

颗粒与纤维在水力裂缝内封堵机理的可视化实验研究

刘颖¹, 杨晨^{2*}, 史涛³

1 华北水利水电大学水资源学院, 郑州 450046

2 华北水利水电大学水利学院, 郑州 450046

3 中国石油塔里木油田公司开发处, 库尔勒 841000

* 通信作者, yangchen@ncwu.edu.cn

收稿日期: 2021-05-12

河南省高校科技创新人才支持计划(21HASTIT010)、河南省重点研发与推广专项(202102310261)和河南省高校青年骨干教师培养计划(2020GGJS093)联合资助

摘要 水力压裂过程中为了提高缝网的复杂程度, 常在压裂过程中注入可降解的纤维和颗粒, 通过对已有裂缝的暂时封堵迫使新裂缝开启并在延伸过程中转向。但是由于目前对纤维与颗粒在水力裂缝内的封堵形成机理仍不明确, 制约了暂堵转向压裂效果的进一步提升。因此, 本文建立了水力裂缝内封堵的可视化实验系统, 对纤维与颗粒在 5 mm 宽裂缝内的封堵过程进行了直接观测。实验发现封堵过程起始于纤维在裂缝壁面上的吸附, 吸附的纤维不断聚集形成封堵带, 封堵带膨胀到一定程度后开始捕捉流过的颗粒并填充到纤维的孔隙中, 封堵带在扩张的同时变得均匀密实, 从而加速了封堵形成过程, 最终形成全面封堵。实验结果说明纤维开启了封堵过程, 仅仅依靠 2 mm 粒径的颗粒是无法形成封堵的, 但是颗粒可以在封堵后期大幅度加快封堵进程并承担缝内的压差, 因此建议在实际的暂堵过程中应该先加入纤维, 待到压力明显升高后再加入颗粒。最后, 分别固定颗粒和纤维的浓度为 1%, 考察了另一组分浓度变化时 5 mm 宽裂缝中的封堵表现, 发现封堵形成时间随着暂堵剂浓度的增加而减少, 但是当纤维和颗粒的浓度高于 1.0% 时, 其浓度的提高对封堵效率的影响变得十分有限。因此, 综合考虑封堵效率和材料成本, 对于 5 mm 宽的水力裂缝, 颗粒和纤维的最优质量浓度建议均取为 1.0%。

关键词 纤维; 颗粒; 水力裂缝; 封堵; 可视化

Visualization study on the plugging mechanism of fibers and particulates in the hydraulic fracture

LIU Ying¹, YANG Chen², SHI Tao³

1 College of Water Resources, North China University of Water Resources and Electric Power, Zhengzhou 450045, China

2 School of Water Conservancy, North China University of Water Resources and Electric Power, Zhengzhou 450045, China

3 Development Department, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China

Abstract To enhance the complexity of fracture networks during hydraulic fracturing, degradable fibers and particulates are often injected into the pre-existing fractures as diverters to form temporarily plugging, initiate new fractures and make them deflect during extension. However, the plugging mechanism of fibers and particulates in hydraulic fracture is still not clear, which restricts the further improvement of the effect of the diverting hydraulic fracturing. Therefore, a visualized experimental

引用格式: 刘颖, 杨晨, 史涛. 颗粒与纤维在水力裂缝内封堵机理的可视化实验研究. 石油科学通报, 2022, 02: 196-203

LIU Ying, YANG Chen, SHI Tao. Visualization study on the plugging mechanism of fibers and particulates in the hydraulic fracture. Petroleum Science Bulletin, 2022, 02: 196-203. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.017

system was built in this paper to observe the plugging process in a 5 mm wide hydraulic fracture. Through the experiments, it was found that the plugging process starts from the attachment of fibers on fracture faces, then the attached fibers keep gathering to form plugged zones, the plugging zones capture the flowing particulates to fill into the pores between fibers, accelerate the plugging process and plug the fracture eventually. The results indicated that the fibers could initiate the plugging process, since the plugging can be formed not only by the 2 mm-diameter particulates. The particulates could accelerate the following plugging process and withstand the pressure difference by acting as the skeleton of the plugged zones. It was suggested that fibers should be injected into the hydraulic fracture first and the particulates should be injected into the hydraulic fracture when the pressure rises obviously. Finally, the concentration of fibers and particulates were fixed as 1% separately, and the plugging performance in a 5 mm wide fracture was investigated when the concentration of another component changes. It was found that the plugging forming time decreased with the increase of the diverters' concentration. However, when the concentration of fiber or particulate is higher than 1.0%, the influence of the concentration on the plugging efficiency becomes very limited. Therefore, considering the plugging efficiency and material cost, it was recommended that the optimal mass concentration of particulates and fibers should be 1.0% for a width 5 mm hydraulic fracture.

