

·油气钻采工程·

致密碳酸盐岩储层水力加砂支撑裂缝 导流能力实验研究

周少伟^{1,2}, 高伟¹, 祖凯^{1,2}, 孟磊^{1,2}, 问小勇^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田分公司 油气工艺研究院, 陕西 西安 710021;

2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018)

摘要: 水力加砂压裂效果在一定程度上取决于裂缝的导流能力, 对于致密碳酸盐岩储层, 受地层岩性、支撑剂类型及闭合压力的影响, 裂缝导流能力下降较快, 影响采出程度, 如何在高闭合压力下合理地选择压裂所用支撑剂, 对致密碳酸盐岩储层水力加砂压裂设计非常重要。运用多功能裂缝导流能力测试分析系统, 选用不同类型的支撑剂, 进行致密碳酸盐岩水力加砂支撑裂缝导流能力评价实验。结果表明, 对于中强、高强陶粒支撑剂, 随着闭合压力的增大, 大粒径(16/30目)中强陶粒支撑剂导流能力下降速度明显高于中等粒径(20/40目)中强陶粒支撑剂导流能力; 当闭合压力超过69 MPa时, 两者相差不大; 而这2种粒径的高强陶粒支撑剂的导流能力则相差较大。组合粒径高强陶粒支撑剂的导流能力与16/30目单一粒径高强陶粒支撑剂的导流能力接近, 但是单一粒径高强陶粒支撑剂的破碎率大, 对地层的伤害也大; 在高闭合压力下, 对不同组合粒径高强陶粒支撑剂的导流能力进行了实验测定, 优选出最佳的组合粒径高强陶粒支撑剂, 其组成为16/30目(60%)+20/40目(20%)+30/50目(20%)。

关键词: 碳酸盐岩储层 加砂压裂 支撑剂 闭合压力 导流能力 实验研究

中图分类号: TE357.12

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2016)04-0117-05

An experimental research on flow conductivity of propped fracture by hydraulic sand fracturing in tight carbonate gas reservoirs

Zhou Shaowei^{1,2}, Gao Wei¹, Zu Kai^{1,2}, Meng Lei^{1,2}, Wen Xiaoyong¹

(1. Oil & Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Qilfield Company, Xi'an City, Shaanxi Province, 710021, China; 2. State Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China)

Abstract: Effect of hydraulic sand fracturing depends on flow conductivity of fracture to some extent. Influenced by formation lithology, proppant type and closure pressure, flow conductivity of the fractures dropped quickly in tight carbonate reservoirs, which may has an impact on recovery percent of reserves. How to choose the proppant to improve fracture flow conductivity at high closure pressure is very important. The evaluation experiment of flow conductivity of propped fracture by hydraulic sand fracturing in the tight carbonate rocks was carried out with various types of proppants using multi-function testing and analysis system for flow conductivity of the fractures. The results show that with the increase of the closure pressure, the drop rate of fracture flow conductivity using 16/30 mesh medium-tenacity ceramicsite proppant is significantly higher than that using 20/40 mesh medium-tenacity ceramicsite proppant; when the closure pressure exceeds 69 MPa, the flow conductivities were similar for both proppants; however, the flow conductivities of fractures are quite different from each other if using high-tenacity ceramicsite proppants having the same size with the former two. The flow conductivity of multi-sized high-tenacity ceramicsite proppant is similar to that of 16/30 mesh high-tenacity ceramicsite proppant, but the breakage

收稿日期: 2016-04-27。

作者简介: 周少伟(1978—), 男, 陕西户县人, 工程师, 硕士, 从事油气增产研究。联系电话: (029)86590660, E-mail: zhoushaowei_cq@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“低/特低渗透油藏有效开发技术研究——长庆油田油气当量上产5000万吨关键技术研究”(1302-1-4)。

rate of single-sized proppant is larger, which cause more formation damage. Under high closure pressure, the flow conductivity of several kinds of multi-sized proppant was tested, and the best was selected as 16/30 mesh (60%)+20/40 mesh (20%)+30/50 mesh (20%).

