

新型通道压裂支撑剂铺置试验

温庆志¹, 杨英涛¹, 王 峰¹, 段晓飞¹, 杨 柳¹, 金占鑫²

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油大学科学技术研究院, 山东东营 257061)

摘要:为了解决常规高速通道压裂技术存在的加砂及泵注程序复杂、纤维要求高等问题,提出支撑剂在裂缝中实现不连续充填的新方法,应用可视化裂缝模拟装置开展新型支撑剂铺置的室内试验,同时运用标准 API 裂缝导流能力测试仪分析新型铺置方式下的裂缝导流能力。结果表明:新型支撑剂铺置方式可实现不连续充填,且形成的充填层导流能力在低压(5 MPa)及高压(60 MPa)下均有优于常规支撑剂连续铺置时的表现;一定范围内增大溶解性支撑剂比例和粒径可以形成更高的通道率;影响新型不连续充填层导流能力的因素主要有通道收缩、支撑剂间的压实和支撑剂破碎,当闭合压力较低时,通道的收缩及支撑剂间的压实起主导作用,当闭合压力较高时,支撑剂破碎起主导作用。

关键词:压裂; 溶解性支撑剂; 导流能力; 通道率

中图分类号:TE 357.1 **文献标志码:**A

引用格式:温庆志,杨英涛,王峰,等. 新型通道压裂支撑剂铺置试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(5):112-117.

WEN Qingzhi, YANG Yingtao, WANG Feng, et al. Experimental study on an innovative proppant placement method for channel fracturing technique[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(5): 112-117.

Experimental study on an innovative proppant placement method for channel fracturing technique

WEN Qingzhi¹, YANG Yingtao¹, WANG Feng¹, DUAN Xiaofei¹, YANG Liu¹, JIN Zhanxin²

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Institute of Science and Technology in China University of Petroleum, Dongying 257061, China)

Abstract: In order to simplify the proppant placement procedure during the application of the high flow channel fracturing technique and reduce the requirements on high pumping rate and high fiber quality, an innovative proppant placement method that adopts discontinuous proppant pumping and packing in fractures was proposed. The feasibility of this method was verified via a visual experiment. The flow conductivity of the proppant packed channel with discontinuous proppant placements was analyzed using a standard API fracture flow conductivity device. The results show that the new method can form discontinuous packed layer in the fracture channel using different proportional soluble proppants, in which high flow conductivity was observed under both low and high pressure conditions (5 MPa and 60 MPa). The higher of the soluble proppant ratio and size, the higher of the channel conductivity is. The influence factors on the flow conductivity of the discontinuous packed layer include the shrinking of the fracture channels, the compaction and crush of the proppants. The channel shrinking and proppant compaction can be induced at low closure pressures, while the crush of the proppants can occur at high closure pressures.

Keywords: fracturing; soluble proppant; flow conductivity; channel ratio

通道压裂技术作为一项新型的储层改造措施,改变了常规压裂裂缝导流方式,极大提高了导流能力和返排率,节约了施工原材料,明显改善了压裂效

果^[14]。高速通道压裂可行性实施方案最早于 2011 年提出并在 Loma La Lata、Eagle Ford 等多个地区进行了试验应用,结果证明通道压裂具有优于常规压

裂技术的效果^[5-10]。中国对于通道压裂技术的研究尚在起步阶段,钟森等^[1]、周建等^[11]、温庆志等^[12]、曲占庆等^[13]均对该项技术做出了概述或相关方面的研究,但对于通道压裂施工中加砂方式的改变、泵注程序复杂等问题的研究则相对较少。针对该现状,笔者提出在裂缝中实现不连续充填的新方法,进行可视化支撑剂模拟铺置试验,并利用标准 API 导流仪测试该充填层的导流能力。