Keywords fiber; particulate; hydraulic fracture; plugging; visualization

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.017

0 前言

水力压裂是油气井增产增注的重要措施,它可以通过提高地面注入压力在储层内部形成水力裂缝,为油、气、水运移提供通道,达到提高油气生产效率和最终采收率的目的。与其他类型的裂缝相比,水力裂缝开度大、延伸远、易扩展、表面较为光滑平整,水力裂缝数量和复杂程度一般与油气藏开发效果成正相关关系。常规的笼统水力压裂形成的裂缝一般为单一平直缝,波及范围较小,对储层的改造效果十分有限。为了提高压裂缝网的复杂程度,暂堵转向压裂的概念被提了出来^[1]。这种技术的核心思想是向已存在的水力裂缝中注入可降解的暂堵剂,令其在裂缝内部某个位置形成暂时封堵,这样当井口压力再次提高时就会造成憋压,迫使其他位置开启新的裂缝并在延伸过程中转向,从而达到提高缝网复杂程度的目的。暂堵剂可以在储层温度下自动降解,不会对储层造成伤害。该方法仅依靠在缝内指定位置形成暂堵即可实现高效转向压裂,在显著提高缝网复杂程度和波及范围的同时,还可以省掉机械分隔工具,既节省了工费用又降低了施工风险,因此具有十分广阔的应用前景。

暂堵转向压裂成功的前提和关键在于对已有裂缝进行快速、有效的封堵,这就需要对暂堵剂在水力裂缝内封堵机理进行充分的了解。从几何形状上划分,暂堵剂可概化为多级配颗粒和纤维组成的混合材料^[2]。其中,颗粒在水力裂缝内的封堵规律已经研究的较为充分,自20世纪从70年代起,陆续有三分之一架桥^[3]、双颗粒架桥^[4]、三分之二架桥^[5]、d90规则^[6]、理想充填^[7]、分形理论^[8]和粒径匹配^[9]等封堵理论被提出,郑力会等^[10]对颗粒在裂缝中的封堵理论

做了全面的回顾。而纤维在裂缝中的封堵规律研究则起步较晚,POTAPENKO等^[11]通过400多组实验系统研究了不同缝宽、不同流体速度、不同纤维加量下的架桥封堵能力,从宏观上得到了缝宽、流体速度以及纤维体积分数对纤维架桥封堵能力的影响规律。梅艳等^[12]推测了纤维封堵裂缝的微观机理,认为其封堵过程分为三步:①架桥作用,暂堵纤维在裂缝表面凹凸不平及狭窄处产生挂阻“架桥”,形成桥堵的网络骨架;②充填和嵌入作用,纤维柔性变形填充和嵌入骨架中微孔道和地层中已有的小孔道,经过进一步压实形成致密的封堵层;③渗滤和拉筋作用,纤维封堵层被逐渐压实失水,变形相互缠绕,形成致密的塞状封堵层。KEFI等^[13]提出了使用架桥纤维与刚性颗粒混合封堵裂缝的方法,并认为其封堵原理为:硬纤维架桥、颗粒填充,从而形成有效封堵带。KANG等^[14]对包含刚性颗粒、弹性颗粒和纤维的混合散体封堵规律开展研究,认为刚性颗粒具有更强的抗拉强度,可以为封堵带提供骨架;弹性颗粒具有较强的变形能力,能够填充封堵带中的孔隙;纤维材料具有较大的长径比,能够提高封堵层的稳定性。BAO等^[15]利用显微镜和扫描电镜观察了颗粒和纤维在裂缝内形成封堵带的内部结构,发现纤维填充到了颗粒之间的空隙中,从而提高了封堵带的压实度和抗剪强度。WANG等^[16]在30 cm × 30 cm × 30 cm的致密岩块中预制刚性裂缝,开展了真实形态水力裂缝内封堵规律的实验研究,发现了扭曲裂缝、倾斜直裂缝、纵向直裂缝和横向直裂缝内封堵剂的用量比例大约为1:15:7:3。

尽管许多学者对颗粒和纤维在裂缝内的宏观封堵表现开展了研究,但是当前对其微观封堵形成过程仍然缺少直接观测手段。LIU^[17]建立了裂缝内支撑剂运

移的可视化模型,利用两块平行放置的玻璃模拟裂缝空间,成功观察了裂缝内的砂丘运动情况,为裂缝内运移的可视化实验提供了新的思路。YANG等^[18]建立了裂缝内封堵的可视化实验系统,对窄裂缝(3 mm宽)内的封堵过程进行了高速拍摄,但是该实验系统没有建立流动循环,导致泵注时间受限,未能在更宽的裂缝内开展系统的封堵实验。本文对YANG等人^[18]的裂缝内封堵可视化实验系统进行了升级改造,建立了液体流动的循环系统,在5 mm宽的水力裂缝内开展了系统的可视化封堵实验,揭示了颗粒和纤维在裂缝内的封堵形成规律,并确定了混合液中纤维及颗粒的最优浓度。