Key words: carbonate reservoir; sand fracturing; proppant; closure pressure; flow conductivity; experimental study

碳酸盐岩储层的储集空间复杂多变,天然裂缝发育,基质渗透率一般小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[1],大多近井地带在钻井、固井作业期间被污染,需采用基质酸化或酸压处理降低地层近井地带表皮因子,在油藏与井筒之间建立导流通道,改善储层的产能^[2-4]。近几年,长庆气田开发区域逐渐扩大,碳酸盐岩储层受成岩作用及自生矿物充填的影响,储层物性愈来愈差,采用常规的酸压改造措施产量较低,难以达到工业气流标准^[5-6]。为了提高单井产量,实现深度改造,开展碳酸盐岩气层水力加砂压裂试验,共实施12口井,试气结果与邻井常规酸压比较,增产效果明显。但是,结合投产数据分析,初期产量较高,生产一段时间后,压降速率较大,产量递减较快。因此,研究高闭合压力下碳酸盐岩储层水力加砂压裂支撑裂缝导流能力非常重要。

对于致密碳酸盐岩储层,水力加砂压裂能够实现深穿透造长缝的目的^[7],但是,考虑到储层复杂性对施工安全性的影响^[8],往往采用小粒径中密度陶粒作为压裂用支撑剂,而对于储层埋藏深、闭合压力大的鄂尔多斯盆地致密碳酸盐岩储层,如何提高裂缝导流能力是水力加砂压裂改造效果的关键,且中外尚无研究此类储层非酸刻蚀条件下裂缝导流能力的经验可供借鉴^[9]。结合鄂尔多斯盆地致密碳酸盐岩储层的地质特征,进行水力加砂支撑裂缝导流能力实验,评价不同闭合压力下不同类型支撑剂对裂缝导流能力的影响,探索如何提高水力加砂压裂裂缝导流能力的最佳途径,以期为致密碳酸盐岩储层水力加砂压裂设计提供依据及技术支持。

1 实验准备

依据SY/T 6302—2009^[10],应用多功能裂缝导流能力测试分析系统,模拟温度为110℃,实验铺砂浓度为10 kg/m²,闭合压力从7 MPa增加到83 MPa(以7 MPa为增量),实验流体为质量分数为3%的NH₄Cl水溶液。分别测定自支撑裂缝、单一粒径支撑剂、不同组合粒径支撑剂的导流能力。实验岩心包括长庆气田陕377马五5(埋深为3 394.76~3 394.96 m)、陕439马五2(埋深为3 659.07~3 659.17 m)、陕377马五1(埋深为3 307.9~3 308 m)和陕384马五

2(埋深为3 613.8~3 613.9 m)岩心,加载围压为8~15 MPa。

2 自支撑裂缝导流能力测试结果

实验初期,在低闭合压力作用下,裂缝内流体在致密碳酸盐岩储层中扩散较慢,裂缝具有一定的导流能力(图1),其中马五1为该区块主要储层,岩性相对较好,所以陕377马五1岩心的初始导流能力高;但是随着闭合压力的增加,导流能力下降较快,闭合压力达到10 MPa以后裂缝导流能力稳定保持在 $0.001 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 左右,基本失去导流能力。因此,若对致密碳酸盐岩储层实施水力加砂压裂而不采取其他措施,其形成的裂缝在高闭合压力下会重新闭合,基本失去导流能力,对油气渗流影响较大。

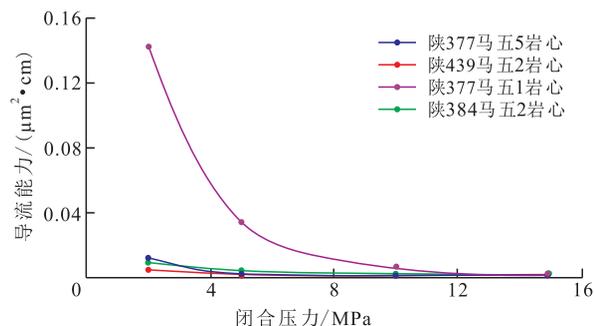


图1 自支撑裂缝导流能力测试结果

Fig.1 Flow conductivity test result of self-supporting fracture

3 加砂支撑裂缝导流能力测试结果

3.1 单一粒径支撑剂导流能力

3.1.1 中强陶粒

当闭合压力由7 MPa增加至69 MPa,由于支撑剂破碎并相互嵌入,16/30目大粒径中强陶粒支撑剂的导流能力由 $494.25 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 下降至 $163.58 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,20/40目中等粒径中强陶粒支撑剂的导流能力由 $349.79 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 下降至 $170.55 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ (表1),下降幅度分别为66.9%和51.2%,而30/50目和40/60目小粒径中强陶粒支撑剂导流能力下降幅度分别约为49%和46%。整个测试过程显示,与小粒径中强陶粒支撑剂(30/50目、40/60目)相比,大粒径中强陶粒支撑剂(16/30目)的导流能力较大,随着闭合压