1 试验方法

1.1 试验原理

溶解性支撑剂与常规支撑剂混合铺置于裂缝中,地层流体(地层水、地层油)流经裂缝,溶解性支撑剂将溶解并产生通道结构。原理示意图如图 1 所示。

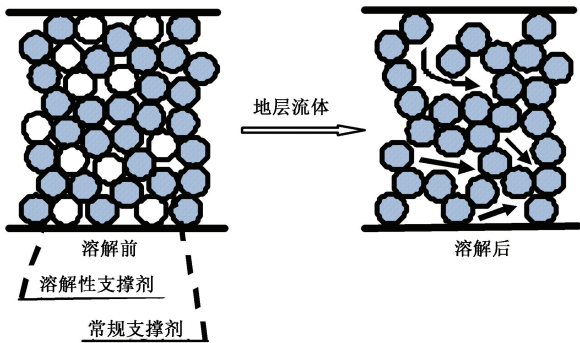


图 1 试验原理

Fig. 1 Principle of experiment

通道率的概念由温庆志等^[12]首次提出,其直接反映通道压裂技术中通道的形成状况,间接反映充填层的导流能力,是通道压裂中一项重要的参数。为验证设想的合理性,通过试验测量新型铺置方式下的通道率并分析各因素对通道率的影响。依次设计试验如下:

(1)测量溶解性支撑剂的溶解程度,分析以上试验原理的可行性并筛选适合压裂施工的溶解性支撑剂。

(2)分析影响通道率的因素,运用可视化地层裂缝模拟铺置装置在常压下模拟通道的形成与维持状况,并计算通道率,初步验证新型通道压裂支撑剂铺置方式的可行性。

(3)运用标准 API 导流仪测试不同闭合压力下充填层的导流能力,验证该方案在实际条件下的可行性。

1.2 试验仪器及材料

试验仪器包括可视化地层裂缝模拟铺置装置、

101-2A 型电热鼓风干燥箱、标准 API 裂缝导流能力仪及 YTE-2000B 型压力试验机。试验材料包括陶粒支撑剂、按 YF125HTD 体系配置的压裂液基液、8% NaCl 溶液、不同粒径溶解性支撑剂(包括油溶性支撑剂 O-1、水溶性支撑剂 W-1)、3 号白油、蒸馏水。

简化动态地层单翼裂缝模型为一立方体:闭合缝宽 $w=5.0\text{ mm}$,闭合缝长 $l=200.0\text{ mm}$,闭合缝高 $h=50.0\text{ mm}$,裂缝模型体积 $V_{\text{模型}}=lwh=200\text{ mm}\times5\text{ mm}\times50\text{ mm}=50\text{ cm}^3$ 。据此作地层裂缝模拟铺置装置,材料选择亚克力板以实现可视化。

2 溶解性试验

称取一定质量溶解性支撑剂,加入适量相应溶剂(油溶性支撑剂 O-1 选择 3 号白油,水溶性支撑剂 W-1 选择蒸馏水),在一定温度下加热一定时间后过滤,置于烘箱中在 $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ 烘干,称量剩余溶解性支撑剂质量,计算该条件下支撑剂的溶解程度,在剩余溶解性支撑剂中再次加入等量相应溶剂,重复多次试验后可得油溶性支撑剂 O-1、水溶性支撑剂 W-1 的溶解规律,结果如图 2、3 所示。

