

# 复合暂堵剂暂堵技术

吴国涛<sup>1,2</sup>, 薛世杰<sup>2</sup>, 王永贤<sup>2</sup>, 谭建勇<sup>2</sup>, 张智勇<sup>2</sup>

- 1. 能新科(西安)油气技术有限公司 北京 100176
- 2. 北京斯迪莱铂油气技术有限公司 北京 100176

通讯作者:wuguotao\_2007@126.com

引用:吴国涛,薛世杰,王永贤,等. 复合暂堵剂暂堵技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 51-56.

Cite: WU Guotao, XUE Shijie, WANG Yongxian, et al. Research on temporary plugging technology of composite temporary plugging agent [J]. Well Testing, 2018, 27(6): 51-56.

**摘要** 在页岩气、致密油等非常规油气资源的开发中,为有效提高水力裂缝的复杂程度,通过不同粒径暂堵剂的组合使用,在近井缝口或远场缝端可产生致密的暂堵剂封堵带,迫使流体转向,产生新的裂缝或者分支缝,从而达到增加裂缝复杂程度、提高油气产量的目的。室内通过对暂堵剂不同尺寸不同比例分布下的渗透率降低程度进行测试,结果表明,近井缝口暂堵粗/中/细颗粒暂堵剂的比例以 40%/25%/35% 最优,远场缝端暂堵中/细颗粒暂堵剂的比例以 35%/65% 最优。该复合暂堵剂耐温 40~150℃,耐压差 40 MPa,能够根据地层温度和降解剂的加量调节降解时间,满足压后生产的需求。现场施工结果表明,复合暂堵工艺可以有效实现裂缝转向,加大裂缝复杂程度,增产效果良好。该工艺可以给暂堵转向压裂施工设计者或水平井重复压裂施工设计者提供借鉴和参考。

**关键词** 复合暂堵剂; 暂堵方式; 流体转向; 尺寸分布; 比例优化; 降解时间

**中图分类号:** TE353      **文献标识码:** B      **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.06.009

## Research on temporary plugging technology of composite temporary plugging agent

WU Guotao<sup>1,2</sup>, XUE Shijie<sup>2</sup>, WANG Yongxian<sup>2</sup>, TAN Jianyong<sup>2</sup>, ZHANG Zhiyong<sup>2</sup>

- 1. Energy New Technologies International, Beijing 100176, China
- 2. Beijing Stimlab Oil & Gas Technology Co., Ltd., Beijing 100176, China

**Abstract:** In the development of unconventional oil and gas resources such as shale gas and tight oil, a temporary tight plugging zone is formed near wellbore or at the far field by the combined temporary plugging agents with different particle sizes, forcing the fluid to divert to create new fractures or branching fractures to effectively improve the complexity of hydraulic fractures, thereby increasing the complexity of the fracture network and increasing the oil and gas production. The indoors experiments were conducted to measure the permeability reduction under different proportions of temporary plugging agents with different particle sizes. The results showed that the best ratio of coarse/medium/fine temporary plugging agents for near wellbore was 40%/25%/35%. The optimal proportion of the medium/fine temporary plugging agent for the far field was 35%/65%. The composite temporary plugging agent has a temperature resistance of 40℃ to 150℃ and a pressure difference resistance of 40 MPa, and can adjust the degradation time according to the formation temperature and the amount of the degradation agent to meet the demand for post-fracturing production. The field application results show that the composite temporary plugging technology can effectively achieve fracture diverting, increase the fracture complexity, and improve the yield. The technology can provide references for design of temporary plugging diverting fracturing or refracturing operation of horizontal wells.

