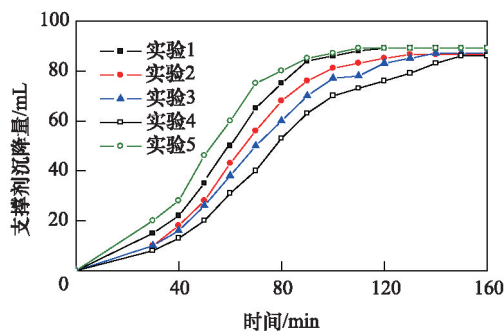


图2 携砂液的悬砂时间与沉降量关系

Fig. 2 Relationship between time and amount of settling proppant

由图2可以看出,实验4(先加入纤维,再加入交联剂,最后加入支撑剂)沉降慢,悬砂时间长,效果好。这主要是因为成胶液中加入纤维,纤维易抱团,分散困难,导致悬砂性能差;而实验4中,先加入纤维,可在溶液中较好地分散,成胶后,未影响纤维的分散性,悬砂性能较好。

2 静态悬砂实验

悬砂性能是判断压裂液性能的重要指标之一。纤维与支撑剂相互作用,可以形成有一定强度的网状结构,增加了支撑剂下沉的阻力,悬砂的性能直接反映出纤维压裂液的性能。

2.1 实验方法

根据已优选的加入方式(方案4),在不同温度下,测试纤维的添加量对压裂液悬砂性能的影响。设置不同的温度点(50、60、70、80、90℃),在每个温度点下,设置不同的纤维添加量(0、0.05、0.10、0.15、0.20 g)。

2.2 实验结果

在不同的温度下,记录不同时刻、不同纤维添加量压裂液中支撑剂的沉降高度(图3),计算出沉降速度。

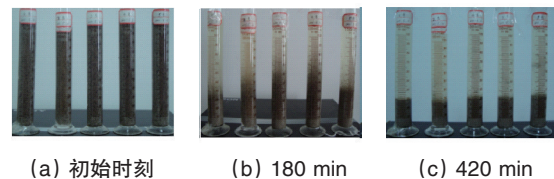


图3 50℃不同纤维添加量时支撑剂沉降

Fig. 3 Proppant settling at 50℃ with different amount of fiber

绘制420 min,支撑剂的沉降速度随温度、纤维添加量的变化关系曲线(图4)。从图4可知:1) 向压裂液中加入纤维有助于延长悬砂时间,降低支撑剂的沉降速率;2) 在一定温度范围内,沉降速率随纤维加入量的增大而减小,悬砂时间变长;温度和纤维的添加量超过一定范围后,悬砂能力变差;3) 与常规压裂液体系相比,纤维水基压裂液体系在高温条件下的悬砂性能更好。

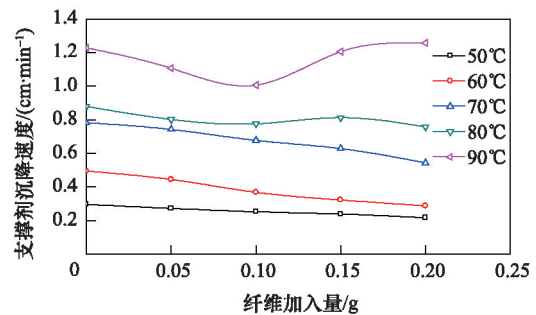


图4 不同温度下纤维加入量与沉降速度的关系

Fig. 4 Relationship between amount of added fiber and settling velocity at different temperature

纤维加入到流体-支撑剂悬浮液中能明显改变支撑剂沉降性质,加入纤维后,支撑剂的沉降不再遵循斯托克斯定律。当纤维均匀分散在压裂液中时,纤维会与网状结构的瓜尔胶链一起形成缠绕结构,增强交联网状结构的强度,阻止了支撑剂的下沉,使得其悬浮时间增加,沉降速率减小。在一定温度范围内,纤维浓度越高,纤维与支撑剂颗粒间摩擦系

