

文章编号:1009-9603(2021)01-0144-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.01.018

纤维支撑剂团静态沉降速度计算方法

张涛¹,曾先进¹,郭建春¹,杨若愚¹,周航宇¹,刘嘉文¹,张翔宇²

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都610500;

2.中国石化胜利油田分公司纯梁采油厂,山东滨州256505)

摘要:水力压裂过程中,脉冲注入含纤维的支撑剂团可以有效保持其在裂缝输送沉降过程中的完整性,从而形成柱状支撑裂缝。通过实验再现了纤维支撑剂团静态沉降过程中的完整性,将压裂液-纤维-支撑剂三相混合物处理为单相流体,通过修正液相的流变性获得混合物的物性,考虑纤维支撑剂团在静态沉降过程中所受的重力、浮力、壁面摩擦力和绕流阻力,建立其沉降速度计算公式及数值计算迭代算法。对比实验中纤维支撑剂团沉降速度发现,所建模型预测结果与实验结果符合度较高。通过支撑剂密度、支撑剂体积分、纤维支撑剂团直径和裂缝宽度等因素对纤维支撑剂团沉降速度的影响发现:随着支撑剂密度、支撑剂体积分和裂缝宽度的增大,纤维支撑剂团沉降速度随之增大;纤维支撑剂团直径对其沉降速度影响较小。

关键词:水力压裂;纤维;支撑剂团;静态沉降;计算方法

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Calculation model of static settling velocity of fiber-containing proppant clumps

ZHANG Tao¹, ZENG Xianjin¹, GUO Jianchun¹, YANG Ruoyu¹, ZHOU Hangyu¹, LIU Jiawen¹, ZHANG Xiangyu²

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2.Chunliang Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Binzhou City, Shandong Province, 256505, China)

Abstract: During hydraulic fracturing, the pulsed injection of fiber-containing proppant clumps effectively preserves their integrity during fracture transport and settling, resulting in columnar propped fractures. Through our experiment, the integrity of fiber-containing proppant clumps was shown. The fracturing fluid-fiber-proppant mixture was treated as a single-phase fluid. The physical property of the mixture was obtained via corrected rheological property. The gravity, buoyancy, wall friction and flow resistance of fiber-containing proppant clumps in static settling were considered to establish the formula of settling velocity and its substitute algorithm for numerical calculation. By comparing the settling velocities of the fiber-containing proppant clumps, we found that the predicted results of the model were in good agreement with the experimental results. The settling velocities affected by proppant density, proppant volume fraction, clump diameter and fracture width were further calculated. As a result, the settling velocity rises with the increase in proppant density, proppant volume fraction and fracture width. However, it is little influenced by clump diameter. This model provides an effective method to calculate the static settling velocity of fiber-containing proppant clumps and a theoretical basis for the calculation of their transport.

Key words: hydraulic fracturing; fiber; proppant clumps; static settling; calculation method

裂缝中非连续支撑压裂技术是指向裂缝中交替注入纯压裂液和压裂液-纤维-支撑剂三相混合物的方式,实现裂缝中非连续的支撑剂团分布,从而大幅度提高裂缝闭合后的导流能力^[1-2],该技术以

收稿日期:2020-08-05。

作者简介:张涛(1978—),男,四川南充人,副教授,硕士,从事油气藏增产改造理论与技术的教学与研究工作。E-mail:zhangt@swpu.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“脉冲纤维加砂压裂增产机理及技术研究”(2016ZX05048-004-006),国家自然科学基金杰出青年基金项目“低渗致密油气藏压裂酸化”(51525404)。

斯伦贝谢公司的通道压裂为代表^[3-4],在油气田生产现场得到了非常广泛的应用,取得了非常好的应用效果。

一般认为,当在支撑剂和压裂液中加入适量的纤维后,纤维可以有效地防止支撑剂在裂缝中运移时分散,维持其输送沉降过程中的完整性^[5-6],从而在裂缝闭合时纤维支撑剂团对其形成柱塞状支撑。从微观结构上看,产生这种效果的重要原因是纤维在支撑剂团中形成了网状结构,从而在输送过程中有效地平均化支撑剂颗粒的能量,使其运动出现了一致性^[7]。在压裂液返排以及进一步生产过程中,纤维又可以起到防止支撑剂被带出地层的作用^[8]。

