

·油气钻采工程·

水力压裂单缝中常用压裂液携砂性能评价

温庆志,李 杨,徐 希,李 猛,战永平

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580)

摘要:水力压裂是油气藏增产的一项重要技术手段,其目的是在地层内形成一条高导流能力的填砂裂缝,支撑剂在裂缝中沉降所形成的砂堤形态决定着压裂增产效果。针对中国理论研究较多但实验研究缺乏的现状,利用大型可视裂缝模拟装置进行支撑剂沉降模拟实验,通过对比分析砂堤形态以及支撑剂颗粒的沉降速度与水平运移速度,对现场常用的滑溜水、线性胶、纤维和交联4种压裂液进行携砂性能评价。结果表明:滑溜水压裂液形成的砂堤短而高,其携砂性能最差;交联压裂液形成的砂堤长而低,且最平缓,携砂性能最好;线性胶压裂液与纤维压裂液携砂性能介于两者之间;支撑剂颗粒在4种压裂液中的水平运移速度分别占液体流速的78%,85%,91%和95%,沉降速度由高到低分别为滑溜水压裂液、线性胶压裂液、纤维压裂液和交联压裂液。因此现场应根据储层的实际情况以及所需裂缝的类型选择合适的压裂液。

关键词:水力压裂 裂缝 压裂液 支撑剂 沉降规律

中图分类号:TE357.12

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)04-0123-04

Evaluation on sand carrying capacity of commonly used fracturing fluid in the single fracture by hydraulic fracturing

Wen Qingzhi, Li Yang, Xu Xi, Li Meng, Zhan Yongping

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

Abstract: Hydraulic fracturing is an important technical method for improving the reservoir production, whose aim is forming fractures with high conductivity. The shape of sand banks developed by the settlement of proppant particles determines the stimulation performance. Large scale visible fracture simulator was used to carry out the proppant settlement stimulation experiment based on abundant theoretical researches and scarce experimental studies in China. The sand carrying capability of four kinds of commonly used fracturing fluids, including slick water, linear gel, fiber liquid and crosslinked fluid, have been evaluated after the shape of sand banks, and the proppant settlement velocity and horizontal migration velocity were analyzed. The results show that the slick water can develop short and high sand banks, so it has the worst sand carrying capability. Crosslinked fluid can develop long and low sand banks, which is also the most gradual one, so it has the best sand carrying capability. The sand carrying capabilities of the linear gel and fiber liquid are between them. The horizontal migration velocities of proppant particles in four kinds of fracturing fluids are 78 percent, 85 percent, 91 percent and 95 percent of fluid velocity, and the settlement velocities from high to low are slick water, linear gel, fiber liquid and cross-linked fluid respectively. So the appropriate fracturing fluids should be chosen based on the reservoir parameters and the types of fractures in the field.

Key words: hydraulic fracturing; fracture; fracturing fluid; proppant; settlement rule

水力压裂的目的是在地层内形成一条高导流能力的填砂裂缝。要达到这个目的,必须保证支撑

收稿日期:2015-05-05。

作者简介:温庆志(1976—),男,江西赣州人,副教授,博士,从事低渗透油气藏增产机理方面的教学与科研工作。联系电话:13963368795, E-mail:wenqingzhi@163.com。

基金项目:山东省自然科学基金“页岩气藏水平井滑溜水压裂支撑剂输送机理研究”(ZR2012EEM001)。

剂在裂缝中能够合理充填。由于压裂液粘度及地层条件等的限制,支撑剂在裂缝中的运移存在一定困难,如在页岩气藏采用滑溜水进行压裂时^[1-4],由于滑溜水粘度低,携砂能力差,支撑剂运移困难,常出现支撑剂沉积在裂缝底部、在裂缝上部及远离井筒端没有支撑剂铺置的状况,施工结束后,没有支撑剂充填的部分裂缝会闭合,形成无效裂缝,严重影响了压裂的效果。因此,水力压裂中支撑剂的充填部位对决定作业的成功与否至关重要^[5-7]。对支撑剂铺置情况的预测是设计和评价水力压裂措施的关键所在。

中国对压裂过程中支撑剂的运移和铺置规律的研究多是在理论方面,现场施工常凭经验或是软件模拟,很少有实验方面的研究。目前关于支撑剂沉降的理论主要基于 Stokes 沉降模型^[8-9],并不能完全适用于压裂裂缝的复杂环境。为了研究支撑剂在裂缝中的具体沉降过程,为理论研究提供依据,采用大型可视裂缝模拟装置,针对压裂过程中裂缝内支撑剂的沉降进行物理模拟实验^[10-11]。由于不同储层压裂施工时所选用的压裂液不同,形成的裂缝也不同,压裂效果相差很大。为此,评价了现场常用的4种压裂液在水力压裂单缝中的携砂性能,以期页岩气藏及低渗透油气藏储层改造提供依据。