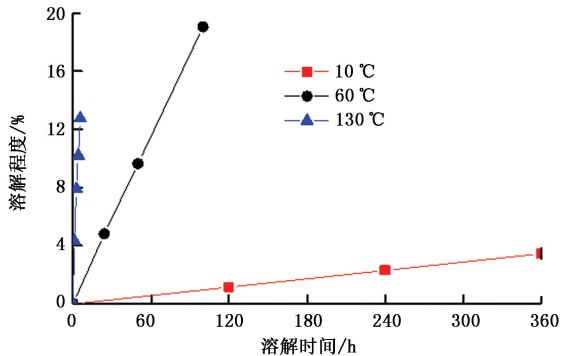


图 2 油溶性支撑剂 O-1 溶解规律

Fig. 2 Solution law of oil-solubility proppant O-1

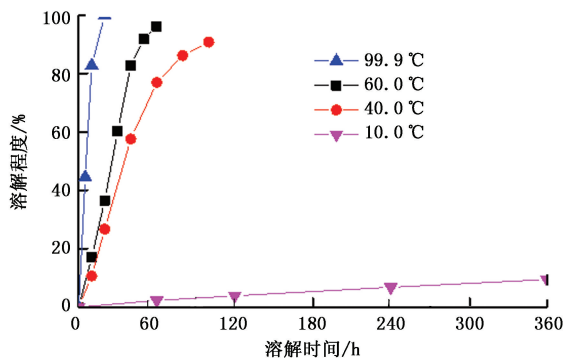


图 3 水溶性支撑剂 W-1 溶解规律

Fig. 3 Solution law of water-solubility proppant W-1

由图 2、3 可知,油溶性支撑剂 O-1 在 $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ 加

热 5.5 h 溶解程度达 12.8%,符合现场实际要求;溶解速率较慢,压裂液尚未进入地层裂缝时不会出现溶解性支撑剂大量溶解的现象。水溶性支撑剂 W-1 在 99.9 ℃ 加热 20 min 后全部溶解,溶解速率过快,不符合现场施工要求,因其溶解过程与油溶性支撑剂 O-1 相似,溶解速率又远高于油溶性支撑剂 O-1,为节约试验时间,提高试验效率,在不影响试验结果的条件下本文中采用水溶性支撑剂 W-1 代替油溶性支撑剂 O-1 进行室内模拟试验。

3 支撑剂模拟铺置

初步分析认为,影响新型铺置方式下通道形成的主要因素为溶解性支撑剂的粒径和加入比例。

预设采用的 W-1 溶解性支撑剂粒径分别为

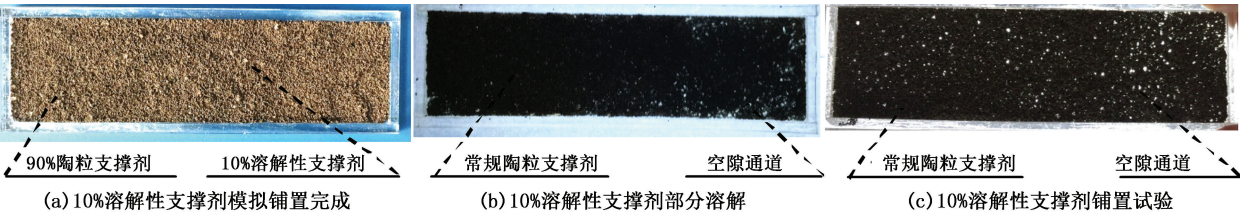


图 4 10%溶解性支撑剂铺置试验

Fig. 4 Distribution experiments of 10% soluble proppant simulative placement

试验表明:常压下,溶解性支撑剂与常规支撑剂混合铺置的方式具有产生通道的能力。

根据陶粒支撑剂与溶解后形成的通道在图片像素中的 RGB 值不同编制通道率计算程序,利用该软件可计算 10% 的 0.850~2.00 mm 溶解性支撑剂与 0.425~0.850 mm 陶粒支撑剂混合铺置实际通道率

0.850~2.00、0.425~0.850 和 0.212~0.425 mm,加入比例分别为 10%、20% 和 30%。常规陶粒支撑剂粒径为 0.425~0.850 mm。

以加入比例为 10% 的 0.850~2.00 mm 溶解性支撑剂为例说明试验步骤。为保证常规支撑剂与溶解性支撑剂混合铺置体积小于裂缝模拟模型试验装置体积,量取溶解性支撑剂视体积 $V_s=2.2\text{ cm}^3$,常规支撑剂视体积 $V_n=20.0\text{ cm}^3$ 充分混合后与胍胶压裂液按 2:1 的比例(模拟压裂返排后裂缝内残留压裂液)铺置于地层裂缝模拟装置上(图 4(a)),并完全浸没在地层流体(本试验采用 8% NaCl 模拟的地层水)中,在电热鼓风干燥箱中加热 30 min,部分溶解性支撑剂溶解(图 4(b))。继续加热至溶解性支撑剂全部溶解(图 4(c))。

为 9.32%,重复试验多次可以得到相同条件下通道率分别为 10.19%、9.27%、9.52% 和 9.36%,取统计平均可得该条件下平均通道率为 9.53%。同理可得 15% 的 0.850~2.00 mm 溶解性支撑剂等其余 14 组数据,结果如表 1 所示。