传统压裂技术中,支撑剂颗粒在裂缝中运移时受到壁面、周围颗粒、压裂液流变性和流速等因素的影响,因此其沉降速度的计算则大多是通过修正壁面效应、浓度、流态和流变性等条件下的斯托克斯公式得到^[9]。HERZHAFT等研究了在斯托克斯流动条件下,高长径比纤维携砂液在牛顿流体中的沉降问题,并总结了平均沉降速度、沉降速度的方差和方向分布^[10]。ELGADDAFI等研究了球形颗粒(直径为2~8 mm)在含纤维的牛顿流体和非牛顿流体中的沉降过程,指出纤维会阻碍颗粒的沉降,并在阻力方程中引入纤维阻力系数表征纤维对颗粒沉降的影响^[11]。XU等研究了球形颗粒在含纤维幂律流体中的沉降过程,并建立了考虑不同雷诺数与纤维质量分数的颗粒沉降速度预测模型^[12]。MEDI-NA等通过研究了纤维支撑剂团在可变性裂缝结构中的沉降过程,得出了裂缝施加压力、纤维支撑剂团体积分数和沉降速度的关系^[13]。而在非连续加砂压裂中,纤维支撑剂团在裂缝中以团状形态^[14-15]在裂缝中输送沉降。虽然目前有实验研究纤维支撑剂团在裂缝中的输送铺置过程,但对于其在裂缝中的沉降计算方法仍无相关文献报道。为此,笔者对纤维支撑剂团在裂缝中的沉降机理进行分析,建立其在裂缝中的静态沉降模型,最终得到其在裂缝中静态沉降速度的计算方法。

1 流变性和静态沉降实验

1.1 实验材料

实验中压裂液选用通道压裂现场常用的羟丙基胍胶交联压裂液,其中胍胶质量分数分别为0.25%,0.35%,0.45%和0.55%;交联剂选用硼砂,取0.1%为本次实验的交联比,从而形成冻胶压裂液。支撑剂选用现场常用的20/40目卡博陶粒,体积密

度为1.5 g/cm³,平均粒径为0.6 mm。纤维质量分数分别为0.1%,0.2%,0.3%和0.4%,纤维长度为6 mm,密度为1.3 g/cm³。

1.2 纤维压裂液流变性实验方法及结果

流变性测试实验使用Haake MarsIII流变仪对压裂液添加不同质量分数纤维进行流变性测试。

纤维压裂液流变性测试结果(图1)表明,当纤维质量分数小于0.3%时,随着纤维质量分数的增大,纤维压裂液表观黏度在不同剪切速率下均呈一定程度的增加,而当纤维质量分数大于0.3%后基本没有增加趋势。

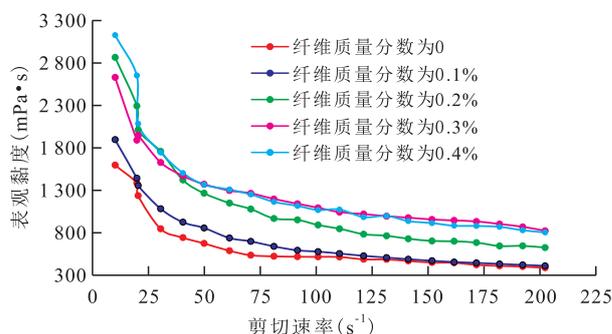


图1 0.35%羟丙基胍胶溶液不同纤维质量分数下流变性测试结果

Fig.1 Rheological properties of 0.35% hydroxypropyl guar (Hm-HPG) solutions at different mass fractions of fiber

将图1中的流变曲线采用幂律模式的流变方程进行拟合,得到稠度系数和流变指数。结果(表1)表明,拟合的相关系数均大于0.95,表明纤维压裂液流变性符合幂律模式^[8]。加入纤维后能够显著提高稠度系数,而对流变指数的影响较小。

表1 0.35%羟丙基胍胶溶液不同纤维质量分数下的稠度系数和流变指数

Table1 Consistency index and rheological index of 0.35% Hm-HPG solutions at different mass fractions of fiber

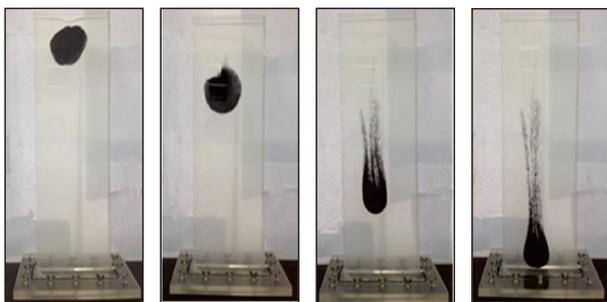
纤维质量分数(%)	稠度系数(Pa·s ⁿ)	流变指数	相关系数
0	6.38	0.455 3	0.962 5
0.1	7.53	0.466 2	0.998 2
0.2	10.35	0.467 9	0.997 7
0.3	11.65	0.476 5	0.973 9
0.4	12.14	0.481 5	0.954 8