1 实验器材与方法

实验采用由中国石油大学(华东)自主设计研发的大型可视裂缝模拟装置(图1),其为中国第1套研究不同类型支撑剂、不同类型压裂液、施工排量等对裂缝内支撑剂沉降规律影响的实验装置,能够优选支撑剂和压裂液,确定合理的施工参数,从而达到提高裂缝导流能力、改善压裂效果的目的。

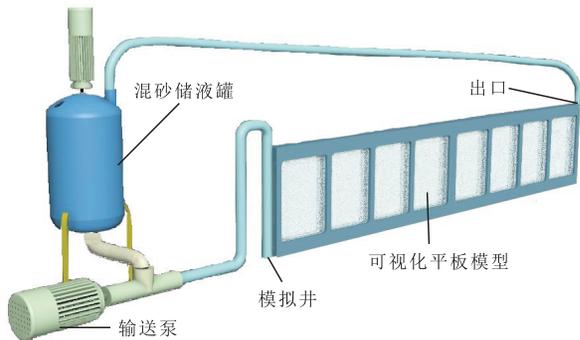


图1 大型可视裂缝模拟装置
Fig.1 Large scale visible fracture simulator

实验采用粒度为20/40目的carbo陶粒支撑剂,视密度为2 800 kg/m³。所用压裂液包括滑溜水压裂

液、线性胶压裂液、纤维压裂液(纤维的质量分数为0.6%)和交联压裂液4种现场常用的压裂液,其在室温下的粘度分别为2,30,30,60 mPa·s。

实验方法主要分为7步:①按照实验方案配制相应粘度的压裂液,量取20/40目carbo陶粒支撑剂20 L;②携砂液中砂比为10%,以0.2 m/s的混砂液流速将携砂液泵入到可视化平板模型中,观察支撑剂沉降情况,支撑剂泵入完毕后立即停泵,待支撑剂完全沉降后实验结束;③全程录像记录实验过程,将实验时间平均分成4段,每隔一段时间记录一次砂堤高度;④实验结束后,根据实验录像选定几个支撑剂的运移轨迹,记录时间,求取沉降速度和水平运移速度的平均值;⑤利用实验录像与所记录的砂堤高度,绘制不同时间段裂缝各部分砂堤高度曲线;⑥根据实验录像对一部分支撑剂进行染色,跟踪选定的支撑剂颗粒的运移轨迹,并记录时间,计算得到支撑剂的水平运移速度和沉降速度;⑦综合分析在不同压裂液类型下支撑剂在平板模型中形成的砂堤形态以及支撑剂颗粒的沉降速度和水平运移速度的均值,并进行对比评价。

2 携砂性能评价

压裂液携砂性能越好,支撑剂能够被携带到更远的位置,形成的砂堤形态长而平缓,相同时间下形成的砂堤高度越小,所测得支撑剂的水平运移速度越大,沉降速度越小。

2.1 砂堤形态

滑溜水压裂液 滑溜水压裂液携砂性能评价实验用时3 min,最终所形成的砂堤较短,高度最大(图2)。滑溜水压裂液携砂实验结果(表1)表明:裂缝各部位的砂堤高度不同。最终约有81.9%的支撑剂沉积在缝口至裂缝一半位置处,只有18.1%的支

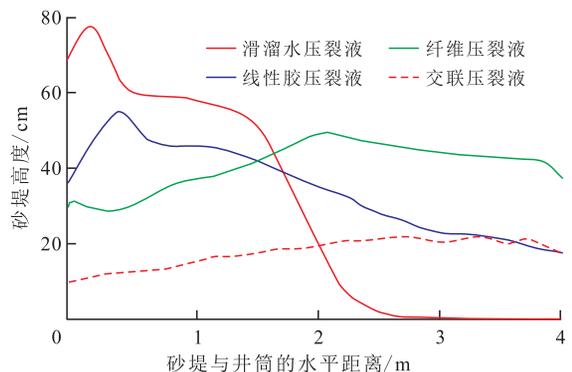


图2 4种压裂液形成的砂堤形态
Fig.2 Shape of sand bank developed by four kinds of fracturing fluid

表1 不同时间段下滑溜水压裂液在裂缝不同部位的砂堤高度

Table1 Settled sand of the slick water in different parts of the fractures at different time cm

时间/min	裂缝口— $\frac{1}{4}L_f$	$\frac{1}{4}L_f$ — $\frac{1}{2}L_f$	$\frac{1}{2}L_f$ — $\frac{3}{4}L_f$	$\frac{3}{4}L_f$ — L_f
0~0.75	13.0	10.3	3.0	0.5
0.75~1.5	12.0	10	3.5	0.7
1.5~2.25	11.5	9.5	4.5	0.8
2.25~3	10.5	9.2	5.0	1.0
合计	47.0	39.0	16.0	3.0