**Keywords:** composite temporary plugging agent; temporary plugging method; fluid diverting; size distribution; ratio optimization; degradation time

随着页岩气、致密油等非常规油气资源的开发,提高水力裂缝复杂程度逐渐成为水力压裂施工设计的关键所在,其中暂堵转向是提高水力裂缝复杂程度的方法之一,原理是使用暂堵剂暂时封堵压

裂液的原始通道,改变压裂液的流向,迫使产生新的裂缝,从而提高水力裂缝的复杂程度;而且暂堵剂在可控的时间内会溶于水相或烃中,不会对储层产生伤害,满足压后生产的需求<sup>[1]</sup>。目前常用的暂

堵剂类型主要有暂堵球、颗粒暂堵剂、可降解纤维等。

暂堵球主要是用来封堵射孔孔眼,实现液体层间转向,适用于直井多层(或水平井多段)压裂,改善直井多层(或水平井多段)笼统压裂储层改造不均匀的情况。郑志兵<sup>[2]</sup>分析了暂堵球的封堵效果影响因素以及在油田的实际应用情况,认为暂堵球能否封堵成功对排量和需封堵孔眼数较为敏感,高排量、较少孔眼数和较低球液密度差有利于提高封堵效果。廖仕孟等<sup>[3]</sup>、杨毅等<sup>[4]</sup>研究了暂堵球在页岩气套变井体积压裂中的应用情况,解决了水平井套管变形无法应用泵送桥塞分段压裂的难题,给页岩气套变井体积压裂提供了新思路。

颗粒暂堵剂和可降解纤维也是目前常用的暂堵剂类型,既可以实现炮眼和缝口暂堵,达到液体层间转向的目的,也可以实现裂缝缝端暂堵,产生分支缝,达到缝内转向的目的,提高水力裂缝的复杂程度。姜必武等<sup>[5]</sup>对低渗透油田重复压裂蜡球暂堵剂进行了性能研究,包括热稳定性、与原油配伍性和溶解性等,这种暂堵剂是一种油溶性的颗粒暂堵剂。马如然等<sup>[6]</sup>提出油田压裂用暂堵剂技术,提出了一些新型暂堵剂类型。王盛鹏等<sup>[7]</sup>人介绍了一种油溶性的暂堵剂以及应用情况,进行了暂堵剂的抗温性能、抗压性能、在压裂液中分散性以及矿化度对暂堵剂性能的影响的研究。赵庆波<sup>[8]</sup>等人研制了一种改性松香油溶性暂堵剂,对其油性、耐酸性、耐水性和分散性进行了实验评价。油溶性暂堵剂不太适用于高含水井和注水井的情况,所以目前研究的方向主要是水溶性暂堵剂。赖南君等<sup>[9]</sup>研制了一种水溶性压裂暂堵剂,并对其性能进行了表征。结果表明,随着温度升高、溶解时间延长,暂堵剂在地层水中的水溶率增大。车航等<sup>[10]</sup>针对华北油田阿尔区块部分油井出现高含水甚至是特高含水情况,进行了压裂用暂堵剂研究,通过实验优选出 3 种配方体系暂堵剂。成梅华<sup>[11]</sup>对水溶性纤维暂堵剂进行了研究和评价,其水溶率大于 95%,暂堵率达 95% 以上,封堵压力大于 10 MPa,解堵后渗透率恢复率可达 95% 以上。汪小宇<sup>[12]</sup>介绍了压裂用水溶性暂堵剂及现场应用情况,研制出一种水溶性压裂暂堵剂 WSA,对其性能进行了研究,并开展了 6 口井的现场应用。杨乾龙等<sup>[13]</sup>研究了碳酸盐岩深层水平井纤维分流暂堵复合酸压技术及应用情况,这是一种新型可降解纤维暂堵剂,具

有较好的分散性能和降解性能,且分流暂堵效果明显,现场应用 10 井次,增产效果显著。付美龙等<sup>[14]</sup>针对油井施工次数的增加,老井原有的人工裂缝生产潜能逐年降低等问题,提出了转向重复压裂技术,并介绍了水溶性 SC-JXSG 高效暂堵剂。通过室内静、动态实验评价了暂堵及解堵效果,分析了暂堵剂的质量分数、注入量和注入压力对暂堵效率的影响。该暂堵剂现场试验效果良好,可以满足压裂暂堵现场施工要求。