1 实验方法

1.1 实验材料

实验中选用了当前石油工程中广泛采用的乳酸和乙醇酸的共聚物作为暂堵剂材料^[19],该材料比重在1.2左右,不溶于水也不溶于油,在地层条件下可以自动降解。在几何形状方面,暂堵剂由纤维与颗粒组成(如图1所示),其中颗粒近似为球形,针对本文采用的5 mm宽水力裂缝,颗粒的直径选为典型值2 mm;纤维的长度为6 mm,截面直径为20 μm 。实验中采用



图1 暂堵剂实物图片(左为纤维,右为颗粒)

Fig. 1 Photo of diverters (Left: fibers, right: particulates)

0.2%质量浓度的瓜尔胶溶液作为实验中的携带液体。

1.2 裂缝内封堵可视化实验系统

本文在YANG等人^[18]实验系统的基础上,建立了流动循环系统,形成了不受泵注时间限制的裂缝内封堵可视化实验系统。图2展示了实验系统的示意图实物照片,其中颗粒、纤维与携带液可以在搅拌罐内以任意比例进行混配,混配后的浆液(下称:混合液)通过螺杆泵的作用进入到模拟井筒中,再通过井筒上的炮眼进入到透明的可视化裂缝内,可视化裂缝内的封堵过程可以被高速摄像机记录下来。为了模拟水力裂缝内部岩石壁面的摩擦特性,实验系统的可视化裂缝由两块内部加糙的有机玻璃制成,其表面摩擦系数为0.3,缝宽可以从0 mm到10 mm调节。裂缝内的设计

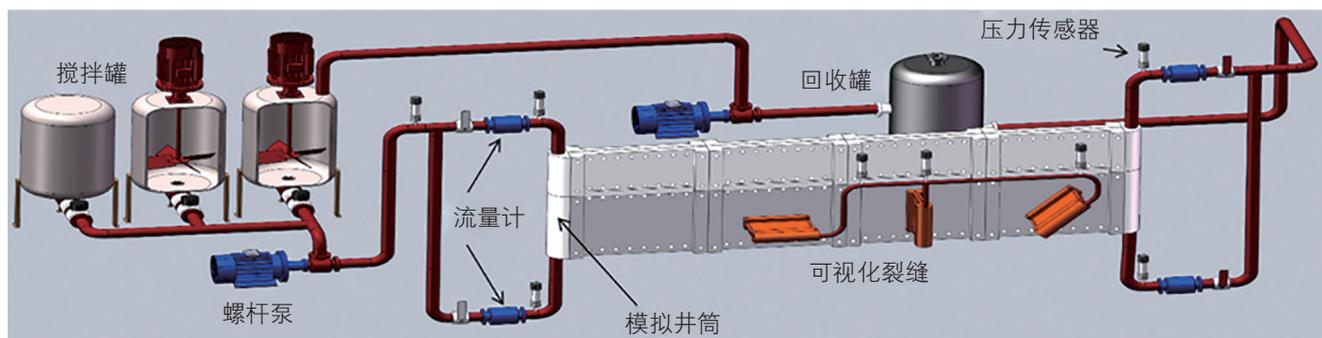


图2 封堵可视化实验系统的示意图及实物照片

Fig. 2 Sketch map and actual photo of the visual plugging system

承压强度为 100 kPa, 当缝内压力达到 100 kPa 时认为封堵已经形成, 螺杆泵将自动停止运行。流出的混合液进入回收罐, 混合液中的固相可以过滤出来再次利用, 而液体可以重新被泵入搅拌罐内形成循环。实验中各部分的压力和流量可由相应的仪表进行测量和记录。

1.3 实验方案设置

本实验为原型实验, 即缝宽、缝内流速均与现场实际工况保持一致。缝内流速 u 采用如下公式进行计算。

$$u = \frac{Q}{L \cdot d} \quad (1)$$

其中 Q 为缝内实际排量 (m^3/s), L 为缝高 (m), d 为缝宽 (m)。根据实验和现场监测, 水力压裂过程中水力压裂的宽度范围约为 $1 \sim 10 \text{ mm}^{[20-21]}$, 因此本文将缝宽设置为平均值 5 mm 。考虑暂堵压裂施工现场的一个典型工况进行模拟: 井口注入排量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$, 裂缝为对称的两条垂直主缝, 裂缝宽度为 5 mm , 裂缝高度为 20 m 。根据公式(1), 现场缝内实际流速为 0.33 m/s , 因此, 本实验中将裂缝宽度设置为 5 mm , 裂缝高度设置为 0.3 m , 螺杆泵注入排量设置为 $1.8 \text{ m}^3/\text{h}$, 这样就可以使实验中缝内流速与现场实际情况一致。为了消除入口效应, 观测的区域选在距离入口 1 m 至 2 m 的区间内。以 1% 为典型质量浓度^[22], 将实验分为 7 组, 具体的设置方案如表 1 所示。