注： L_f ——裂缝长度，m，其值为4。

撑剂沉积在剩余处。说明在仅压裂液类型不同的实验条件下，滑溜水压裂液携砂性能差，支撑剂沉降较快且水平运移速度较小，支撑剂运移较近距离即沉降于裂缝底部，随着砂堤的不断增高，很快达到了平衡高度。在高度方向上，砂堤不再增加，只是在长度方向上继续向前延伸。因此形成了前高后低的斜坡型砂堤，裂缝前半部分支撑剂较多，而后半部分只有很少支撑剂的现象。若要达到较好的支撑剂铺置效果，需要加大施工排量。

线性胶压裂液 当线性胶压裂液形成的砂堤高度不再增加时，用时为3 min。由线性胶压裂液携砂实验结果可以看出：与滑溜水压裂液相比，所形成的砂堤较为平缓(图2,表2)，通过测量被携带出的支撑剂体积，发现约有30%的支撑剂被带出平板模型，表明线性胶压裂液的携砂性能较好，支撑剂能被输送得更远，从而造出更长的支撑剂裂缝。

表2 不同时间段下线性胶压裂液在裂缝不同部分的砂堤高度

Table2 Settled sand of the linear gel fracturing fluid in different parts of the fractures at different time cm

时间/min	裂缝口— $\frac{1}{4}L_f$	$\frac{1}{4}L_f$ — $\frac{1}{2}L_f$	$\frac{1}{2}L_f$ — $\frac{3}{4}L_f$	$\frac{3}{4}L_f$ — L_f
0~0.75	10.4	13.6	10.0	6.9
0.75~1.5	10.9	11.8	11.4	9.6
1.5~2.25	13.1	12.3	11.4	10.9
2.25~3	10.5	10.4	10.3	10.2
合计	44.9	48.1	43.1	37.6

纤维压裂液 纤维压裂液携砂性能评价实验用时3 min，其所形成砂堤的平缓程度介于滑溜水压裂液和交联压裂液之间(图2)，砂堤的堤峰出现在裂缝模型的中部(表3)，表明有较多的支撑剂不是在裂缝口附近沉降而是被携带得更远，进入到更深的地层。

交联压裂液 交联压裂液携砂实验用时3 min，砂堤在裂缝模型后部的砂堤高度大于前部(图2)，实验过程中支撑剂在裂缝内铺置较为均匀(表4)，

表3 不同时间段下纤维压裂液在裂缝不同部分的砂堤高度

Table3 Settled sand of the fibre fracturing fluid in different parts of the fractures at different time cm

时间/min	裂缝口— $\frac{1}{4}L_f$	$\frac{1}{4}L_f$ — $\frac{1}{2}L_f$	$\frac{1}{2}L_f$ — $\frac{3}{4}L_f$	$\frac{3}{4}L_f$ — L_f
0~0.75	9.1	12.6	11.3	9.2
0.75~1.5	9.4	13.1	11.9	9.2
1.5~2.25	8.0	11.3	9.2	8.7
2.25~3	9.9	12.6	11.9	9.4
合计	36.4	49.6	44.3	36.5

表4 不同时间段下交联压裂液在裂缝不同部分的砂堤高度

Table4 Settled sand of the crosslinked fracturing fluid in different parts of the fractures at different time cm

时间/min	裂缝口— $\frac{1}{4}L_f$	$\frac{1}{4}L_f$ — $\frac{1}{2}L_f$	$\frac{1}{2}L_f$ — $\frac{3}{4}L_f$	$\frac{3}{4}L_f$ — L_f
0~0.75	4.4	5.8	6.2	4.8
0.75~1.5	4.4	5.5	6.7	5.2
1.5~2.25	3.9	5.4	7.1	6.3
2.25~3	1.2	6.3	7.4	6.8
合计	13.9	23.0	27.4	23.1

所形成的砂堤形态是4种压裂液中最平缓的。

2.2 支撑剂颗粒的沉降速度与水平运移速度

从图3可以看出，压裂液类型对支撑剂的运移影响较大，颗粒的平均水平运移速度由小到大依次为滑溜水压裂液、线性胶压裂液、纤维压裂液、交联压裂液，其水平运移速度占液体流速的比例分别为78%，85%，91%和95%；平均沉降速度由小到大依次为交联压裂液、纤维压裂液、线性胶压裂液、滑溜水压裂液。更高的水平运移速度和更低的沉降速度说明支撑剂颗粒被携带到了更远的位置，反映出交联压裂液的携砂性能最好，纤维压裂液次之，线性胶压裂液第三，滑溜水压裂液携砂性能最差。造成这种现象的主要原因是液体粘度的差异，粘度增