潘宝凤等<sup>[15]</sup>针对元坝长兴组储层水平段酸化改造中均匀布酸难题,开展了暂堵酸化用复合暂堵剂研究。研究确定了酸溶性纤维种类、长度及用量,优化了颗粒材料的种类、用量及粒径组合,在此基础上形成复合暂堵剂并开展堵漏性能评价实验。李晖等<sup>[16]</sup>针对复合暂堵分段酸压工艺,优选了耐高温、高压差的三类暂堵剂,分别可实现对基质、微裂缝及人工裂缝的高效暂堵,形成了复合暂堵酸压优化设计技术。牟建业等<sup>[17]</sup>针对塔河油田缝洞型碳酸盐岩大型复合酸压过程中液体滤失严重的现象,利用高温高压酸岩反应流动仪对粉陶、可降解纤维、油溶性树脂 3 种暂堵剂进行了室内实验,测得这 3 种暂堵剂在不同加量下的最大驱替压差和暂堵时间,并从暂堵效果、对地层伤害、价格和施工等方面评价了这 3 种暂堵剂。洪成云等<sup>[18]</sup>对压井液中暂堵剂颗粒尺寸优选进行了研究,在压井作业转层测试时,为了保护支撑裂缝,达到最好的暂堵效果,研究并优选了匹配裂缝尺寸的暂堵剂及最优比例。

目前油田应用的暂堵剂类型逐渐从油溶性向水溶性过渡,暂堵剂类型逐渐从单一化向多样化发展,实验室暂堵剂评价的重点仍然是暂堵剂的封堵性能和暂堵剂的溶解性能<sup>[19]</sup>。但是,针对不同暂堵工艺类型的不同类型暂堵剂的复合暂堵方式研究较少,现场应用也较少。本文首先介绍了暂堵转向机理,然后介绍了三种不同尺寸大小的颗粒暂堵剂及其性能参数,提出了针对不同暂堵工艺类型的复合暂堵方式,并通过实验给出了不同尺寸暂堵剂的最优使用比例,最后选择东北某油田一口井进行暂堵转向压裂加以验证,以期为将来的暂堵转向压裂施工设计者提供借鉴和参考。

## 1 暂堵转向机理

流体转向就是封堵低阻力通道,迫使流体通过初始高阻力通道。流体的注入速率可以用液体平

面径向流产量公式<sup>[20]</sup>表示,即

$$q=\frac{2\pi Kh}{\mu}\frac{\Delta p}{\left(\ln\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

(1)

式中:  $q$  为流量,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $K$  为介质渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $h$  为介质厚度,  $\text{cm}$ ;  $\mu$  为流体黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\Delta p$  为压差,  $10^{-1}\text{ MPa}$ ;  $r_e$  为供油半径,  $\text{cm}$ ;  $r_w$  为井筒半径,  $\text{cm}$ 。

流体注入地层的阻力可以应用  $\Delta p/q$  来表示,即

$$\frac{\Delta p}{q}=\frac{\mu}{K}\frac{1}{2\pi h}\left(\ln\frac{r_e}{r_w}\right)$$

(2)

可知,流体注入地层的阻力与注入流体的黏度成正比,与地层的渗透率成反比,即

$$\frac{\Delta p}{q}\propto\frac{\mu}{K}$$

(3)

根据(3)式,增大低阻区域的阻力,可以提高液体黏度,也可以降低地层的渗透率。暂堵转向就是应用暂堵剂降低流体在原始流动通道的渗透率,提高原始流动通道的阻力,迫使流体转向。

一般来说,封堵裂缝的固体颗粒暂堵剂是一个不同尺寸颗粒暂堵剂的组合,包括粗颗粒、中颗粒和细颗粒暂堵剂。颗粒暂堵剂的封堵机理包括暂堵剂的桥结和充填带渗透性的降低。较大颗粒暂堵剂的作用是暂堵剂充填带的架桥,较小颗粒暂堵剂的作用是充填较大颗粒之间的孔隙,降低充填带的渗透性。颗粒暂堵剂除了能够桥结封堵形成致密的充填带外,还要求对储层无伤害,在水相或者烃中能够完全溶解<sup>[21]</sup>。

2 暂堵剂尺寸分布

本研究颗粒暂堵剂是一种水溶性暂堵剂,使用标准检验筛,将颗粒暂堵剂分为粗颗粒暂堵剂 10/20 目(0.85~1.70 mm)、中颗粒暂堵剂 16/30 目(0.60~1.18 mm)和细颗粒暂堵剂 20/40 目(0.425~0.850 mm),三种尺寸颗粒暂堵剂的性能参数见表 1。

表 1 三种尺寸暂堵剂性能参数  
Table 1 Performance parameters of three size particle temporary diverters