表 1 不同溶解性支撑剂粒径及比例下通道率

Table 1 Channel ratio different soluble proppant sizes and volume fraction

溶解性支撑剂粒径/mm	溶解性支撑剂比例/%	5 次试验得到的通道率/%				
		1	2	3	4	5
0.850~2.00	10	9.32	10.19	9.27	9.52	9.36
	15	14.42	13.88	13.95	12.96	13.42
	20	17.09	16.51	16.67	16.70	17.25
	25	20.38	19.89	20.97	20.54	20.31
	30	22.86	24.83	20.93	21.99	20.07
0.425~0.850	10	8.66	7.69	8.21	7.93	7.66
	15	12.16	12.36	11.89	11.03	11.28
	20	15.99	15.30	16.54	16.17	15.48
	25	17.64	16.81	16.93	17.65	17.78
	30	19.40	18.43	17.89	18.24	19.07
0.212~0.425	10	5.39	6.11	5.73	5.93	5.66
	15	8.00	7.34	7.59	7.84	7.46
	20	8.41	9.01	8.73	8.58	8.23
	25	9.55	9.81	9.95	10.17	10.86
	30	10.90	10.43	11.27	10.69	11.05

根据表 1 中数据得到平均通道率与溶解性支撑剂粒径及比例关系,以及通道率误差与溶解性支撑剂粒径及比例关系,如图 5 所示。

分析图 5 可知:①在溶解性支撑剂比例为 10%~30% 时,实际通道率随溶解性支撑剂比例增大而增大;②不同溶解性支撑剂粒径组合试验测得通道率与溶解性支撑剂均有一定误差,且随溶解性支撑剂粒径减小而增大;③随溶解性支撑剂粒径减小,通道率随溶解性支撑剂比例变化总体呈减小趋势,根据此趋势分析,在溶解性支撑剂粒径趋于无限小时,

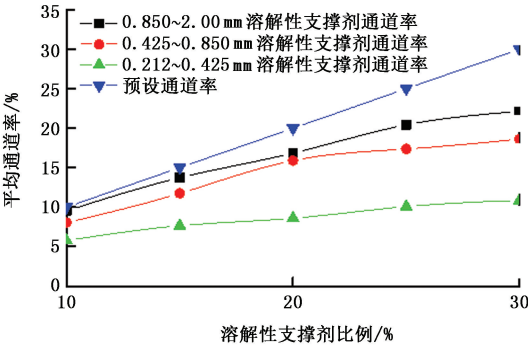


图 5 不同粒径下溶解性支撑剂比例与实际平均通道率及误差的关系

Fig.5 Relationship between volume fraction of soluble proppant and actual average channel ratio, errors of different soluble proppant sizes

4 新型充填层导流能力

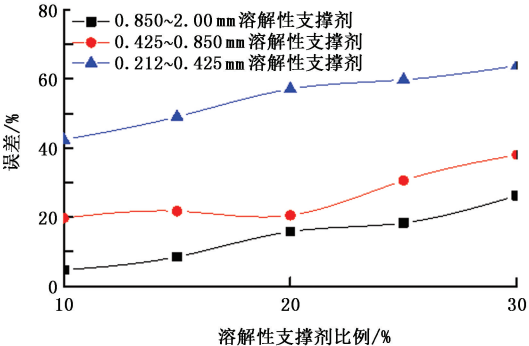
据支撑剂模拟铺置试验可知,常压下溶解性支撑剂与常规支撑剂混合铺置能够形成通道,为研究并评价新型支撑剂充填层在实际地层条件下的性能,利用标准 API 导流仪测量其导流能力以反映其在高压下的性能。

以 0.425~0.850 mm 陶粒支撑剂及水溶性支撑剂 W-1 模拟铺置为例,保持支撑剂铺砂浓度 10 kg/m² 使其连续均匀铺置在支撑剂导流室中。设置 9 组闭合压力,每个压力点支撑剂承压时间为 0.25 h,测试温度控制在 20.0℃,具体试验步骤参照压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法(SYT 6302-2009)。按方案重复试验可得 10% 溶解性支撑剂比例时不同闭合压力下的渗流数据,结果如表 2 所示。

同理,可得 20%、30% 溶解性支撑剂比例下以及支撑剂连续充填下不同闭合压力时的试验数据。

通道压裂技术所形成的支撑剂充填层中流体的渗流规律不同于常规水力压裂裂缝中达西线性渗流方式,而趋于纳维-斯托克斯流动方式^[5]。为验证流体在新型铺置方式下形成充填层中的渗流方式,

其变化趋势为一条无限趋近于 x 轴的水平线,证明误差产生的原因是通道的坍塌和部分溶解性支撑剂进入常规支撑剂粒间空隙;④试验所得通道率误差随溶解性支撑剂粒径减小而增大,不同溶解性支撑剂粒径下误差变化趋势线基本一致。试验证明,溶解性支撑剂粒径是影响通道率的重要因素,在相同溶解性支撑剂比例下,随溶解性支撑剂粒径增大、实际通道率增大;随溶解性支撑剂粒径减小,通道率随溶解性支撑剂比例变化趋势趋于平缓,同时溶解性支撑剂粒径不是通道率误差变化的主要影响因素。