2 实验结果

2.1 封堵形成过程

首先以第 1 组实验为例来说明水力裂缝内纤维和

表 1 各组实验中纤维和颗粒的质量浓度

Table 1 Mass concentration of fiber and particulates in each experimental group

实验组序号	纤维浓度 /%	颗粒浓度 /%
1	1.0	1.0
2	1.0	0
3	0	1.0
4	1.0	0.5
5	1.0	1.5
6	0.5	1.0
7	1.5	1.0

颗粒的协同封堵过程, 实验过程中裂缝入口处的压力和流量如图 3 所示, 从图中可以看出, 在实验开始后的 240 s 内, 缝内压力缓慢上升, 同时入缝流量缓慢下降, 这说明缝内流动的阻力越来越大了, 我们称这个阶段为封堵的初始阶段。从 240 s 之后, 缝内压力的增长速度开始明显提高了, 同时流量减小的速度也开始加快了, 我们称这个阶段为封堵的加速阶段。直到 445 s 时, 缝内压力上升至 100 kPa , 到达了我们的设定的缝内压力阈值, 所以关系结束实验。

封堵初始阶段缝内情况如图 4 所示, 随着混合液进入裂缝内, 在裂缝的下边缘首先出现了封堵带, 此时的封堵带呈半透明状, 内部呈现出类似柳絮状的纤维团, 在纤维之间几乎看不到颗粒的存在。由此可以初步推断出封堵的开始是从纤维的挂壁开始的, 此时颗粒没有参与到封堵过程中。

封堵加速阶段缝内情况如图 5 所示, 可以看出随着实验的进行, 越来越多的封堵带出现在了裂缝内并逐渐将流动通道缩窄。与图 4 中的封堵带相比, 此时的封堵带越来越“均匀紧实”, 透光性也逐渐变差, 在封堵带内部观察到了越来越多的颗粒出现。由此可以初步推断, 在封堵加速阶段, 颗粒开始不断被纤维拦截捕捉, 充填到了纤维的孔隙中, 并加速了封堵的形成。最终流动通道被完全堵死, 缝内形成了全面封堵(如图 6 所示)。

2.2 封堵形成机理

为了进一步揭示纤维和颗粒在裂缝封堵过程中的作用, 我们又进行了第 2 组和第 3 组实验(见表 1), 即分别单独采用 1.0% 质量浓度的纤维以及 1.0% 质量浓度的颗粒作为暂堵剂。实验 1~3 组中缝内压力变化如图 7 所示, 从图上可以看出, 当混合液中仅含有 1.0% 质量浓度的颗粒时, 缝内压力在实验过程中几乎