数越大,形成的网状结构越稳定,压裂液悬砂性更好。但温度高于80℃时,冻胶的黏度大幅降低,沉降速率变快,这是因为在高温条件下,交联剂的性能受到破坏,交联效果变差。

3 动态悬砂实验

通过前文的纤维静态实验可以初步推断,加入纤维可以提高压裂液的携砂能力,减小支撑剂沉降速度。动态实验的目的是验证这种可能性,并得到较具体的实验结果。

3.1 实验仪器及方法

本实验仪器由压裂液配制装置、泵入装置、大型可视平板裂缝等组成^[9]。实验装置长4 m,高1 m,缝宽6 mm(图5)。

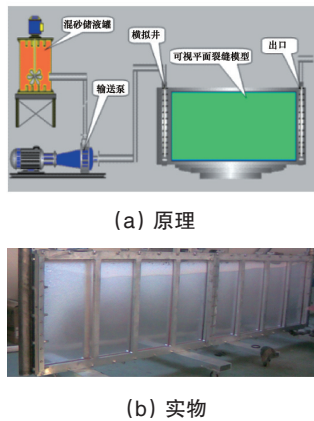


图5 大型可视裂缝模拟系统

Fig. 5 Large-scale visual fracture simulation system

表1为纤维质量浓度对支撑剂铺置影响实验方案。实验中支撑剂的粒径为20~40目,视密度2500 kg/m³,用量20 L;砂的质量浓度为50 kg/m³。

表1 纤维质量浓度对支撑剂铺置影响实验方案

Table 1 Experiment scheme for studying the effect of fiber concentration on proppant setting

纤维质量浓度/ (kg·m ⁻³)	室温黏度/(mPa·s)	液体流速/(m·s ⁻¹)
0	2	0.2
4	9	0.2
8	10	0.2

实验依据相似性原理,把现场施工排量折算为实验室内裂缝模型的缝口流速,确定液体流速为0.2 m/s;清水的室温黏度约为2 mPa·s。实验过程中压裂液的实际黏度随加入的纤维浓度增加而增加;砂质量浓度采用混砂液中支撑剂所占的质量计算,纤维质量浓度为单位体积压裂液中纤维的质量。实验时应保证砂质量浓度的恒定,需要根据实验室内的排量确定相应加砂速度。

3.2 砂堤形态实验效果对比

本实验忽略壁面摩擦及虑失,在常温常压下,实验4 min后停泵,得最终砂堤形态(图6)。

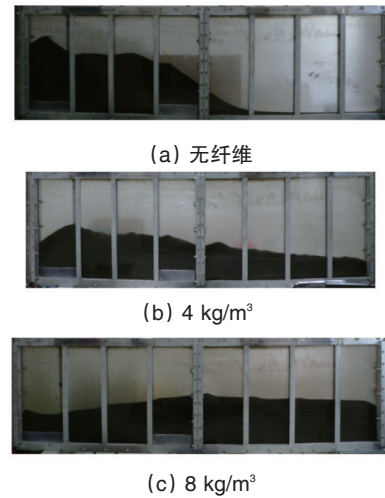


图6 不同纤维质量浓度下砂堤形态

Fig. 6 Sand bank under different fiber concentrations

采用软件读取不同水平方向上的砂堤高度,绘制曲线。从图7可知,无纤维压裂液中支撑剂约有90%的支撑剂沉积在0~L_i/2(L_i为裂缝长度4 m)位置处,只有10%的支撑剂沉积在L_i/2~L_i处。说明在此排量及支撑剂类型下,滑溜水压裂液携砂性能差。若要达到较好的支撑剂铺置效果,需要加大施工排量。