1.3 静态沉降实验方法及结果

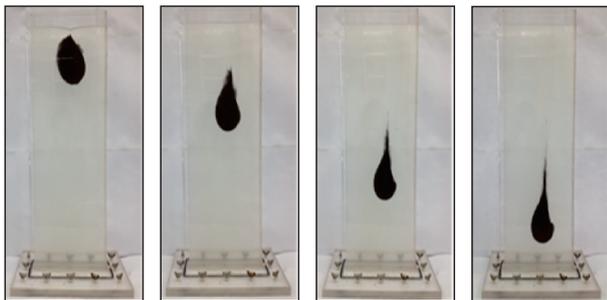
纤维支撑剂团静态沉降实验是在宽度为0.2 m、高度为0.6 m、板间距为0.01 m的顶部开口小尺度平板裂缝,观测其静态沉降过程。具体实验方法为:①将配制好的冻胶压裂液注入小平板裂缝,静置1 h以排除冻胶中的气泡。②将清水加入容器内用搅拌机以300 r/min转速进行搅拌,依次缓慢加入羟丙

基胍胶、纤维、pH调节剂和交联剂,并在加入交联剂15 s后加入支撑剂(控制支撑剂体积分数为30%),形成压裂液-纤维-支撑剂三相混合物。③将直径为60 mm的三相混合物注入到小平板裂缝顶端位置,形成纤维支撑剂团。拍摄不同时刻纤维支撑剂团的形状并记录其到下端面的距离。

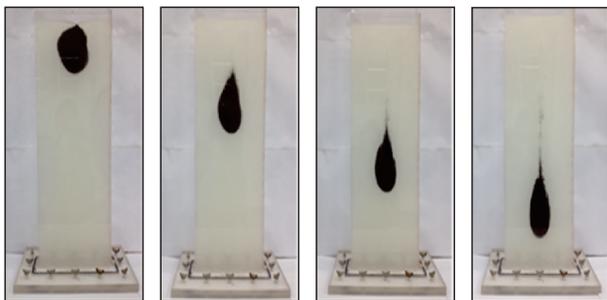
由加入纤维质量分数为0.3%的支撑剂团在平板中沉降时的形态变化过程(图2)可以看出,加入纤维后,纤维支撑剂团在沉降过程中几乎没有分散,并且一直维持柱塞状,稳定性较好,并且羟丙基胍胶质量分数越大,其稳定性越好。



图片由左到右沉降时间分别为0, 60, 120, 180 min
a—羟丙基胍胶质量分数为0.25%



图片由左到右沉降时间分别为0, 80, 160, 240 min
b—羟丙基胍胶质量分数为0.35%



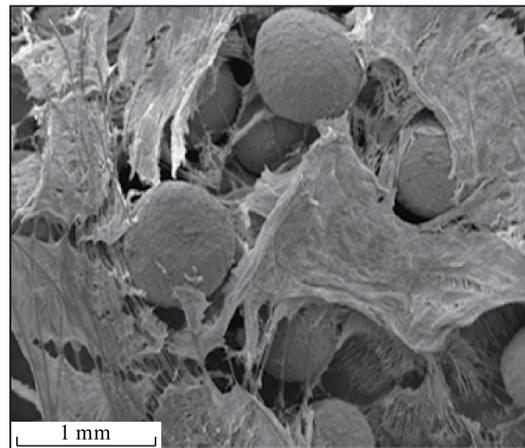
图片由左到右沉降时间分别为0, 120, 240, 360 min
c—羟丙基胍胶质量分数为0.45%

图2 不同羟丙基胍胶质量分数下纤维支撑剂团沉降实验结果

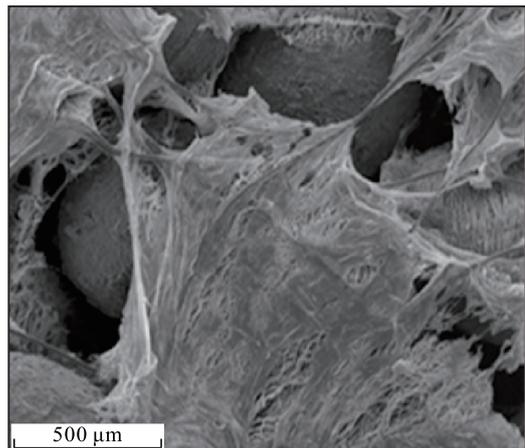
Fig.2 Experimental results of settling of fiber-containing proppant clumps at different mass fractions of Hm-HPG