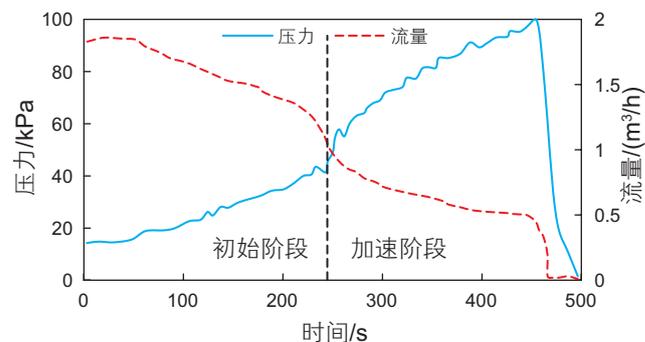


图 3 封堵实验过程中缝内压力和流量变化

Fig. 3 Pressure and flow rate in fracture during plugging experiments

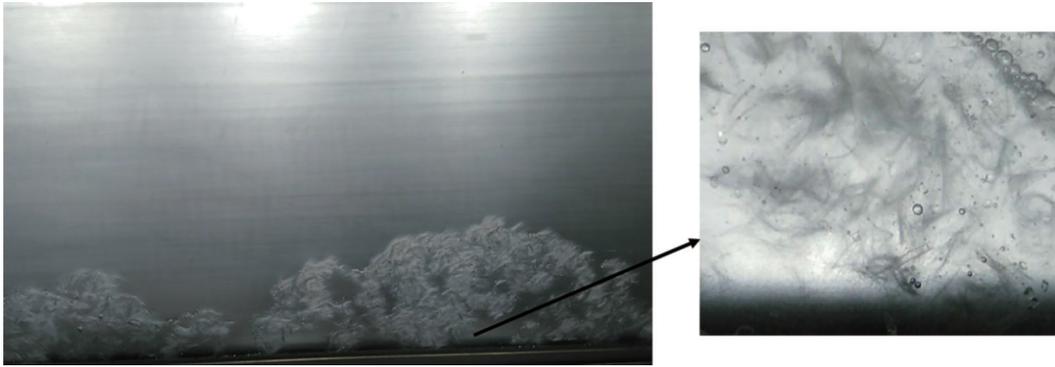


图4 封堵初始阶段裂缝内封堵情况

Fig. 4 Plugging situation in the fracture at the initial stage

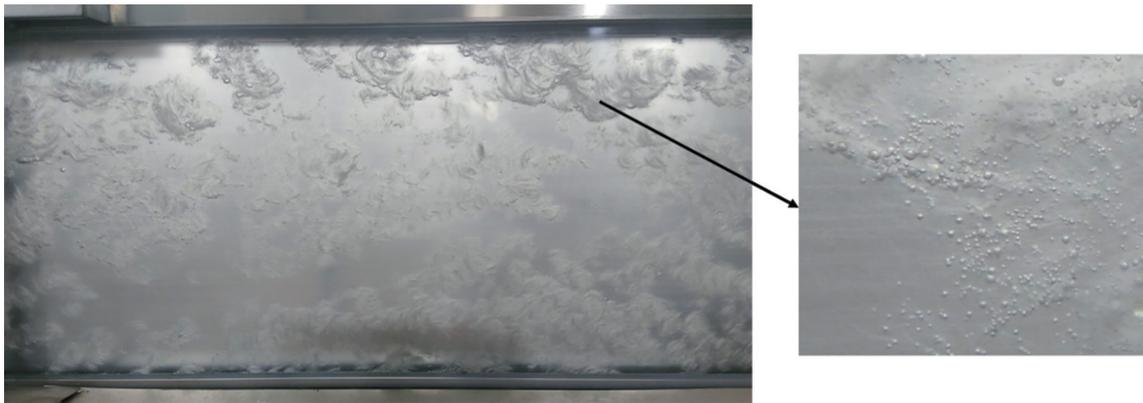


图5 封堵加速阶段裂缝内封堵情况

Fig. 5 Plugging situation in the fracture at the acceleration stage



图6 封堵结束阶段裂缝内封堵情况

Fig. 6 Plugging situation in the fracture at the end stage

保持不变,这说明仅依靠1.0%浓度的颗粒无法在缝内形成有效封堵。当混合液中仅含有1.0%质量浓度的纤维时,缝内压力会逐渐升高,但是起压速度要明显低于颗粒与纤维组合的工况,这说明仅仅用1.0%浓度的纤维可以在裂缝中形成封堵,但是封堵形成速度要低于纤维与颗粒组合的工况。

封堵实验结束后,我们从裂缝中取出封堵带并将其干燥,利用GE公司生产的CT设备进行扫描,其内

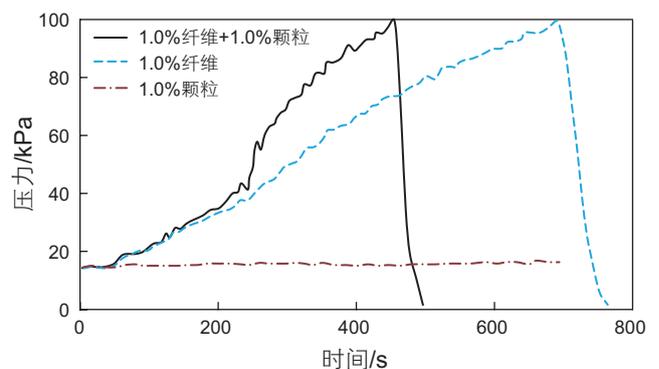


图7 不同工况下缝内压力变化情况

Fig. 7 Pressure in the fracture under different working conditions

部的结构如图8所示,从图上可以发现,颗粒较均匀的分布于封堵带的内部,填充了纤维之间的空隙,并且充当了封堵带的骨架。

结合实验中观察到的现象以及记录的压力、流量的变化,可以推断出纤维与颗粒在5 mm宽裂缝内的封堵机理如下:(1)当混合液进入裂缝后,纤维首先在裂缝壁面上吸附、聚集,形成分散的半透明封堵带,缝内流动阻力缓慢增加(如图9(a)所示);(2)封堵带

