新型页岩气压裂液降阻剂的研究及应用

李　平[1]　王军成[1]　李本旭[1]　谢晓娜[1]　高新义[1]　李　远[2]

1. 新乡市富邦科技有限公司，河南　新乡　453006

2. 河南高远公路养护设备股份有限公司，河南　新乡　453000

摘　要：为了降低冻胶压裂的施工费用，避免冻胶压裂液残渣对支撑裂缝的伤害，提高压裂井的增产功效。通过微乳液实验，聚合了一种新型页岩气压裂液降阻剂（简称降阻剂 JZ-1）。对降阻剂 JZ-1 及以此为主要材料配制的活性水压裂液进行了性能研究实验，最终形成适合页岩气井开发的压裂液体系并投入现场应用。实验结果表明，降阻剂 JZ-1 溶胀速度快、黏度低，浓度为 0.05% 时，降阻率可达到 76.5%，表面张力降至 25 mN/m，页岩防膨率超过 80%，对页岩地层伤害率较低，仅为 8.33%。现场应用表明，新型降阻剂可有效降低摩阻，携砂性能优异，可在页岩气和其他低渗透致密油气藏的开发中推广应用。

关键词：降阻剂；页岩气；活性水；压裂液；降低摩阻；评价

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2014.01.019

0 前言

随着常规油气资源的枯竭，页岩气气藏将成为未来石油天然气能源的重要接替者[1]。页岩气主要储藏于暗色泥页岩中，属于连续聚集型储积模式，有机质丰度高[2]。页岩气资源的勘探和开发，对改变我国油气资源格局，缓解油气资源短缺及保障经济发展具有十分重要的意义[3]。

页岩气储层的压裂大多使用活性水或称滑溜水压裂，为提高携砂性能，施工中需要的排量超过 10.0 m^3/min[4-5]。在大排量下，必须降低管道摩阻来保证施工安全。只有选用合适的降阻剂，才能有效降低施工摩阻，提高压裂液携砂能力，利于油气储层形成高效裂缝[6-7]。

合成的新型页岩气压裂液降阻剂（降阻剂 JZ-1）有别与其他高分子聚合物类降阻剂，通过对原料高速剪切生成亚微米液滴分散液，再乳化生成，产品分散均匀、性能稳定，不仅具有极好的降摩阻性能，还具有较低的表界面活性和页岩防膨稳定性。

1 降阻剂 JZ-1 的合成

1.1 合成步骤

降阻剂 JZ-1 的合成主要分四个步骤，首先，将非离子表面活性剂和磷酸盐加入去离子水中，搅拌均匀形成缓冲溶液；其次，将烷基多元醇和甲基丙烯酸 -2- 乙基己酯单体混合，搅拌获得均匀的有机溶剂；第三，将缓冲溶液和有机溶剂加入实验室小型反应釜中，使用高剪切均质机高速搅拌，形成稳定的亚微米液滴分散液；最后，加入催化剂、引发剂和聚合稳定剂，制得降阻剂 JZ-1。

1.2 合成原理

降阻剂 JZ-1 是一种均聚物，聚合单体为甲基丙烯酸 -2- 乙基己酯，通过高速搅拌，在缓冲溶液中形成稳定的微乳液分散体，单体液滴的尺寸在 50~100 nm 之间，使用的引发体系为氧化 - 还原引发体系，使单体液滴发生聚合，并加入聚合稳定剂，保证聚合成核发生在液滴中而不是胶束中。

收稿日期：2013-05-16

作者简介：李　平（1981-），男，安徽巢湖人，工程师，硕士，主要从事钻井完井液及压裂、酸化方面的研究和开发工作。

2 降阻剂 JZ-1 性能评价

参照水基压裂液性能评价方法，对降阻剂 JZ-1 进行性能评价，为降阻剂 JZ-1 在活性水压裂中的应用提供理论基础。

2.1 溶胀时间对比

降阻剂 JZ-1 在水中的溶胀时间直接影响压裂施工的进度，实验考察降阻剂 JZ-1 在自来水中的溶胀时间，并与其他页岩气井压裂使用的降阻剂产品进行溶胀率对比。

表 1 不同降阻剂在水中溶胀时间

样品名称 加量（0.1%）	溶胀时间 / min
线性胶	30
KLJ-1（昭YSH-1井）	20
FR-66（涪页1井）	20
J313（方深1井）	20
Optikleen WF（哈里巴顿、彭页1井）	15
JZ-1	5

由表 1 数据可以看出，降阻剂 JZ-1 的溶胀时间最短，只需在清水中循环 5 min 就能使用，无需额外增加设备，配制流程简单，缩短了压裂施工时间。

2.2 降阻剂注入液黏度

使用型号 NDJ-1 型旋转黏度计对降阻剂水溶液进行黏度测试，分别测试不同浓度降阻剂溶液在放置 20 min 和 1 440 min 后的黏度，测试结果见表 2。