依据计算渗流雷诺数的判别方法,达西渗流模型适用条件为存在一个临界雷诺数 $Re_1 \in (0.2 \sim 0.3)$, Re_1 是达西定律成立的上限,当 $Re < Re_1$,即低雷诺数时,渗流为线性渗流,符合达西定律^[14]。

$$Re = \frac{v\rho\sqrt{k}}{17.50\mu\varphi^{\frac{3}{2}}} \tag{1}$$

式中, Re 为雷诺数; v 为流体流速,m/s; ρ 为流体密度,g/cm³; k 为渗透率,μm²; μ 为流体黏度,mPa·s; φ 为孔隙度。

表 2 10% 溶解性支撑剂比例下不同闭合压力时渗流数据

Table 2 Experimental data of 10% soluble proppant simulative placement in different closure pressures

闭合压力/ MPa	充填层厚度/mm			压差/ kPa	流量/(cm ³ · min ⁻¹)
	W_{f1}	W_{f2}	W_{fave}		
5	6.221	6.373	6.297	0.047	2.67
10	5.881	6.027	5.954	0.083	3.66
15	5.717	5.851	5.784	0.109	4.26
20	5.365	5.583	5.474	0.128	4.42
25	5.096	5.272	5.184	0.149	4.28
30	4.494	4.710	4.602	0.235	4.57
40	3.838	4.082	3.960	0.312	3.88
50	3.632	3.866	3.749	0.427	3.74
60	3.549	3.781	3.665	0.593	3.50

以 10% 溶解性支撑剂比例为例,根据达西定律可计算得不同闭合压力下充填层的渗透率,再根据式(1)得到对应的雷诺数,结果见表 3。

由表 3 可知,10% 溶解性支撑剂与陶粒支撑剂混合铺置时流体雷诺数为[0.12~0.25],小于临界雷诺数,故其渗流方式符合达西定律。同理,20% 和 30% 溶解性支撑剂比例及支撑剂连续充填时的流体雷诺数均小于临界雷诺数,其渗流方式计算也依照达西定律。

表 3 不同闭合压力下渗透率与雷诺数
Table 3 Permeability and Reynolds numbers in different closure pressures

闭合压力/MPa	流速/(cm·s ⁻¹)	渗透率/μm ²	雷诺数
5	0.01891	525.70	0.12
10	0.02606	431.57	0.23
15	0.02932	393.74	0.25
20	0.02886	367.59	0.22
25	0.03155	322.89	0.23
30	0.03265	246.24	0.23
40	0.03298	183.00	0.19
50	0.03580	136.14	0.19
60	0.02923	93.84	0.12

计算得 10%、20% 和 30% 溶解性支撑剂比例及支撑剂连续充填时不同闭合压力下裂缝充填层的导流能力,结果如图 6 所示。

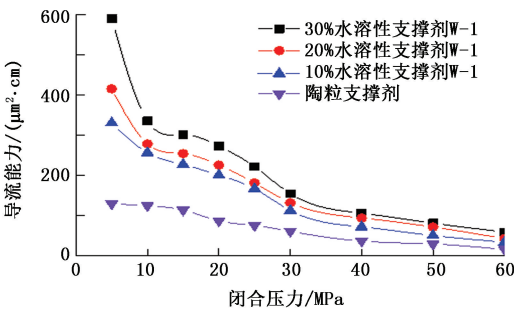


图 6 不同溶解性支撑剂比例下导流能力随闭合压力的变化
Fig.6 Variation of flow conductivity with closure pressure in different volume fraction of soluble proppant

分析图 6 可知,在一定范围内,随闭合压力的增大,不同溶解性支撑剂比例下的裂缝导流能力均减小,其降低幅度由大到小依次为 30% 水溶性支撑剂 W-1、20% 水溶性支撑剂 W-1、10% 水溶性支撑剂 W-1 陶粒支撑剂。随溶解性支撑剂比例增大,通道收缩速率加快。10%、20% 和 30% 水溶性支撑剂 W-1 在低压(5 MPa)时的导流能力分别是常规支撑剂连续铺置的 2.54、3.20 和 4.53 倍;在高压(60 MPa)时的导流能力分别是常规支撑剂连续铺置的 2.19、3.06 和 4.50 倍。说明本试验中采用的新型