膨胀到了一定规模之后开始捕捉流过的颗粒，使其填充到纤维的孔隙中，封堵带的面积持续增大，质地变得越来越密实，缝内封堵过程随之加快(如图 9(b)所示)；(3)封堵带连接成片，过流面积持续变小，最终形成全面封堵。可以说封堵起始于纤维的挂壁，如果没有纤维仅依靠颗粒是无法形成封堵的，但是颗粒在封堵的中后期则起到明显的加速作用，二者是相辅相成的，经济高效的封堵需要纤维与颗粒共同参与。



图 8 封堵带及其内部结构

Fig. 8 Plugged zone and its inner structure

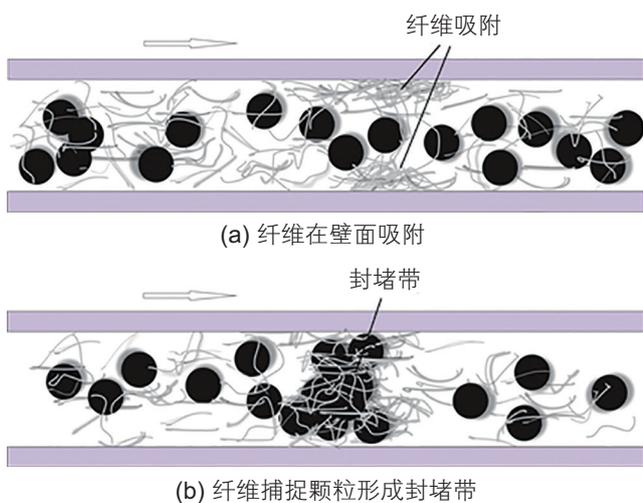


图 9 缝内封堵形成机理示意图

Fig. 9 Sketch map of the plugging mechanism in fractures

表 2 纤维浓度为 1.0% 时，各组实验封堵时间及封堵效率提升率

Table 2 Plugging time and efficiency improvement rate when the fiber concentration is 1.0%

实验组序号	纤维浓度 /%	颗粒浓度 /%	封堵时间/s	封堵效率提升率 /%
2	1.0	0	680	-
4		0.5	553	18.7
1		1.0	445	19.5
5		1.5	426	4.3

由于颗粒在封堵的初始阶段并未起到明显作用，所以从经济的角度考虑，建议现场暂堵施工时，首先加入暂堵纤维，在注入压力明显开始上升以后再加入暂堵颗粒，这样可以在达到理想的封堵效果的同时最大程度的节省材料费用。

2.3 纤维及颗粒的最佳浓度

为了确定封堵过程中纤维及颗粒的最佳浓度，本文又进行了第 4~7 组实验(见表 1)。实验设计思路是首先固定纤维的质量浓度，改变颗粒的浓度，通过不同组实验中的封堵时间来优选颗粒的最优浓度；然后再固定颗粒的质量浓度，改变纤维的质量浓度，通过不同组实验中的封堵时间来优选纤维的最优浓度。

当纤维浓度固定为 1.0% 时，各组实验中缝内压力变化如图 10 所示，从图中可以看出各组实验都可以形成封堵，但封堵形成时间随着颗粒浓度的不同而不同。我们定义每组实验相对上一组实验的封堵效率提升率 η 如式(2)所示。

$$\eta = \frac{T - T'}{T'} \times 100\% \quad (2)$$

其中， T 是本组实验中形成封堵时间 T_1 是上一组实验中封堵形成时间。表 2 汇总了当纤维浓度为 1%

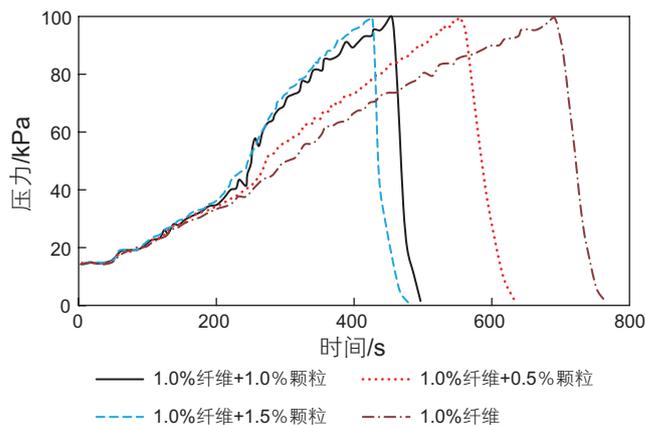


图 10 纤维浓度为 1.0% 时，各组实验中缝内压力变化

Fig. 10 Pressure in the fracture when the fiber concentration is 1.0%

时各组实验的封堵形成时间和封堵效率提升率,可以看出当颗粒浓度从0提升至0.5%时,封堵效率提升18.7%,当颗粒浓度从0.5%提升至1.0%时,封堵效率提升了19.5%,当颗粒浓度从1.0%提升至1.5%