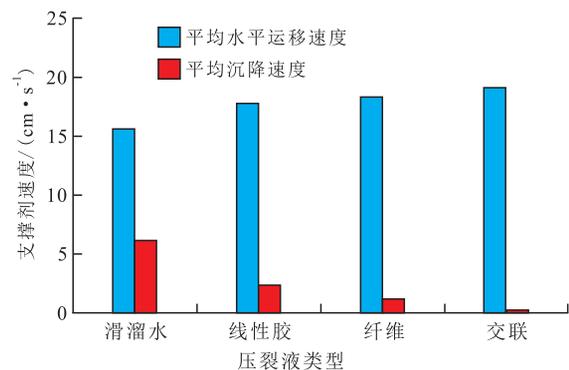


图3 4种压裂液中颗粒的平均沉降速度与平均水平运移速度

Fig.3 Average settling velocity and average horizontal migration velocity of four kinds of fracturing fluid

加了支撑剂颗粒的浮力以及液体对支撑剂的冲击力,因此粘度越大,颗粒的沉降速度越小,水平运移速度越大。在粘度相同的情况下,纤维的加入使得支撑剂颗粒除受液体作用力外,还受到纤维的作用力,进而提高了压裂液的携砂性能。

3 结论

压裂液类型对所形成的砂堤形态影响较大,在相同的实验条件下,滑溜水压裂液所形成的砂堤短而高,交联压裂液形成的砂堤长而低,且最平缓,纤维压裂液与线性胶压裂液压裂液介于两者之间。

压裂液类型对颗粒的平均水平运移速度影响较大。颗粒在滑溜水压裂液、线性胶压裂液、纤维压裂液和交联压裂液中的水平运移速度占液体流速的比例分别为78%、85%、91%和95%。

不同的压裂液中颗粒的平均沉降速度由小至大依次为交联压裂液、纤维压裂液(纤维质量分数为0.6%)、线性胶压裂液和滑溜水压裂液。因此在现场压裂时,应根据储层特性优选合理的压裂液以提高携砂性能。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 张琪.采油工程原理与设计[M].东营:石油大学出版社,2000:251-293.
Zhang Qi. Principle and design of oil production engineering [M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2000: 251-293.
- [3] 肖博,张士诚,雷鑫,等.页岩气藏清水压裂减阻剂优选与性能评价[J].油气地质与采收率,2014,21(2):102-105.
Xiao Bo, Zhang Shicheng, Lei Xin, et al. Optimization and evaluation of drag reducer of slickwater fracturing in shale gas reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 102-105.
- [4] 明玉坤.分段压裂水平井注水开发电模拟实验[J].油气地质与采收率,2013,20(6):91-93.
Ming Yukun. Electrolytic simulation experiment of multi-stage fracturing horizontal well for water flooding development [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 91-93.
- [5] 潘林华,程礼军,陆朝晖,等.页岩储层水力压裂裂缝扩展模拟进展[J].特种油气藏,2014,21(4):1-6.
Pan Linhua, Cheng Lijun, Lu Zhaohui, et al. Simulation of hydraulic fracture propagation in shale reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(4): 1-6.
- [6] 温庆志,王强.影响支撑剂长期导流能力的因素分析与探讨[J].内蒙古石油化工,2003,29(3):101-104.
Wen Qingzhi, Wang Qiang. Analysis and discussion on influencing factors of long-term flow conductivity of propping agent [J]. Inner Mongolian Petrochemical Industry, 2003, 29(3): 101-104.
- [7] 张华.正确选择添加剂和支撑剂提高裂缝导流能力[J].油气工业技术情报,1990,17(4):14-26.
Zhang Hua. Improving fracture flow capacity by selecting additives and proppants correctly [J]. Technical Information of Oil and Gas Industry, 1990, 17(4): 14-26.
- [8] 刘让杰,张建涛,银本才,等.水力压裂支撑剂现状及展望[J].钻采工艺,2003,26(4):31-34.
Liu Rangjie, Zhang Jiantao, Yin Bencai, et al. The current situation and development trend of hydraulic fracturing proppants [J]. Drilling & Production Technology, 2003, 26(4): 31-34.
- [9] 吉德利 J L.水力压裂技术新发展[M].蒋圃,译.北京:石油工业出版社,1995:351-380.
Gidley J L. New development of hydraulic fracturing technology [M]. Jiang Tian, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 351-380.
- [10] 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.
- [11] 程远方,王光磊,李友志,等.致密油体体积压裂缝网扩展模型建立与应用[J].特种油气藏,2014,21(4):138-141.
Cheng Yuanfang, Wang Guanglei, Li Youzhi, et al. Establishment and application of fracture propagation model for volumetric fracturing in tight oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(4): 138-141.

编辑 常迎梅