表 2 降阻剂注入液黏度数据

JZ-1加量/(%)	20 min后黏度/（mPa·s）	1 440 min后黏度/(mPa·s)
0.03	2.43	2.36
0.05	1.75	1.68
0.08	1.42	1.39
0.10	1.38	1.35

注：NDJ-1 型旋转黏度计，0# 转子，60 r/min，系数 0.1，20℃。

由表 2 可看出，随着降阻剂 JZ-1 的浓度增大，测试的黏度逐渐降低，溶液放置 1 440 min 后测试的黏度和放置 20 min 后测试的黏度变化不大。

2.3 降摩阻性能评价

通过流动回路摩阻测试仪测试降阻剂 JZ-1 相对清水的降摩阻性能，并进行同类产品对比评价。流动回路摩阻测试仪采用 7.6 mm 不锈钢管，截面积为 4.5×10^{-5} m^2，通过测试降阻剂压裂液和清水在不同流量下通过管道的压强，计算降阻剂 JZ-1 相对于清水的降阻率。降阻率测试方法见表 3。

$$k=\sum_{i}^{3}k_i/3$$

$$k_i=\frac{\Delta p_{水i}-\Delta p_i}{\Delta p_{水i}}$$

式中：k 为实验测试总的降阻率，%；k_i 为测试管段的降阻率，%；$\Delta p_{水i}$ 为测试管段的清水压力差，kPa；Δp_i 为测试管段的降阻剂压力差，kPa。

表 3 新型降阻剂 JZ-1 降阻率测试数据

项目	清水	JZ-1	清水	JZ-1
流量/（L·min^{-1}）	33.16	33.16	36.18	36.18
流速/（m·s^{-1}）	12.28	12.28	13.40	13.40
p_1/MPa	1.04	0.41	1.25	0.51
p_2/MPa	0.02	0.01	0.02	0.04
Δp_1/kPa	611	129	729	154
端段降阻率k_1/(%)	–	78.89	–	78.88
Δp_2/kPa	525	150	496	137
弯管段降阻率k_2/(%)	–	71.43	–	72.38
Δp_3/kPa	453	118	540	125
末段降阻率k_3/(%)	–	73.95	–	76.85
降阻率k/(%)	–	75.41	–	–

注：7.6 mm 不锈钢管，截面积为 4.5×10^{-5} m^2。

根据表 3 的实验数据，得到了不同流量下活性水压裂液相对清水的降阻率，并测试不同类型降阻剂相对清水的降阻率，对比降阻剂 JZ-1 降阻性能。

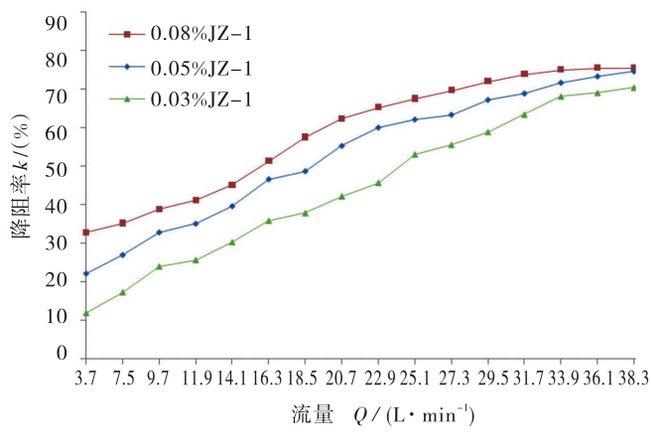

图 1 不同加量降阻剂 JZ-1 降阻率与流量的关系

由图 2 可看出，随着流量的增加，由降阻剂 JZ-1 配制的压裂液降阻率逐渐增大，并趋于平缓；在相同流量下，随着降阻剂 JZ-1 浓度的增加，降阻率增大；但在高排量下，降阻率增大趋势不明显。因此，实验选定的降阻剂 JZ-1 浓度为 0.05%。实验结果表明，在相同浓度下，降阻剂 JZ-1 的最大降阻率达到 76.5%，降阻效果明显好于同类产品，实际应用过程中能有效降低施工摩阻，降低泵功率消耗。

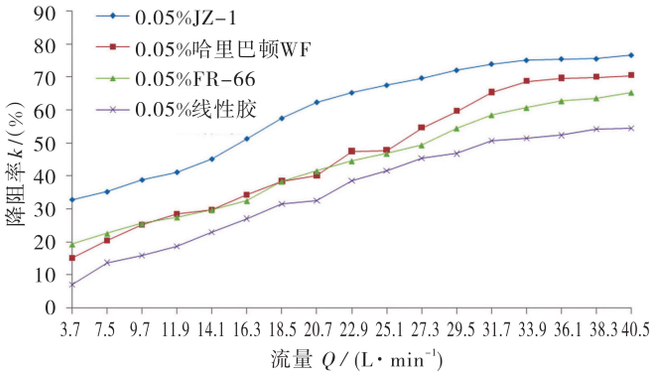

图 2 不同类型降阻剂与流量的关系

3 降阻剂 JZ-1 性能评价

在页岩气开发压裂过程中，压裂液的性能是影响压裂效果的重要因素，活性水压裂液中的处理剂所占比例不足 1%，处理剂所占比例虽然很小，但对压裂的泵速及压力、黏土稳定、硅质及有机质的生成、压裂液返排等都起着至关重要的作用[8]。因此，在压裂生产时需要选择合适的助排剂、黏土稳定剂等与降阻剂配伍使用，以确保压裂液低摩阻、携砂性能好、对地层无伤害、表界面张力低、返排彻底[9]。