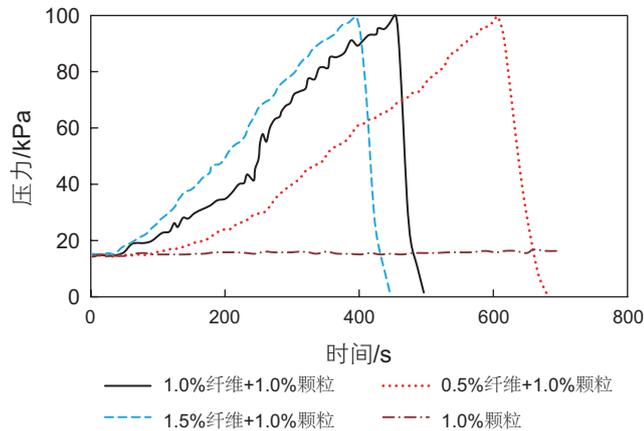


图 11 颗粒浓度为 1.0% 时, 各组实验中缝内压力变化
Fig. 11 Pressure in the fracture when the particulate concentration is 1.0%

表 3 颗粒浓度为 1.0% 时, 各组实验封堵时间及封堵效率提升率

Table 3 Plugging time and efficiency improvement rate when the particulate concentration is 1.0%

实验组序号	纤维浓度 /%	颗粒浓度 /%	封堵时间 /s	封堵效率提升率 /%
2	0	1.0	∞	-
4	0.5		603	-
1	1.0		445	26.2
5	1.5		389	12.6

3 结论

本文建立了水力裂缝内封堵的可视化实验系统,观测了纤维和颗粒在 5 mm 宽裂缝内的封堵形成过程,记录了封堵过程中缝内的压力和流量,得到如下结论:

(1) 纤维和颗粒在水力裂缝内的封堵起始于纤维在裂缝壁面上的吸附,吸附的纤维不断聚集形成分散的封堵带,封堵带膨胀到了一定规模之后开始捕捉流过的颗粒填充到纤维之间的空隙里,封堵带开始变得密实,封堵过程随之加快,最终形成全面封堵。形成封堵之后,通过 CT 扫描发现颗粒均与地分布在纤维的空

隙之中充当了封堵带的骨架。是,封堵效率却仅提升了 4.3%。所以当颗粒浓度大于 1.0% 时,提高颗粒浓度对封堵效率的提升效果十分有限,考虑到暂堵剂的材料成本,推荐颗粒的最优浓度 1.0%。

当颗粒浓度固定为 1.0% 时,各组实验中缝内压力变化如图 11 所示,各组实验的封堵时间和封堵效率提升率如表 3 所示。可以看出当纤维浓度为 0 时,裂缝内不会形成封堵,当纤维浓度大于 0.5% 时,裂缝内会形成全面封堵,封堵时间随着纤维浓度的增加而减少。当纤维浓度为 0.5% 时,形成全面封堵需耗时 603 s;当颗粒浓度为 1.0% 时,形成全面封堵需耗时 445 s,封堵效率相对于 0.5% 纤维浓度时提升 26.2%;当颗粒浓度为 1.5% 时,形成全面封堵需耗时 389 s,封堵效率相对于 1% 纤维浓度时提升 12.6%。可以看出,当颗粒浓度从 0.5% 提升至 1.0% 时,封堵效率提升还是非常明显的,但是当纤维浓度从 1.0% 提升至 1.5% 时,封堵效率提升的幅度是明显下降的,如果现场施工时考虑材料的成本,建议纤维的最优浓度也为 1%。

隙之中充当了封堵带的骨架。

(2) 在混合液中仅仅加入 1.0% 质量浓度的颗粒无法形成封堵,在混合液中仅仅加入 1.0% 质量浓度的纤维可以形成封堵,但是封堵时间要远小于 1.5% 纤维 + 1.5% 颗粒的组合工况,这进一步说明了封堵是由纤维触发的,但是颗粒在封堵的中后期会大幅度加快封堵的进程。建议现场施工时建议首先注入纤维,待缝内压力升高明显升高之后再注入颗粒。

(3) 封堵形成时间随着暂堵剂浓度的增加而减少,但是当纤维和颗粒的浓度高于 1.0% 时,其浓度的提高对封堵效率的影响变得十分有限。因此,如果考虑暂堵剂的材料成本,对于 5 mm 宽的水力裂缝,颗粒和纤维的最优浓度建议均取为 1.0%。

参考文献

- [1] ALLISON D, CURRY S, TODD B. Restimulation of wells using biodegradable particulates as temporary diverting agents[C]//Paper SPE 149221 presented at the Canadian Unconventional Resource Conference, Calgary, Canada, November 2011.