名称	粒径/ 目	耐压差/ MPa	耐温/ ℃	降解时间 可控情况
粗颗粒暂堵剂	10/20	40	40~150	可控
中颗粒暂堵剂	16/30	40	40~150	可控
细颗粒暂堵剂	20/40	40	40~150	可控

这种颗粒暂堵剂耐温 40~150℃,耐压差 40

MPa,降解时间可控(2~120 h)。这三种尺寸颗粒暂堵剂,根据施工工艺的不同进行不同比例的组合,从而达到封堵裂缝,最大程度降低充填带渗透性,迫使流体转向,压开新裂缝的目的。

3 暂堵剂的复合暂堵实验

根据施工工艺的不同,裂缝暂堵可以分为近井缝口暂堵和远场缝端暂堵,其中近井缝口暂堵主要封堵炮眼和近井地带,迫使流体转向阻力低的区域,开启新的裂缝,如图 1 所示;远场缝端暂堵主要封堵裂缝深部或缝端,迫使流体转向阻力低的区域,在主裂缝内开启新的分支缝,如图 2 所示。

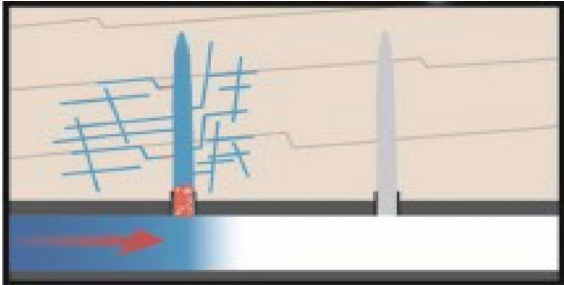


图 1 近井缝口暂堵示意图  
Fig.1 Schematic diagram of temporary diverting fracture in near wellbore

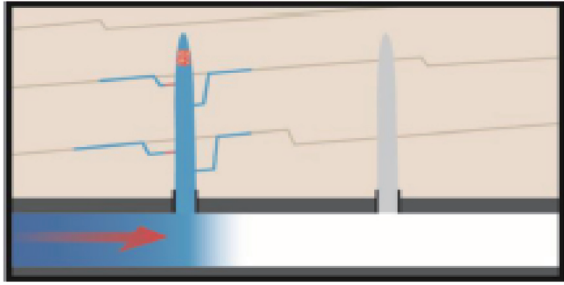


图 2 远场缝端暂堵示意图  
Fig.2 Schematic diagram of temporary diverting fracture in far wellbore

考虑到近井缝口宽度较大(>5 mm)、远场缝端宽度较小(1~2 mm),所以近井缝口暂堵应该使用较大颗粒的暂堵剂,而远场缝端暂堵应该使用较小颗粒的暂堵剂。

3.1 近井缝口暂堵

因为近井缝口宽度较大(>5 mm),建议采用粗颗粒暂堵剂+中颗粒暂堵剂+细颗粒暂堵剂的复合暂堵方式,即三峰分布模式。粗颗粒暂堵剂架桥,中颗粒暂堵剂和细颗粒暂堵剂充填于粗颗粒暂堵剂之间的缝隙,降低暂堵剂充填带的渗透性,从而形成致密的充填带。



利用岩心流动实验装置(采用两个串联的填砂管,从进液端方向,第一个填砂管充填不同比例的复合暂堵剂,第二个填砂管充填高渗透性的人造岩心),以第二个填砂管充填高渗透性的人造岩心的渗透率为基数,通过测量三种(粗颗粒、中颗粒和细颗粒)以不同比例混合的复合暂堵剂的渗透率,研究暂堵剂不同尺寸不同比例分布下的渗透率降低程度,即封堵效果。复合暂堵剂的比例以粗颗粒暂堵剂 40%,中颗粒暂堵剂 25%和细颗粒暂堵剂 35%为最优,实验结果见表 2。

表 2 暂堵剂不同尺寸分布下的渗透率降低测试结果

Table 2 Permeability reduction test result of different distribution for different size temporary diverters