由纤维支撑剂团在不同放大倍数下电镜扫描结果(图3)可清晰发现,胍胶分子链吸附在支撑剂颗粒表面上,纤维形成的宏观网络结构对支撑剂包

裹束缚作用也很明显,极大地阻碍支撑剂的沉降,使得纤维支撑剂团能够形成稳定的柱塞状结构。根据纤维支撑剂团在沉降实验过程中所呈现出来的稳定结构,将压裂液-纤维-支撑剂三相混合物处理为单相流体,并进一步建立其静态沉降模型。



a—放大倍数为70倍



b—放大倍数为150倍

图3 纤维支撑剂团微观结构

Fig.3 Microstructures of fiber-containing proppant clumps

2 静态沉降模型

2.1 纤维支撑剂团受力分析

假设纤维支撑剂团为圆柱状,在自由沉降时,受到自身重力、压裂液对其的浮力、壁面对其的摩擦力和压裂液对其的绕流阻力共4种作用力(图4)。

纤维支撑剂团自身的重力只取决于自身的密度和体积,其表达式为:

$$G = \frac{1}{4} \pi d^2 l \rho_m g \quad (1)$$

压裂液对纤维支撑剂团的浮力只取决于自身的体积和压裂液的密度,其表达式为:

$$f = \frac{1}{4} \pi d^2 l \rho_f g \quad (2)$$

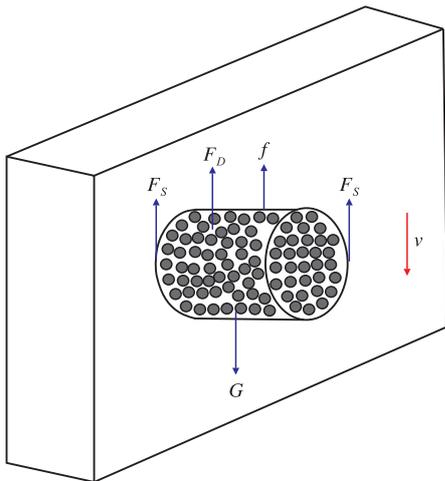


图4 纤维支撑剂团在压裂液中静态沉降受力示意

Fig.4 Diagram of static settling of fiber-containing proppant clumps in fracturing fluid

求解壁面对纤维支撑剂团的摩擦力时假设如下:①纤维支撑剂团为幂律流体。②纤维支撑剂团沉降过程中的介质为幂律流体。③纤维支撑剂团沉降过程为平板层流。

通过对幂律流体平板层流剪切应力的推导,求得壁面对纤维支撑剂团的摩擦力表达式为:

$$F_s = 2\tau_w A = \frac{1}{2} K_3 \pi d^2 \left(\frac{2n_3 + 1}{n_3} \right)^n \left(\frac{v}{h} \right)^n \quad (3)$$

压裂液对纤维支撑剂团的绕流阻力用工程上常用的无量纲阻力系数表示,其表达式为:

$$F_D = \frac{1}{2} C_D d \rho_f v^2 \quad (4)$$

由于纤维支撑剂团沉降过程非常缓慢,可以认为是匀速沉降过程,故4种力平衡,其表达式为:

$$G - f - F_s - F_D = 0 \quad (5)$$

2.2 参数确定

选定支撑剂,给定需要在纤维压裂液中加入的支撑剂体积分数为 α_p ,则纤维支撑剂团中纤维压裂液的体积分数为 $1 - \alpha_p$,其密度为 ρ_2 。若支撑剂密度为 ρ_p ,则纤维支撑剂团密度为:

$$\rho_m = \rho_p + \rho_2(1 - \alpha_p) \quad (6)$$

将纤维支撑剂团的流变性同样用幂律型非牛顿流体流变方程描述,则其表观黏度与纤维压裂液表观黏度的关系式^[16]为:

$$f(\alpha_p) = \frac{\mu_{sl}}{\mu_l} = 1 + 2.5\alpha_p + 10\alpha_p^2 + 0.0019 \exp(20\alpha_p) \quad (7)$$

其中:

$$\mu_{sl} = K_3 \gamma^{n_3 - 1} \quad (8)$$

$$\mu_l = K_2 \gamma^{n_2 - 1} \quad (9)$$

在已知纤维压裂液稠度系数(K_2)、流变指数(n_2)和加入支撑剂后黏度修正系数 $f(\alpha_p)$ 的条件下,纤维支撑剂团的流变性修正可以分别单独修正稠度系数 K_3 或者流变指数 n_3 ,也可以同时修正稠度系数 K_3 和流变指数 n_3 。而本文采用只修正稠度系数 K_3 的方法,即令 $n_2 = n_3$ ^[16]。

由于低雷诺数下圆柱绕流阻力系数与雷诺数的对数呈线性关系,采用线性插值求解,其计算式^[17]为:

$$C_D = -50 \lg Re_1 + 10 \quad (10)$$

其中雷诺数采用幂律流体雷诺数计算方法^[9],其计算式为:

$$Re_1 = \frac{dv \rho_f}{K_1 \left(\frac{1 + 3n_1}{4n_1} \right)^{n_1} \left(\frac{8v}{d} \right)^{n_1 - 1}} \quad (11)$$

2.3 数值计算

将(1)式—(4)式代入(5)式,可得

$$\frac{1}{4} \pi d^2 \rho_m g - \frac{1}{4} \pi d^2 \rho_f g - \frac{1}{2} K_3 \pi d^2 \left(\frac{2n_3 + 1}{n_3} \right)^n \left(\frac{v}{h} \right)^n - \frac{1}{2} C_D d \rho_f v^2 = 0 \quad (12)$$