表1 不同粒径中强陶粒支撑剂导流能力测试结果
Table1 Flow conductivity test results of different sizes of ceramsite proppants with medium tenacity

闭合压力/MPa	导流能力 / ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)			
	16/30目	20/40目	30/50目	40/60目
7	494.25	349.79	168.61	96.84
14	463.94	310.46	156.87	86.91
21	457.38	295.39	155.87	83.91
28	400.14	280.93	140.66	78.75
35	395.95	252.83	131.92	70.39
42	350.58	241.55	125.44	65.31
55	258.91	194.62	102.98	56.32
69	163.58	170.55	85.72	51.9

力的增大,大粒径中强陶粒支撑剂导流能力下降幅度也较大。

在高闭合压力下,大粒径中强陶粒支撑剂能够有效降低支撑剂嵌入程度^[11],长庆气田致密碳酸盐岩储层闭合压力为60~80 MPa^[12],为此,在闭合压力为83 MPa下,对低密度16/30目大粒径中强陶粒支撑剂和20/40目中等粒径中强陶粒支撑剂的导流能力进行了测试。测试结果表明,16/30目大粒径中强陶粒支撑剂导流能力为84.05 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,20/40目中等粒径中强陶粒支撑剂的导流能力为79.04 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,两者相差不大,因此,对于长庆气田下古生界奥陶系风化壳致密碳酸盐岩的部分高闭合压力井,与中等粒径中强陶粒支撑剂相比,选用低密度大粒径中强陶粒支撑剂并没有明显优势。

3.1.2 高强陶粒

实验对20/40目、30/50目高强陶粒支撑剂(闭合压力为69 MPa时破碎率 $\leq 5.0\%$)及16/30目、40/60目高强陶粒支撑剂在不同闭合压力下的导流能力进行了测试,测试结果(表2)表明,随着闭合压力的增大,不同粒径的陶粒支撑剂导流能力呈明显的下降趋势。当闭合压力较低时,4种不同粒径高强陶

表2 不同粒径高强陶粒支撑剂导流能力测试结果
Table2 Flow conductivity test results of different sizes of ceramsite proppants with high tenacity

闭合压力/MPa	导流能力 / ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)			
	16/30目	20/40目	30/50目	40/60目
7	512.07	245.90	149.98	64.01
14	469.40	234.24	131.47	61.47
21	469.86	192.04	112.12	59.29
28	410.28	156.00	101.85	55.22
35	348.30	133.21	90.51	51.21
42	322.81	109.69	75.99	48.46
55	238.86	78.24	57.04	41.30
69	179.15	55.55	40.36	32.94
83	129.15	41.38	31.17	28.80

粒支撑剂导流能力差别很大,粒径越大,导流能力也越高;随着闭合压力的增加,各种高强陶粒支撑剂导流能力的差距也逐渐减小,特别是20/40目、30/50目、40/60目这3种粒径高强陶粒支撑剂在闭合压力达到69 MPa时的导流能力相差不大;随着闭合压力的增大,16/30目粒径高强陶粒支撑剂的导流能力下降最快,反映出这种支撑剂适用于低压浅地层。在闭合压力较低时,支撑剂没有破碎,比较完整,大粒径高强陶粒支撑剂的孔隙相对较大,流体较易通过,所以导流能力相对比粒径小的支撑剂高。随着闭合压力增加,高强陶粒支撑剂逐渐破碎,孔隙不断被支撑剂的碎屑填充^[13],大粒径高强陶粒支撑剂的优势逐渐消失。