- [2] ZHAO L, CHEN X, ZOU H, et al. A review of diverting agents for reservoir stimulation[J], *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 187: 106734.
- [3] ABRAMS A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1977, 29(05): 586–592.
- [4] LOEPPKE G E, GLOWKA D A, WRIGHT E K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments[J], *Journal of Petroleum Technology*, 1990, 42(03): 328–337.
- [5] 罗向东, 罗平亚. 屏蔽式暂堵技术在储层保护中的应用研究, 钻井液与完井液, 1992, 9(2): 19–27. [LUO X D, LUO P Y. Protecting oil reservoir with temporary shielding method[J], *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 1992, 9(2): 19–27. (In Chinese)]
- [6] HANDS N, KOWBEL K, MAIKRANZ S, NOURIS R. Drill-in fluid reduces formation damage, increases production rates[J], *Oil and Gas Journal*, 1998, 96(28): 65–68.
- [7] DICK M A, HEINZ T J, SVOBODA C F, et al. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids[C]// Paper SPE 58793 presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 2000.
- [8] 崔迎春, 张琰. 分形几何理论在屏蔽暂堵剂优选中的应用[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 2000(02): 17–20. [CUI Y C, ZHANG Y. Application of fractal theometry theory to optimal selection of temporary plugging agents[J], *Journal of the University of Petroleum*, 2000(02): 17–20. (In Chinese)]
- [9] VICKERS S, COWIE M, JONES T, et al. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations[J], *Wiertnictwo, Nafta, Gaz*, 2006, 23(1): 501–515.
- [10] 郑力会, 张明伟. 封堵技术基础理论回顾与展望[J], *石油钻采工艺*, 2012, 34(5): 1–9. [ZHENG L H, ZHANG M W. Review of basic theory for lost circulation control[J], *Oil Drilling and Production Technology*, 2012, 34(5): 1–9. (In Chinese)]
- [11] POTAPENKO D I, TINKHAM S K, LECERF B, et al. Barnett shale refracture stimulations using a novel diversion technique[C]// Paper SPE 119636 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, USA, January 2009.
- [12] 梅艳. 复杂低压碳酸盐岩储层纤维暂堵酸压模型研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2014. [MEI Y. Stimulation study of a novel fiber-laden acid model for carbonate formations of low pressure[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2014. (In Chinese)]
- [13] KEFI S, LEE J C, SHINDGIKAR N D, et al. Optimizing in four steps composite lost-circulation pills without knowing loss zone width[C]// Paper SPE 133735 presented at the SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Ho Chi Minh City, Vietnam, November 2010S.
- [14] KANG Y, XU C, YOU L, et al. Temporary sealing technology to control formation damage induced by drill-in fluid loss in fractured tight gas reservoir[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, 20: 67–73.
- [15] BAO D, QIU Z, ZHAO X, et al. Experimental investigation of sealing ability of lost circulation materials using the test apparatus with long fracture slot[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 183, 106396.
- [16] WANG B, ZHOU F, YANG C, et al. A novel experimental method to investigate the plugging characteristics of diversion agents within hydro-fracture[J], *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 183: 106354.
- [17] LIU Y. Settling and hydrodynamic retardation of proppants in hydraulic fractures[D]. Texas: The University of Texas, 2006
- [18] YANG C, ZHOU F, FENG W, et al. Plugging mechanism of fibers and particulates in hydraulic fracture[J], *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 176: 396–402.
- [19] YANG C, FENG W, ZHOU F. Formation of temporary plugging in acid-etched fracture with degradable diverters[J]. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 2020, 194: 107535.
- [20] 刘嘉. 纤维颗粒复合暂堵转向技术优化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017. [LIU J. Study on optimizing the fiber-particle composite temporary plugging and diverting technique[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017. (In Chinese)]
- [21] 刘超, 邹一峰, 郑平, 等. 水力压裂裂缝宽度影响因素分析[J], *新疆石油天然气*, 2014, 10(1): 98–100. [LIU C, ZOU Y F, ZHENG P., et al. Analysis on the influencing factors of fracture width in hydraulic fracturing[J], *Xinjiang Oil & Gas*, 2014, 10(1): 98–100. (In Chinese)]
- [22] ZHANG L, ZHOU F, FENG W, et al. Experimental study on plugging behavior of degradable fibers and particulates within acid-etched fracture, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 185: 106455.