降低程度			分布模式	渗透率降低程度
粗颗粒	中颗粒	细颗粒		
0	50%	50%	双峰分布	73%
10%	40%	50%	三峰分布	76%
20%	35%	45%	三峰分布	93%
40%	25%	35%	三峰分布	95%
50%	25%	25%	三峰分布	92%
75%	15%	10%	三峰分布	62%
100%	0	0	单峰分布	50%

3.2 远场缝端暂堵

因为远场缝端宽度较小(1~2 mm),建议采用中颗粒暂堵剂+细颗粒暂堵剂的复合暂堵方式,即双峰分布模式。因为远场裂缝宽度较小,粗颗粒暂堵剂不仅不会起到架桥作用,反而可能会导致施工失败。所以中颗粒暂堵剂架桥,细颗粒暂堵剂充填于中颗粒暂堵剂之间的缝隙,降低暂堵剂充填带的渗透性,从而形成致密的充填带。

方法同 3.1,通过测量中颗粒和细颗粒不同比例混合的复合暂堵剂的渗透率,研究暂堵剂不同尺寸不同比例分布下的渗透率降低程度,即封堵效果。复合暂堵剂的比例以中颗粒暂堵剂占 35%,细颗粒占 65%为最优,实验结果见表 3。

表 3 暂堵剂不同尺寸分布下的渗透率降低测试结果

Table 3 Permeability reduction test result of different distribution for different size temporary diverters

降低程度		分布模式	渗透率降低程度
中颗粒	细颗粒		
0	100%	单峰分布	73%
10%	90%	双峰分布	76%
25%	75%	双峰分布	93%
35%	65%	双峰分布	95%
50%	50%	双峰分布	92%
75%	25%	双峰分布	62%
100%	0	单峰分布	50%

3.3 暂堵剂的降解性能

复合暂堵剂的降解时间可控,可以根据储层温度和降解剂的加量进行调节,降解后不会产生残渣,不会伤害裂缝,满足压后生产的需求。将一定量复合暂堵剂放入溶解介质搅拌,模拟地层温度(60℃、90℃、120℃)和压裂管汇的剪切状态,每隔 30 min 过滤,烘干,称量,最终得到不同温度下复合暂堵剂的降解率,实验结果如图 3 所示。