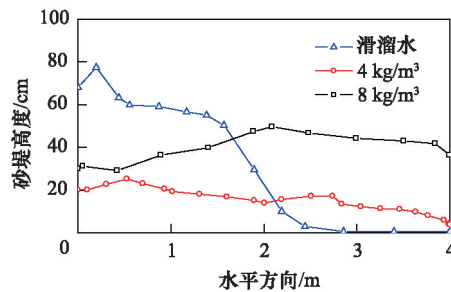


图7 3种压裂液砂堤形态对比

Fig. 7 Comparison of sand banks under different fiber concentrations

对比3种砂堤形态可知,在压裂液中加入纤维后,压裂液的携砂性能得到较大改善,纤维质量浓度为8 kg/m³的铺砂长度得到了提高,表明有较多的支撑剂不是在缝口附近沉降而是被携带得更远,进入更深地层。在该浓度下砂堤的堤峰出现在裂缝模型的中部,表明在实际压裂施工中其有效缝长比4 kg/m³更高,说明纤维质量浓度的增加对于提高铺砂效率有十分明显的效果,对造出较长的支撑剂充填裂缝有利。

从表2、图7可知,随纤维质量浓度的增加,对比3个砂堤形态可以看出:

- 1) 随纤维质量浓度增加,砂堤高度变化平缓。
- 2) 随纤维质量浓度增加,砂堤在平板中的分布更加均匀。无纤维组,90%的支撑剂沉积在0~L_i/2处;纤维质量浓度4 kg/m³组,支撑剂分布均匀,砂堤高度十分平缓,从堤峰开始到平板末端,砂堤高度变化不明显;纤维质量浓度8 kg/m³组,

支撑剂分布较均匀。

3) 随纤维浓度增加,裂缝深部沉降的支撑剂量增加。表明更多的支撑剂被携带到更深的地层,有利于增加裂缝的有效支撑长度。

4) 随纤维质量浓度增加,堤峰位置向右推移。无纤维组和4 kg/m³组堤峰出现在接近缝口处;8 kg/m³组堤峰出现在平板中间处。证明纤维质量浓度8 kg/m³可以辅助形成更长的砂堤,提高缝长。

表2 砂堤形态具体数据

Table 2 Morphological data of sand banks

纤维质量浓度/(kg·m ⁻³)	堤峰出现位置/m	堤峰高度/cm	平板半长处砂堤高度/cm
0	0.2	80	20
4	0.4	30	20
8	2.0	50	40

3.3 纤维对沉降及运移速度的影响

实验过程中测定支撑剂颗粒在裂缝模型中的水平运移速度及沉降速度。具体方法是对一部分支撑剂进行染色,实验时跟踪某几个支撑剂的运移轨迹,并记录时间,计算得到支撑剂的运移速度。所得实验结果如表3所示。

表3 不同纤维质量浓度下颗粒的运移速度

Table 3 Horizontal and vertical velocity under different fiber concentrations

压裂液	水平运移速度/(cm·s ⁻¹)	沉降速度/(cm·s ⁻¹)	平均水平运移速度/(cm·s ⁻¹)	平均沉降速度/(cm·s ⁻¹)
滑溜水	14.23	6.05	15.59	6.10
压裂液	17.21	6.98		
纤维压裂液(4 kg/m ³)	17.05	5.26	16.61	2.85
	16.86	6.12		
	16.92	2.85		
纤维压裂液(8 kg/m ³)	15.53	2.14	17.81	2.30
	16.33	3.31		
	17.69	3.12		
	18.27	1.82		
纤维压裂液(8 kg/m ³)	17.94	2.74	17.81	2.30
	17.03	2.32		
	17.98	2.04		

由表3分析可知,压裂液类型对颗粒的水平运移速度有较大的影响。颗粒在滑溜水中的水平运移速度占液体流速的78%,在纤维压裂液中的比例分别为84%(4 kg/m³)和89%(8 kg/m³),其中液体流速为0.2 m/s;不同的压裂液中颗粒的沉降速度依次为:纤维压裂液(8 kg/m³)<纤维压裂液(4 kg/m³)<滑溜水压裂液,加入纤维能大幅减小支撑剂沉降速度,随着纤维浓度增加,沉降速度减幅减缓,效果变差。在现场压裂时,结合成本,应优选合理的纤维浓度以提高悬砂性能。