通道压裂支撑剂铺置方式形成的充填层导流能力在高压及低压下均有优于常规支撑剂连续铺置下的表现。同时,说明影响新型铺置方式形成充填层的导流能力的因素除支撑剂的压实及破碎外还有通道的收缩。

5 结 论

(1)采用溶解性支撑剂与常规支撑剂混合铺置的方式可在裂缝内形成具有高导流能力的通道,不连续支撑剂充填层的导流能力为常规支撑剂连续铺置充填层导流能力的 2.0~4.5 倍。

(2)一定范围内,增大溶解性支撑剂比例、使用大粒径的溶解性支撑剂可以得到更高的通道率。在满足现场施工条件下应尽量采用大粒径、高比例的溶解性支撑剂。

(3)影响支撑剂充填层导流能力的因素主要有通道收缩、支撑剂间压实和支撑剂破碎,在闭合压力较低时,通道的收缩及支撑剂间的压实起主导作用,在闭合压力较高时,支撑剂破碎起主导作用。

参考文献:

[1] 钟森,任山,黄禹忠. 高速通道压裂技术在国外的研究与应用[J]. 中外能源,2012,17(6):39-42.
ZHONG Sen, REN Shan, HUANG Yuzhong. Research and application of channel fracturing technique in foreign oil and gas field [J]. Sino-Global Energy, 2012,17(6): 39-42.

[2] 卜晓冰,张士诚,马新仿. 考虑非达西流的低渗透油藏水力压裂优化研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(3):115-120.
BIAN Xiaobing, ZHANG Shicheng, MA Xinfang. Optimization of hydraulic fracturing considering non-Darcy flow in low permeability reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012,36(3):115-120.

[3] 刘向军. 高速通道压裂在低渗透油藏的应用[J]. 油气地质与采收率,2015,22(2):122-126.
LIU Xiangjun. Application of Hiway technology in the low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015,22(2):122-126.

[4] 李庆辉,陈勉,金衍. 新型压裂技术在页岩气开发中的应用[J]. 特种油气藏,2012,19(6):2-7.
LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan. Application of new fracturing technologies in shale gas development [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2012,19(6):2-7.

[5] GILLARD M. A new approach to generating fracture con-

- ductivity [R]. SPE 135034, 2010.
- [6] RHEIN T. Channel fracturing in horizontal wellbores; the new edge of stimulation techniques in the eagle ford formation [R]. SPE 145403, 2011.
- [7] BABATUNDE A. Channel hydraulic fracturing and its applicability in the marcellus shale [R]. SPE 149426, 2011.
- [8] SAMUELSON M. Field development study: channel hydraulic fracturing achieves both operational and productivity goals in the barnett shale [R]. SPE 155684, 2012.
- [9] SADYKOV A. Channel fracturing in the Remote Taylakovskoe Oilfield; reliable stimulation treatments for significant production increase [R]. SPE 160767, 2012.
- [10] 徐兵祥,李相方,HAGHIGHI. 页岩气产量数据分析方法及产能预测[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(3):119-125.
- XU Bingxiang, LI Xiangfang, HAGHIGHI. Production data analysis and productivity forecast of shale gas reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(3):119-125.
- [11] 周建. 水力压裂新概念——通道压裂[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(6):115.
- ZHOU Jian. The new concept in hydraulic fracturing—channel fracturing [J]. Petroleum Drilling Technique, 2011, 39(6):115.
- [12] 温庆志,高金剑,黄波. 通道压裂砂堤分布规律研究[J]. 特种油气藏, 2014, 21(4):89-92.
- WEN Qingzhi, GAO Jinjian, HUANG Bo. Research on distribution pattern of sand bank for channel fracturing [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2014, 21(4):89-92.
- [13] 曲占庆,周丽萍,曲冠政. 高速通道压裂支撑剂裂缝导流能力试验评价[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1):122-126.
- QU Zhanqing, ZHOU Liping, QU Guanzheng. Experimental evaluation on influencing factors of flow conductivity for channel fracturing proppant [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1):122-126.
- [14] 张建国,杜殿发,侯健. 油气层渗流力学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2010.

(编辑 李志芬)