(12)式为高阶非线性方程,需要采用迭代算法求解沉降速度。将(12)式代入(10)式得:

$$C_D = 50(n_1 - 2) \lg(8v) + 10 - 50 \lg \frac{\rho_m (4dn_1)^{n_1}}{K_1 (1 + 3n_1)^{n_1}} \quad (13)$$

将(13)式代入(4)式得:

$$F_D = \left\{ \frac{1}{2} \left[10 - 50 \lg \frac{\rho_m (4dn_1)^{n_1}}{K_1 (1 + 3n_1)^{n_1}} \right] d \rho_f + 25(n_1 - 2) d \rho_f \lg(8v) \right\} v^2 \quad (14)$$

令:

$$M = \frac{1}{2} \left[10 - 50 \lg \frac{\rho_m (4dn_1)^{n_1}}{K_1 (1 + 3n_1)^{n_1}} \right] d \rho_f \quad (15)$$

$$N = 25(n_1 - 2) d \rho_f \quad (16)$$

$$D = \frac{1}{4} \pi d^2 \rho_m g - \frac{1}{4} \pi d^2 \rho_f g \quad (17)$$

$$B = \frac{1}{2} K_3 \pi d^2 \left(\frac{2n_3 + 1}{n_3 h} \right)^n \quad (18)$$

将(15)式—(18)式代入(12)式得:

$$D - Bv^{n_1} - [M - N \lg(8v)] v^2 = 0 \quad (19)$$

采用数值方法中的牛顿迭代法,通过以下3步进行求解。

第1步,构造函数 $\varphi(v)$ 并求其一阶导数,其表达式分别为

$$\varphi(v) = D - Bv^{n_1} - [M - Nlg(8v)]v^2 \quad (20)$$

$$\varphi'(v) = (0.054N - 2M)v + 2Nvlg(8v) - n_1Bv^{n_1-1} \quad (21)$$

第2步,构造迭代式,并将(19)式和(20)式代入,可得:

$$v_{k+1} = v_k - \frac{\varphi(v_k)}{\varphi'(v_k)} = v_k - \frac{D - Bv_k^{n_1} - [M - Nlg(8v_k)]v_k^2}{(0.054N - 2M)v_k + 2Nv_klg(8v_k) - n_1Bv_k^{n_1-1}} \quad (22)$$

第3步,代入初值进行迭代求解。

3 模型验证及影响因素

3.1 模型验证

对比小平板中纤维支撑剂团静态沉降速度实验结果(图2)与计算结果(图5)可知:随着纤维质量分数的增大,纤维支撑剂团的沉降速度逐渐降低,表明纤维形成的空间网状结构对沉降过程具有阻碍作用;两者平均误差为11.76%,说明误差在可控范围内。分析产生误差的原因可能来自2个方面:一方面由于沉降速度太小,受环境影响较大,测试过程产生了一定的误差;另一方面在对压裂液的流变指数进行拟合时也存在一定的误差。

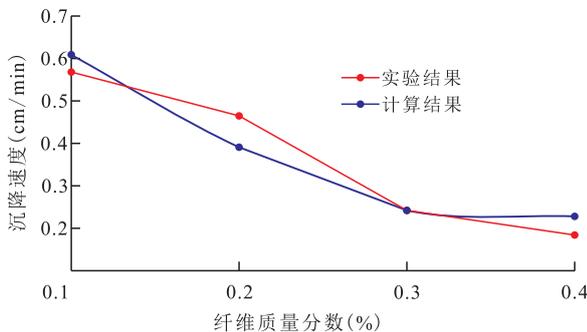


图5 沉降速度实验结果与计算结果对比

Fig.5 Comparison between experimental and calculation results of settling velocities

3.2 影响因素

支撑剂密度 在复杂多变的压裂过程中,可能会应用到不同密度的支撑剂^[18]。为了分析支撑剂密度对纤维支撑剂团沉降速度的影响,选择不同纤维质量分数下支撑剂密度为1.2~1.6 g/cm³形成的纤维支撑剂团进行计算。

维支撑剂团进行计算。

结果(图6)表明,随着支撑剂密度的增大,不同纤维质量分数下纤维支撑剂团的沉降速度均随之增大。这是因为纤维支撑剂团在沉降时受到重力、浮力、壁面摩擦力和绕流阻力的共同作用,而重力和浮力的差值与支撑剂密度成正比,并且壁面摩擦力和绕流阻力与支撑剂密度无关所致。