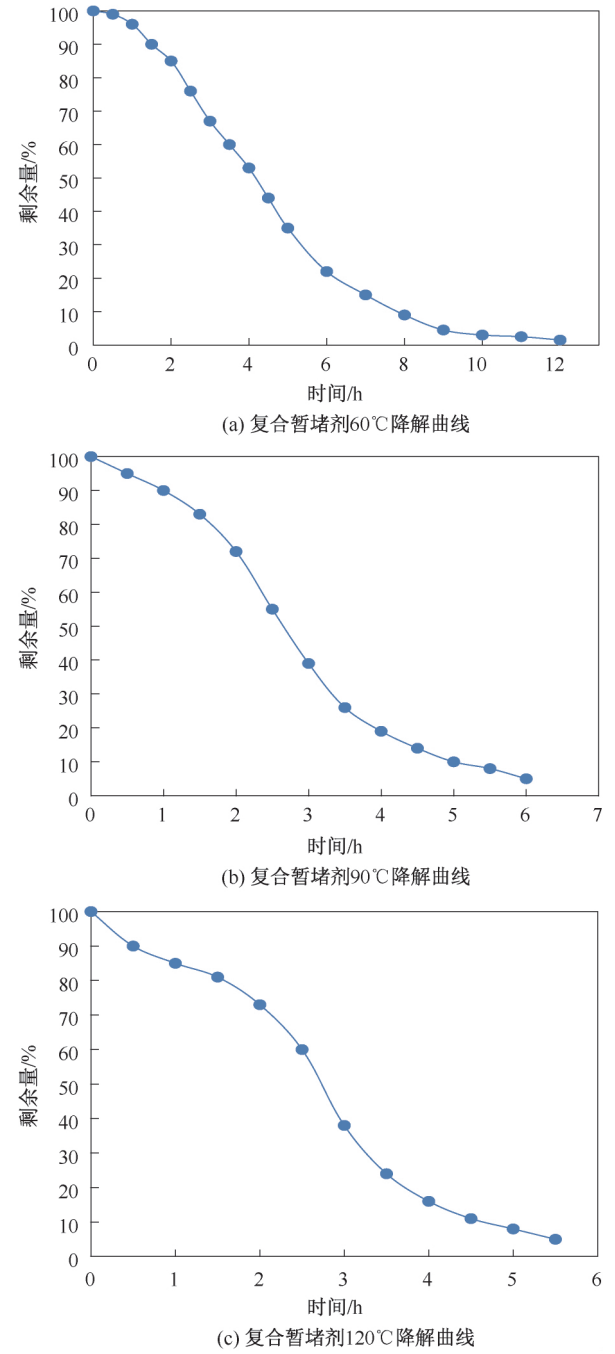


图 3 复合暂堵剂在不同温度下的溶解曲线  
Fig.3 Degradation curve of composite temporary diverters at different temperatures

由图 3 可见,复合暂堵剂在不同温度下都能完全降解,且随温度升高,完全降解时间逐渐缩短。

## 4 现场应用

XX 井是东北某油田的一口老井,2008 年实施常规重复压裂后效果不明显,2015 年实施复合暂堵重复压裂施工。该井压裂层段 2 093.4 m~2 105.8 m,射孔厚度 9.6 m/3 层,跨度 12.4 m;目的层有效孔隙度 13%,有效渗透率 5 mD,温度 102 ℃。为了能够充分压开储层,提高裂缝与基质接触面积,采用复合暂堵压裂施工,第一次压裂施工后,停泵待裂缝闭合,裂缝闭合后,起泵,投入复合暂堵剂(其中,中颗粒暂堵剂 80 kg,细颗粒暂堵剂 70 kg),小排量泵送暂堵剂。在排量不变的情况下,井口施工压力由 19 MPa 升高到 26 MPa,压力升高 7 MPa,暂堵剂封堵效果显著,施工曲线如图 4 所示。

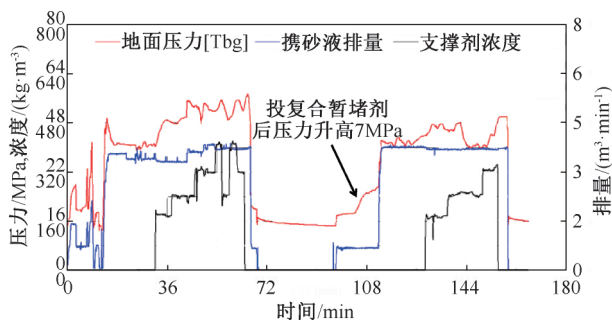


图 4 XX 井复合暂堵压裂施工曲线

Fig.4 XX well fracturing curve of composite temporary diverting fracturing

该井压前日产油 0.39 t,含水 2.05%;11 月 4 日压裂,11 日开抽。截止 11 月 23 日,平均日产液 10.74 t、日产油 7.01 t,含水 29.5%,增产效果显著,压后生产曲线见图 5 所示。