3.2 不同组合粒径高强陶粒支撑剂导流能力

与中强陶粒支撑剂导流能力测试结果对比,在高闭合压力下,20/40目、30/50目、40/60目这3种粒径高强陶粒支撑剂的导流能力小于中强陶粒支撑剂的导流能力,说明在高闭合压力环境下,相对于支撑剂破碎,高强陶粒支撑剂的嵌入对支撑裂缝导流能力影响更大,如何在高闭合压力条件下减小支撑剂的破碎及嵌入对支撑裂缝导流能力的影响,研究不同组合粒径高强陶粒支撑剂的导流能力非常重要。

3.2.1 16/30目+20/40目组合粒径

随着闭合压力的增大,不同比例组合粒径高强陶粒支撑剂的导流能力均呈明显的下降趋势(图2)。组合粒径高强陶粒支撑剂的初始导流能力明显比20/40目单一粒径高强陶粒支撑剂的大,以大粒径支撑剂在缝口,小粒径支撑剂在缝端的铺砂方式,大大提高了支撑剂的导流能力。当闭合压力超过52 MPa时,16/30目(80%)+20/40目(20%)组合粒

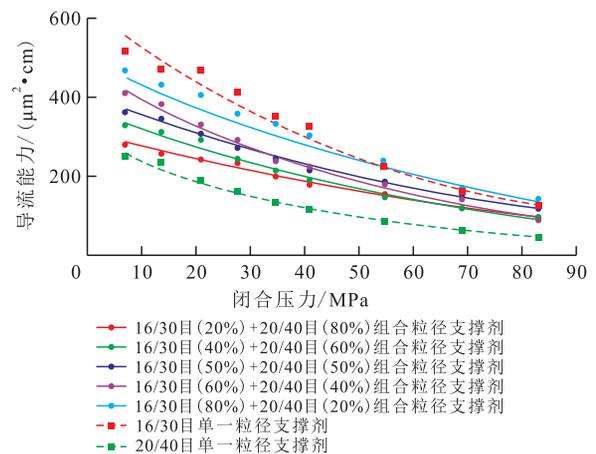


图2 16/30目+20/40目组合粒径支撑剂导流能力测试曲线
Fig.2 Flow conductivity test curve of multi-sized proppant of 16/30 mesh and 20/40 mesh

径支撑剂的导流能力大于16/30目单一粒径支撑剂的导流能力;当闭合压力为69 MPa时,其导流能力还能维持在 $180 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,由于组合陶粒可以有效减小支撑剂破碎和嵌入对支撑剂充填层的伤害,所以导流能力较高。

3.2.2 20/40目+30/50目组合粒径

随闭合压力增加,20/40目单一粒径支撑剂的导流能力下降速度明显高于组合粒径支撑剂,在闭合压力大于69 MPa时,组合粒径支撑剂的导流能力明显高于20/40目和30/50目单一粒径支撑剂的导流能力(图3)。其中,20/40目(80%)+30/50目(20%)组合粒径支撑剂导流能力最高,当闭合压力为69 MPa时,导流能力约为 $95 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,特别是在低闭合压力下,导流能力高出其他组近1倍,由于粒径孔隙空间大,流体流过的孔隙通道没有被残渣堵塞。

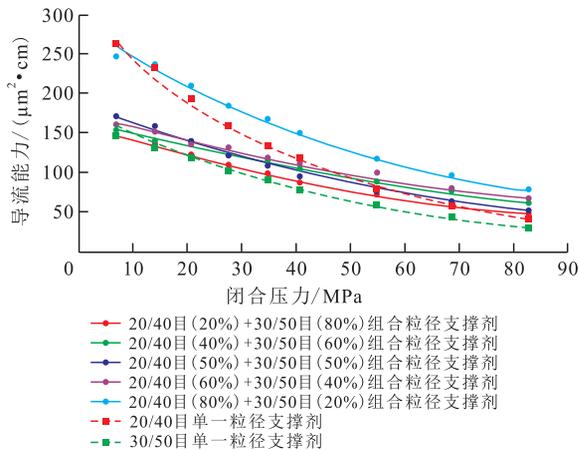


图3 20/40目+30/50目组合粒径支撑剂导流能力测试曲线

Fig.3 Flow conductivity test curve of multi-sized proppant of 20/40 mesh and 30/50 mesh