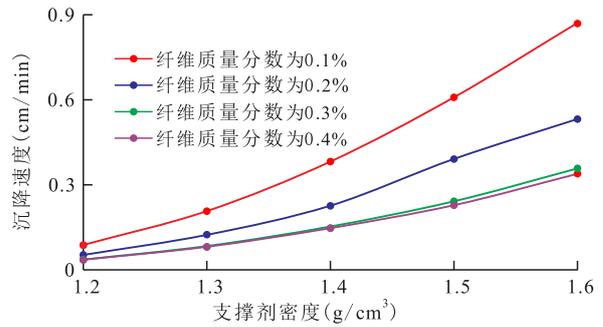


图6 支撑剂密度对沉降速度的影响

Fig.6 Influence of proppant density on settling velocity

支撑剂体积分数 在压裂施工过程中,为满足现场施工条件,会泵注不同支撑剂体积分数(砂比)的携砂液。为了分析支撑剂体积分数对沉降速度的影响,选择不同纤维质量分数下支撑剂体积分数为5%~40%的纤维支撑剂团进行计算。

由图7可以看出,随着支撑剂体积分数的增加,纤维支撑剂团的沉降速度显著增加,当支撑剂体积分数增至35%时,沉降速度开始趋于稳定。这是因为,纤维支撑剂团沉降时受到重力、浮力、壁面摩擦力和绕流阻力的共同作用,重力和浮力的差值与支撑剂体积分数成正比,而其稠度系数与支撑剂体积分数成正相关,壁面摩擦力与支撑剂体积分数成正相关。当支撑剂体积分数小于35%时,重力和浮力的差值对纤维支撑剂团的沉降过程起着决定性作用,当支撑剂体积分数大于35%时,壁面摩擦力起着更重要的作用。

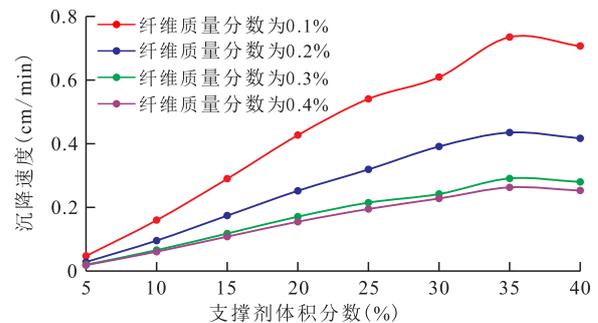


图7 支撑剂体积分数对沉降速度的影响

Fig.7 Influence of proppant volume fracion on settling velocity

纤维支撑剂团直径 在现场脉冲压裂施工过程中,可以通过调整注入压裂液和纤维支撑剂团的

脉冲时间实现裂缝中纤维支撑剂团直径的控制^[19]。为了分析纤维支撑剂团直径对沉降速度的影响,选择不同纤维质量分数下直径为40~120 mm的纤维支撑剂团进行计算。

结果(图8)表明,随着纤维支撑剂团直径增大,在不同纤维质量分数下其沉降速度随其直径的增加仅呈小幅度增加,变化不明显。分析其原因,纤维支撑剂团沉降时受到重力、浮力、壁面摩擦力和绕流阻力的共同作用,重力和浮力的差值与纤维支撑剂团体积成正比,考虑到圆柱状体积与直径平方成正比,而纤维支撑剂团与壁面的摩擦力也与直径平方成正比,因此,当纤维支撑剂团直径增大时,壁面摩擦力与重力及浮力差如果能够保持平衡,则沉降速度基本不变。同时,这也表明纤维支撑剂团沉降速度较小,扰流阻力影响很小。

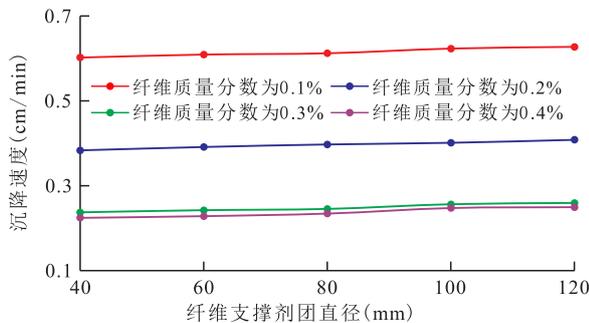


图8 纤维支撑剂团直径对沉降速度的影响

Fig.8 Influence of clump diameter on settling velocity

裂缝宽度 在压裂前后地层会不断变化,裂缝宽度的变化会直接影响油气资源的开采效率^[20]。为了分析裂缝宽度对沉降速度的影响,选择不同纤维质量分数下裂缝宽度为4~10 mm的模型进行计算。结果(图9)表明,随着裂缝宽度的增加,纤维支撑剂团的沉降速度也随之增大。分析其原因,纤维支撑剂团沉降时受到重力、浮力、壁面摩擦力和绕流阻力的共同作用,裂缝宽度的变化不会影响重力、浮力和绕流阻力,而裂缝宽度增加时,会导致壁面对其摩擦阻力降低,从而增大其沉降速度。