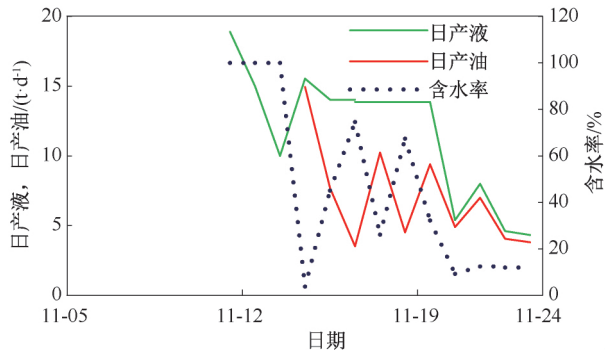


图 5 XX 井压后生产曲线

Fig.5 XX well production curve of post-frac

应用效果表明,复合暂堵剂有效封堵了部分射孔孔眼或裂缝缝口,提高排量,进而压开了新的裂

缝,提高了储层纵向压开程度,增大了储层改造体积,提高了单井产量。

## 5 结论

(1) 该类型暂堵剂耐温 40~150 ℃,耐压差 40 MPa,降解时间可以根据储层温度和降解剂加量进行调节。

(2) 近井缝口暂堵,建议采用粗颗粒暂堵剂+中颗粒暂堵剂+细颗粒暂堵剂的复合暂堵方式;远场缝端暂堵,建议采用中颗粒暂堵剂+细颗粒暂堵剂的复合暂堵方式。

(3) 近井缝口暂堵,一般粗/中/细颗粒暂堵剂的比例以 40%/25%/35%最优;远场缝端暂堵,一般中/细颗粒暂堵剂的比例以 35%/65%最优。

(4) 现场应用表明,该复合暂堵方式能够实现射孔孔眼或裂缝缝口暂堵,实现液体转向,压开新的裂缝,提高储层纵向动用程度,增加储层改造体积,提高单井产量。该复合暂堵工艺可以给暂堵转向压裂施工设计者或水平井重复压裂施工设计者提供借鉴和参考。

致谢:感谢中石油勘探开发研究院压裂中心杨立峰主任给予理论指导和帮助。

## 参考文献

- [1] MCCARTNEY E S, KENNEDY R L. A family of unique diverting technologies increases unconventional production and recovery in multiple applications-initial fracturing, re-fracturing and acidizing [C]. SPE 179115, 2016.
- [2] 郑志兵. 暂堵剂封堵效果影响因素分析及其在 Z 油田的应用[J]. 石化技术, 2017(2): 55-56.  
ZHENG Zhibing. Analysis on influencing factors of plugging effect and its application in Z Oilfield [J]. Petrochemical Industry Technology, 2017(2): 55-56.
- [3] 廖仕孟, 桑宇, 宋毅, 等. 页岩气水平井套管变形影响分段压裂工艺研究及现场试验[J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 40-45.  
LIAO Shimeng, SANG Yu, SONG Yi, et al. Research and field tests of staged fracturing technology for casing deformation section in horizontal shale gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 40-45.
- [4] 杨毅, 刘俊辰, 曾波, 等. 页岩气井套变段体积压裂技术应用及优选[J]. 石油机械, 2017, 45(12): 82-87.  
YANG Yi, LIU Junchen, ZENG Bo, et al. Application and optimization of SRV fracturing technology for casing deformation section of shale gas well [J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(12): 82-87.
- [5] 姜必武, 慕立俊. 低渗透油田重复压裂蜡球暂堵剂性能研究[J]. 钻采工艺, 2006, 29(6): 114-116.