3.2.3 16/30目+20/40目+30/50目组合粒径

随着裂缝闭合压力的增大,支撑裂缝导流能力呈明显的下降趋势,单一粒径支撑剂的导流能力下降速度明显大于组合粒径支撑剂的导流能力下降速度,且20/40目和30/50目粒径支撑剂初始导流能力也小于组合粒径支撑剂的导流能力(图4)。在高闭合压力下,虽然组合粒径支撑剂的导流能力与16/30目单一粒径支撑剂的导流能力接近,但是单一粒径支撑剂的破碎率大,对地层的伤害也大。多种组合粒径支撑剂导流能力测试结果表明,当闭合压力高于69 MPa时,16/30目(60%)+20/40目(20%)+30/50目(20%)组合粒径支撑剂的导流能力可维持在 $190 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 左右。考虑到碳酸盐岩储层杨氏模量高,缝宽较窄,加砂难度相对较大,结合实验测试结果,对于长庆气田致密碳酸盐岩储层加砂压裂推荐16/30目(60%)+20/40目(20%)+30/50目(20%)组合

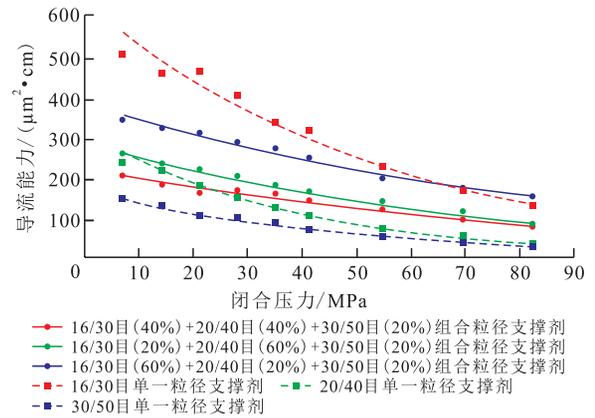


图4 16/30目+20/40目+30/50目组合粒径导流能力测试曲线

Fig.4 Flow conductivity test curve of multi-sized proppant of 16/30 mesh and 20/40 mesh and 30/50 mesh

粒径支撑剂。

4 结论

自支撑裂缝导流能力很低,且随着闭合压力的增加快速下降,在闭合压力达到10 MPa时已基本稳定在 $0.001 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,基本失去导流能力。大粒径(16/30目)中强陶粒支撑剂在高闭合压力下导流能力下降速度明显高于中等粒径(20/40目)中强陶粒支撑剂,在闭合压力超过83 MPa时,两者导流能力相差不大,即在低闭合压力时大粒径支撑剂要明显优于中等粒径支撑剂,而在高闭合压力时无明显优势。与高强陶粒支撑剂相比,在高闭合压力下,中等粒径高强陶粒支撑剂的导流能力小于中等粒径中强陶粒支撑剂的导流能力,说明在高闭合压力环境下,高强陶粒支撑剂的嵌入对支撑裂缝导流能力影响更大。

随着裂缝闭合压力的增大,支撑裂缝导流能力呈明显的下降趋势,单一粒径支撑剂的导流能力下降速度明显高于组合粒径支撑剂。在高闭合压力下,虽然组合粒径支撑剂的导流能力与16/30目单一粒径支撑剂的导流能力接近,但是单一粒径支撑剂的破碎率大,对地层的伤害也大。

对不同组合粒径支撑剂的导流能力实验测试结果表明,在高闭合压力下仍能维持较高的导流能力,以大粒径支撑剂在缝口,小粒径支撑剂在缝端为铺砂方式,推荐最佳的支撑剂组合为16/30目(60%)+20/40目(20%)+30/50目(20%)。

参考文献:

[1] 曾凡辉,刘林,林立世,等.碳酸盐岩储层加砂压裂改造的难点

- 及对策[J].天然气工艺,2009,29(12):56-59.
- Zeng Fanhui, Liu Lin, Lin Lishi, et al. Difficulties and countermeasures of sand fracturing in carbonate reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 56-59.
- [2] 刘中春.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率技术途径[J].油气地质与采收率,2012,19(6):66-68,86.
- Liu Zhongchun. Enhanced oil recovery in Tahe karstic/fractured carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 66-68, 86.
- [3] 姜浒,陈勉,张广清,等.碳酸盐岩储层加砂酸压支撑裂缝短期导流能力试验[J].中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(4):89-92.
- Jiang Hu, Chen Mian, Zhang Guangqing, et al. Experiment on short-term conductivity of sand-adding acid-fracturing propping fractures in carbonate reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(4): 89-92.
- [4] 陈涛涛,程立华,陈存良,等.靖边南气田下古生界碳酸盐岩气藏储层特征及控制因素分析[J].西北大学学报:自然科学版,2013,43(6):932-939.
- Chen Taotao, Cheng Lihua, Chen Cunliang, et al. Analysis on controlling factors and reservoir characteristics of Lower Paleozoic carbonite gas reservoirs in Jingbian Gasfield [J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 2013, 43(6): 932-939.
- [5] 吕修祥,屈怡倩,于红枫,等.碳酸盐岩盖层封闭性讨论:塔里木盆地塔中北斜坡奥陶系为例[J].石油实验地质,2014,36(5):532-538.
- Lü Xiuxiang, Qu Yiqian, Yu Hongfeng, et al. Sealing capacity of carbonate cap rocks: A case study of Ordovician in northern slope of central Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(5): 532-538.
- [6] 张焯,李新勇,米强波,等.塔河油田深层碳酸盐岩水力加砂压裂试验与认识[J].新疆石油天然气,2006,2(2):73-77.
- Zhang Ye, Li Xinyong, Mi Qiangbo, et al. The test and cognition of hydraulic fracturing to deep-layered carbonate reservoirs in Tahe oilfield [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2006, 2(2): 73-77.
- [7] 白建文,胡子见,侯东红,等.交联酸携砂压裂工艺在碳酸盐岩储层的应用[J].石油钻采工艺,2009,31(5):116-118.
- Bai Jianwen, Hu Zijian, Hou Donghong, et al. Application of cross-linked acid-carrying sand fracturing technology to carbonate reservoirs [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(5): 116-118.
- [8] 章敬,李佳琦,徐江涛,等.准噶尔盆地高闭合应力致密储层改造技术研究及应用[J].油气地质与采收率,2014,21(2):98-101.
- Zhang Jing, Li Jiaqi, Xu Jiangtao, et al. Stimulation techniques study and application for tight reservoir with high closure stress, Junggar basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 98-101.
- [9] 姚茂堂,牟建业,李栋,等.高温高压碳酸盐岩地层酸蚀裂缝长期导流能力实验研究[J].科学技术与工程,2015,15(2):193-195.
- Yao Maotang, Mou Jianye, Li Dong, et al. An experimental study of fracture long-term conductivity in high temperature and pressure carbonate formation [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(2): 193-195.
- [10] 朱文,蒙传幼,崔明月. SY/T 6302—2009 压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法[S].北京:石油工业出版社,2010.
- Zhu Wen, Meng Chuanyou, Cui Mingyue. SY/T 6302-2009 Recommended practices for evaluating short term proppant pack conductivity [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [11] 曲占庆,周丽萍,曲冠政,等.高速通道压裂支撑裂缝导流能力实验评价[J].油气地质与采收率,2015,22(1):122-126.
- Qu Zhanqing, Zhou Liping, Qu Guanzheng, et al. Experimental study on influencing factors of flow conductivity for channel fracturing proppant [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 122-126.
- [12] 周少伟,刘超,韩巧荣,等.碳酸盐岩气藏不同酸液体系对裂缝导流能力影响的实验研究[J].科学技术与工程,2015,15(13):58-62.
- Zhou Shaowei, Liu Chao, Han Qiaorong, et al. Influence of reservoir on acid etched fracture conductivity experiment of different acid system for carbonate gas reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(13): 58-62.
- [13] 杨燕,雷天柱,斯贵才,等.碎屑岩中岩相对碳酸盐矿物富集有机质的影响[J].特种油气藏,2015,22(4):86-90.
- Yang Yan, Lei Tianzhu, Si Guicai, et al. Impacts of lithofacies of clastic rocks on enrichment of organic matters in carbonate minerals [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 86-90.

编辑 刘北羿