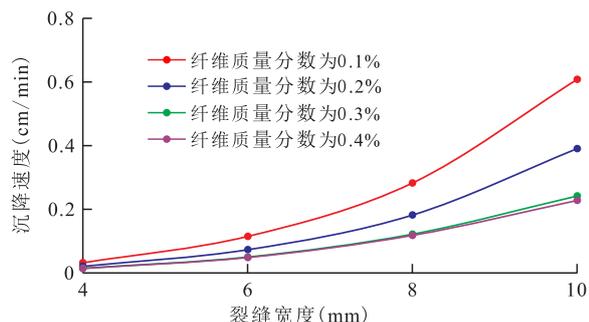


图9 裂缝宽度对沉降速度的影响

Fig.9 Influence of fracture width on settling velocity

4 结论

通过小平板裂缝中纤维支撑剂团的静态沉降实验发现,添加纤维可以维持其沉降过程中的完整性,有利于实现水力压裂过程中裂缝形成高导流通道。

在实验测得纤维压裂液流变性的基础上,采用修正公式获得纤维压裂液中加入支撑剂后混合物的密度、黏度等物性和流变参数。

考虑纤维支撑剂团在裂缝中流动的壁面摩擦力、重力、浮力和压裂液绕流阻力的共同作用,建立其在裂缝中沉降速度计算模型,通过计算模型与实验数据进行对比,误差为11.76%。

分别改变纤维质量分数、支撑剂密度、支撑剂体积分、纤维支撑剂团直径和裂缝宽度进行计算,结果表明:随着裂缝宽度、支撑剂密度和支撑剂体积分的增大,纤维支撑剂团沉降速度随之增大,而纤维支撑剂团直径对其沉降速度影响较小。

符号解释

- A ——纤维支撑剂团横截面面积, m^2 ;
- C_D ——纤维支撑剂团柱绕流阻力系数,无量纲;
- d ——纤维支撑剂团横截面直径, m ;
- f ——压裂液对纤维支撑剂团的浮力, N ;
- $f(\alpha_p)$ ——加入支撑剂前后表观黏度修正系数,无量纲;
- F_D ——压裂液对纤维支撑剂团的绕流阻力, N ;
- F_S ——壁面对纤维支撑剂团的摩擦力, N ;
- g ——重力加速度, m/s^2 ;
- G ——纤维支撑剂团的重力, N ;
- h ——1/2 裂缝模型的宽度, m ;
- k ——迭代次数, $k=0, 1, 2, 3, \dots$, 无量纲;
- K_1 ——纯压裂液的稠度系数, $Pa \cdot s^{n_1}$;
- K_2 ——纤维压裂液的稠度系数, $Pa \cdot s^{n_2}$;
- K_3 ——纤维支撑剂团稠度系数, $Pa \cdot s^{n_3}$;
- l ——纤维支撑剂团高度, m ;
- n ——幂律型非牛顿流体的流变指数,无量纲;
- n_1 ——纯压裂液的流变指数,无量纲;
- n_2 ——纤维压裂液的流变指数,无量纲;
- n_3 ——纤维支撑剂团流变指数,无量纲;
- Re_1 ——纤维支撑剂团雷诺数,无量纲;
- v ——纤维支撑剂团沉降速度, m/s ;
- v_k ——纤维支撑剂团沉降速度迭代式, m/s ;
- α_p ——支撑剂的体积分,无量纲;
- γ ——剪切速率, s^{-1} ;
- $\varphi(v_k)$ ——构造函数,无量纲;

μ_l ——纤维压裂液表观黏度, Pa·s;
 μ_{sl} ——三相混合物表观黏度, Pa·s;
 ρ_2 ——纤维压裂液密度, kg/m³;
 ρ_m ——纤维支撑剂团密度, kg/m³;
 ρ_f ——压裂液的密度, kg/m³;
 ρ_p ——支撑剂颗粒密度, kg/m³;
 τ_w ——纤维支撑剂团对壁面的切应力, MPa。