- JIANG Biwu, MU Lijun. Study on the performance of wax-bead temporary blocking agent used for refracturing in low-permeability reservoir [J]. *Drilling & Production Technology*, 2006, 29(6): 114-116.
- [6] 马如然, 刘音, 常青, 等. 油田压裂用暂堵剂技术[J]. *油田化学*, 2013, 31(6): 79-81.  
MA Ruran, LIU Yin, CHANG Qing, et al. New technology of diverting agents used in oilfield fracturing [J]. *Oilfield Chemistry*, 2013, 31(6): 79-81.
- [7] 王盛鹏, 唐邦忠, 崔周旗, 等. 一种新型油溶性暂堵剂及应用[J]. *钻井液与完井液*, 2015, 32(1): 87-89.  
WANG Shengpeng, TANG Bangzhong, CUI Zhouqi, et al. A new oil soluble temporary plugging agent [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015, 32(1): 87-89.
- [8] 赵庆波, 单高军. 改性松香油溶性暂堵剂的研制与评价[J]. *过程工程学报*, 2013, 13(2): 356-360.  
ZHAO Qingbo, SHAN Gaojun. Preparation and evaluation of modified natural rosin oil-soluble temporary plugging agent [J]. *The Chinese Journal of Process Engineering*, 2013, 13(2): 356-360.
- [9] 赖南君, 陈科, 马宏伟, 等. 水溶性压裂暂堵剂的性能评价[J]. *油田化学*, 2014, 31(2): 215-218.  
LAI Nanjun, CHEN Ke, MA Hongwei, et al. Performance evaluation of water soluble temporary plugging agent for fracturing [J]. *Oilfield Chemistry*, 2014, 31(2): 215-218.
- [10] 车航, 杨兆中, 李建召, 等. 华北油田高含水油藏转向压裂用暂堵剂研究[J]. *石油地质与工程*, 2014, 28(1): 112-114.  
CHE Hang, YANG Zhaozhong, LI Jianzhao, et al. Study on temporary plugging agent for steering fracturing of high water bearing reservoir in North China oilfield [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2014, 28(1): 112-114.
- [11] 成梅华. 水溶性暂堵剂的研究与应用[J]. *石油化工应用*, 2015, 34(4): 91-93.  
CHENG Meihua. Study and application of water soluble temporary plugging agent [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2015, 34(4): 91-93.
- [12] 汪小宇. 压裂用水溶性暂堵剂的研究与现场应用[J]. *石油化工应用*, 2015, 34(6): 91-94.  
WANG Xiaoyu. The development and application of water-soluble fracturing temporary plugging agent [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2015, 34(6): 91-94.
- [13] 杨乾龙, 黄禹忠, 刘平礼, 等. 碳酸盐岩超深水平井纤维分流暂堵复合酸压技术及其应用[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(2): 117-121.  
YANG Qianlong, HUANG Yuzhong, LIU Pingli, et al. Research and application of composite acid fracturing technology with fiber diversion temporary plugging in ultra-deep carbonate horizontal wells [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 117-121.
- [14] 付美龙, 陈畅, 胡泽文. 转向重复压裂高效暂堵剂性能评价[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 31(5): 43-47.  
FU Meilong, CHEN Chang, HU Zewen. Performance evaluation of high efficiency temporary plugging agent for steering refracturing [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2016, 31(5): 43-47.
- [15] 潘宝凤, 兰林, 冯乐蒙, 等. 元坝长兴组碳酸盐岩储层酸化用复合暂堵剂研究[J]. *广东化工*, 2015, 42(6): 65-67.  
PAN Baofeng, LAN Lin, FENG Lemeng, et al. Study on acid fracturing temporary plugging agent in Yuanba Changxing calcium carbonate reservoir [J]. *Guangdong Chemical Industry*, 2015, 42(6): 65-67.
- [16] 李晖, 岳迎春, 唐祖兵. 超深碳酸盐岩储层水平段复合暂堵酸压工艺应用研究[J]. *当代化工研究*, 2016(5): 31-32.  
LI Hui, YUE Yingchun, TANG Zubing. Application research on compound temporary plug segmented acid fracturing in horizontal section of super deep carbonate reservoir [J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2016(5): 31-32.
- [17] 牟建业, 邵俊杰, 陆赟芸, 等. 缝洞型储层酸压暂堵剂封堵性能研究[J]. *中国科技论文*, 2016, 11(3): 258-262.  
MOU Jianye, SHAO Junjie, LU Yunyun, et al. Study on performance of temporary plugging agent of acid fracturing in fractured-vuggy carbonate reservoirs [J]. *China Science Paper*, 2016, 11(3): 258-262.
- [18] 洪成云, 李凯, 董海峰, 等. 压井液中暂堵剂颗粒尺寸优选研究[J]. *中国科技论文*, 2015, 10(23): 2796-2799.  
HONG Chengyun, LI Kai, DONG Haifeng, et al. Study on optimization of the particle size distribution of bridging agents in temporary kill fluid [J]. *China Science Paper*, 2015, 10(23): 2796-2799.
- [19] 李海波, 高伟, 衣德强, 等. 鄂尔多斯含硫气井纤维囊压井流体暂堵能力测试[J]. *油气井测试*, 2018, 27(5): 31-36.  
LI Haibo, GAO Wei, YI Deqiang, et al. Fuzzy-ball plugging fluid technology for sulfur-containing low-pressure gas well in Ordos [J]. *Well Testing*, 2018, 27(5): 31-36.
- [20] 张建国, 杜殿发, 雷光轮, 等. 油气层渗流力学[M]. 第2版. 东营: 石油大学出版社, 2009: 20-25.
- [21] AHMED M G, ANDREA N, ELIZABETH M, et al. Engineering solid particulate diverter to control fracture complexity: experimental study [C]. *SPE 179144*, 2016.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 吴国涛, 男, 1984年出生, 硕士, 助理工程师, 2013年毕业于中国石油勘探开发研究院油气田开发工程专业, 现主要从事低渗透储层压裂酸化理论与技术研究。电话: 18910870496; Email: wuguotao\_2007@126.com。通信地址: 北京市亦庄经济技术开发区宏达北路永昌工业园8号楼8201室, 邮政编码: 100176。