4 结论

1) 纤维加入方式实验结果表明:采用先加入纤维,再加入交联剂,最后加入支撑剂的加入方式,支撑剂沉降慢,悬砂时间长,纤维压裂液携砂能力好。

2) 静态携砂实验表明:在一定温度范围内,纤维浓度越高,纤维与支撑剂颗粒间摩擦系数越大,形成的网状结构越稳定,纤维的悬砂性越好。温度高于80℃时,交联剂的性能受到破坏,导致支撑剂沉降速度加快。

3) 动态携砂实验表明:随纤维浓度增加,砂堤形态变平缓,砂堤在裂缝中的分布更加均匀;裂缝深部沉降的支撑剂量增加,有利于增加裂缝的有效支撑长度;堤峰位置向右推移,无纤维组和4 kg/m³组堤峰出现在接近缝口处,8 kg/m³组堤峰出现在平板中间处;加入纤维能大幅减小支撑剂沉降速度。

参考文献(References)

- [1] 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):77-78.
Huang Yuzhong, Ren Shan, Lan Fang, et al. Pilot test of fiber-laden fracturing technology[J]. Drilling and Production Technology, 2008, 31(1): 77-78.
- [2] 周林刚.纤维加砂压裂工艺研究及应用[J].西部探矿工程,2010,22(11):92-95.
Zhou Lingang. Research and application of fiber sand fracturing technology[J]. West-China Exploration Engineering, 2010, 22(11): 92-95.
- [3] 任山,向丽,黄禹忠,等.纤维网络加砂压裂技术研究及其在川西低渗透致密气藏的应用[J].油气地质与采收率,2010,17(5):86-89.
Ren Shan, Xiang Li, Huang Yuzhong, et al. Study on fiber network sand fracturing technique and application in the low permeable reservoir of Chuanyi Area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(5): 86-89.
- [4] 曲占庆,翟恒立,温庆志,等.加纤维压裂支撑剂导流能力实验研究[J].内江科技,2012,33(4):14-15.
Qu Zhanqing, Zhai Hengli, Wen Qingzhi, et al. Experimental study of fracture capacity adding fiber[J]. Neijiang Science & Technology, 2012, 33(4): 14-15.
- [5] Bustos O A, Powell A R, Olsen T N, et al. Fiber-laden fracturing fluid improves production in the Bakken Shale Multi-lateral Play[C]//Proceedings of Oil & Gas Technology Symposium. Colorado: Society of Petroleum Engineers, 2007: 1-13.
- [6] Borisenko A A, Kayumov R E, Savelyeva I P, et al. Successful implementation of fiber-laden fluid for hydraulic fracturing of Jurassic Formations in Western Siberia[C]//Proceedings of International Petroleum Technology Conference. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 2013: 1-12.
- [7] 刘琦,刘森,李存荣,等.海拉尔油田混注纤维压裂技术[J].特种油气藏,2009,16(6):74-76.
Liu Qi, Liu Miao, Li Cunrong, et al. Fracturing by blending fiber in Hailar Oil field[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(6): 74-76.
- [8] 庄照锋,张士诚,张劲,等.可降解纤维压裂液的破胶性能实验研究[J].油田化学,2010,27(1):26-28.
Zhuang Zhaofeng, Zhang Shicheng, Zhang Jin, et al. Effects of degradable fiber on BXHPG fracturing fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(1): 26-28.
- [9] 温庆志,罗明良,翟恒立,等.一种模拟支撑剂在裂缝中铺置的实验装置及其应用:中国,ZL201210038946.8[P].2012-07-18.
Wen Qingzhi, Luo Mingliang, Zhai Hengli, et al. An experimental device used to simulate proppant settlement in the fracture and its applications: China, ZL201210038946.8[P]. 2012-07-18.

(责任编辑 赵业玲)