参考文献

- [1] 钱斌, 尹丛彬, 朱炬辉, 等. 高效脉冲式加砂压裂技术研究与实践[J]. 天然气工业, 2015, 35(5): 39-45.
 QIAN Bin, YIN Congbin, ZHU Juhui, et al. Research and practice of the impulse sand fracturing technology [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 39-45.
- [2] 陈星宇, 何昀宾, 何封, 等. 非连续铺砂裂缝动态闭合实验[J]. 断块油气田, 2018, 25(3): 398-403.
 CHEN Xingyu, HE Yunbin, HE Feng, et al. Experiment of dynamic closure behavior of discontinuous sanding fracture [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(3): 398-403.
- [3] 刘平礼, 李珍明, 宋雨纯, 等. 通道压裂过程中主裂缝支撑剂铺置影响因素实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(5): 42-47, 55.
 LIU Pingli, LI Zhenming, SONG Yuchun, et al. Experimental study on influence factors of proppant placement in main fracture of channel fracturing process [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(5): 42-47, 55.
- [4] RAHIM Z, AL-KANAAN A, KAYUMOV R, et al. Channel fracturing technology provides an effective solution to unlock tight gas development and production potential in Saudi Arabia [C]. SPE 180123, 2016.
- [5] 杨文波. 高速通道压裂技术及其现场应用[J]. 新疆石油天然气, 2019, 15(2): 80-84.
 YANG Wenbo. The high speed channel fracturing technology and its field application [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2019, 15(2): 80-84.
- [6] 马海洋, 罗明良, 温庆志, 等. 转向压裂用可降解纤维优选及现场应用[J]. 特种油气藏, 2018, 25(6): 145-149.
 MA Haiyang, LUO Mingliang, WEN Qingzhi, et al. Degradable fiber optimization and field application in diverting fracturing [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 145-149.
- [7] 王雷, 邵俊杰, 韩晶玉, 等. 通道压裂裂缝导流能力影响因素研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2016, 31(3): 52-56.
 WANG Lei, SHAO Junjie, HAN Jingyu, et al. Study on influence factors of channel fracturing fracture seepage ability [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2016, 31(3): 52-56.
- [8] 郭建春, 高阳, 赵志红, 等. 脉冲纤维压裂液携砂机理[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(1): 88-92.
 GUO Jianchun, GAO Yang, ZHAO Zhihong, et al. Research on sand-carrying mechanism of fiber-based fracturing fluid [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(1): 88-92.
- [9] 吴宁, 张琪, 曲占庆. 固体颗粒在液体中沉降速度的计算方法评述[J]. 石油钻采工艺, 2000, 22(2): 51-53, 56.
 WU Ning, ZHANG Qi, QU Zhanqing. Evaluation on calculation methods of solid particle settling velocity in fluid [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2000, 22(2): 51-53, 56.
- [10] HERZHAFT B, GUAZZELLI E, MACKAPLOW M B, et al. Experimental investigation of the sedimentation of a dilute fiber suspension [J]. Physical Review Letters, 1996, 77(2): 290-293.
- [11] ELGADDAFI R, AHMED R, GEORGE M, et al. Settling behavior of spherical particles in fiber-containing drilling fluids [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2012, 84/85: 20-28.
- [12] XU Zhengming, SONG Xianzhi, LI Gensheng, et al. Predicting fiber drag coefficient and settling velocity of sphere in fiber containing Newtonian fluids [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 159: 409-418.
- [13] MEDINA R, DETWILER R L, PRIOL R, et al. Settling and mobilization of sand-fiber proppants in a deformable fracture [J]. Water Resources Research, 2018, 54(12): 9 964-9 977.
- [14] 戚斌, 杨衍东, 任山, 等. 脉冲柱塞加砂压裂新工艺及其在川西地区的先导试验[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 67-73.
 QI Bin, YANG Yandong, REN Shan, et al. A new technology in impulse-stage sand fracturing and its pilot application in western Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 67-73.
- [15] 杨衍东, 刘林, 黄禹忠, 等. 水平井脉冲柱塞加砂新技术在中江气田的应用[J]. 石油与天然气化工, 2016, 45(1): 67-72.
 YANG Yandong, LIU Lin, HUANG Yuzhong, et al. New technology application of impulse-stage fracturing of horizontal wells in Zhongjiang gas reservoir [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2016, 45(1): 67-72.
- [16] ESKIN D, MILLER M J. A model of non-Newtonian slurry flow in a fracture [J]. Powder Technology, 2008, 182(2): 313-322.
- [17] 陈禹, 李强, 郭廷凯. 不同雷诺数下的圆柱绕流数值模拟研究[J]. 中国水运: 下半月, 2015, 15(7): 88-90.
 CHEN Yu, LI Qiang, GUO Tingkai. Numerical simulation of flow around a circular cylinder at different Reynolds numbers [J]. China Water Transport: Second Half of the Month, 2015, 15(7): 88-90.
- [18] 卢聪, 陈滔, 毕曼, 等. 通道压裂中顶液脉冲时间优化模型研究[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(2): 115-120.
 LU Cong, CHEN Tao, BI Man, et al. Study on optimization model of pulse time for clean fluid in channel fracturing [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(2): 115-120.
- [19] 卢聪, 卢云霄, 李芝力, 等. 柱状支撑裂缝内流体流动规律[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(4): 111-118.
 LU Cong, LU Yunxiao, LI Zhili, et al. Fluid flow pattern in fractures supported by proppant pillars [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 111-118.
- [20] 姚旭. 致密油水平井分段压裂裂缝延伸规律数值模拟[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(6): 162-168.
 YAO Xu. Numerical simulation of the fracture extension law for the staged fracturing in the tight-oil horizontal well [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(6): 162-168.