实验优选活性水压裂液配方：0.05% 降阻剂 JZ-1+1.0% 黏土稳定剂 +0.3% 助排剂 +0.005% 杀菌剂 + 清水，并对压裂液体系进行性能评价。

3.1 表活性能评价

压裂液将支撑剂输送进地层，应尽快、彻底地返排出地面，压裂液必须具有较低的表界面张力，才能降低在地层的停留时间，减少对地层的伤害[10]。实验测得不同加量降阻剂对压裂液体系表面张力和相对煤油界面张力的影响，实验结果见表 4。

表 4 不同浓度降阻剂 JZ-1 对压裂液体系表界面张力影响

JZ-1浓度/(%)	表面张力/(mN·m⁻¹)	界面张力/(mN·m⁻¹)
0	27.09	1.06
0.03	25.57	0.84
0.05	23.45	0.67
0.08	22.43	0.52
0.10	21.67	0.48

由表 4 可看出，降阻剂 JZ-1 能降低压裂液的表界面张力，浓度超过 0.03% 时，表面张力降至 26 mN/m 以下，界面张力低于 1.0 mN/m，具有很好的表界面活性，能够避免地层水锁现象[11]，有利于压裂液有效返排。

3.2 页岩防膨性能评价

压裂液中的水分子进入地层，会使储集层黏土矿物膨胀、分散和运移，堵塞油气通道，降低油气产量[12]。页岩气层泥页岩主要由大量粘土矿物、有机质及细粒碎屑组成，脆性高、渗透率低[13]，故页岩气压裂液需要具备良好的防膨抑制性能，以免黏土矿物吸水运移堵塞储层孔隙。

实验对比不同降阻剂 JZ-1 浓度下活性水压裂液体系页岩线性膨胀率，页岩膨胀实验使用威 201-H1 井页岩粉（过 100 目筛）做成岩心（10 g 岩粉，在 4 MPa 压力机下压 5 min），直接与液体接触，测定岩心在 8 h 的线性膨胀百分数表示页岩粉的膨胀率。结果见表 5。

表 5 不同降阻剂 JZ-1 浓度下活性水压裂液膨胀率对比评价

JZ-1浓度/(%)	膨胀率/(%)	防膨率/(%)
清水	16.56	—
0	4.83	70.83
0.05	3.02	81.76
0.08	2.73	83.51

由表 5 可看出，威 201-H1 井页岩线性膨胀率高，在清水中膨胀率达 16.56%，降阻剂 JZ-1 浓度为 0.05% 时，页岩线性膨胀率低至 3.02%，防膨率达 81.76%；浓度为 0.08% 时，页岩线性膨胀率为 2.73%，防膨率达到 83.51%。由此可见，降阻剂 JZ-1 具有极好的页岩防膨性。

3.3 岩心伤害评价

按照 SY/T 5336-2006《岩心分析方法》测定压裂液体系对岩心伤害率，选用威 201-H1 龙马溪组储层岩心测试新型活性水压裂液伤害前后的渗透率，并使用线性胶、彭页 1 井活性水压裂液体系（由哈里巴顿公司提供）和延页平 1 井清洁压裂液体系对比由降阻剂 JZ-1 配制的新型活性水压裂液体系的岩心渗透率。实验结果见表 6。

表 6 不同类型活性水压裂液体系对岩心伤害率

压裂液类型	岩心渗透率/(10^{-3} μm²)		伤害率/(%)
	K_1	K_2	
线性胶	0.019 2	0.015 4	19.79
彭页1井压裂液	0.019 2	0.016 5	14.06
延页平1压裂液	0.019 2	0.015 7	18.23
JZ-1活性水压裂液	0.019 2	0.017 6	8.33

选用的岩心孔隙度为 1.62%，先使用地层水饱和储层岩心，测试其束缚水条件下的渗透率为 $0.019\ 2\times10^{-3}$ μm²，再使用压裂液反向对其进行伤害，最后测定束缚水条件下的伤害渗透率，并计算伤害值率。

由表 6 可看出，由降阻剂 JZ-1 配制的活性水压裂液岩心伤害率最低，仅为 8.33%，低于线性胶和同类产品，对页岩地层伤害也极小。

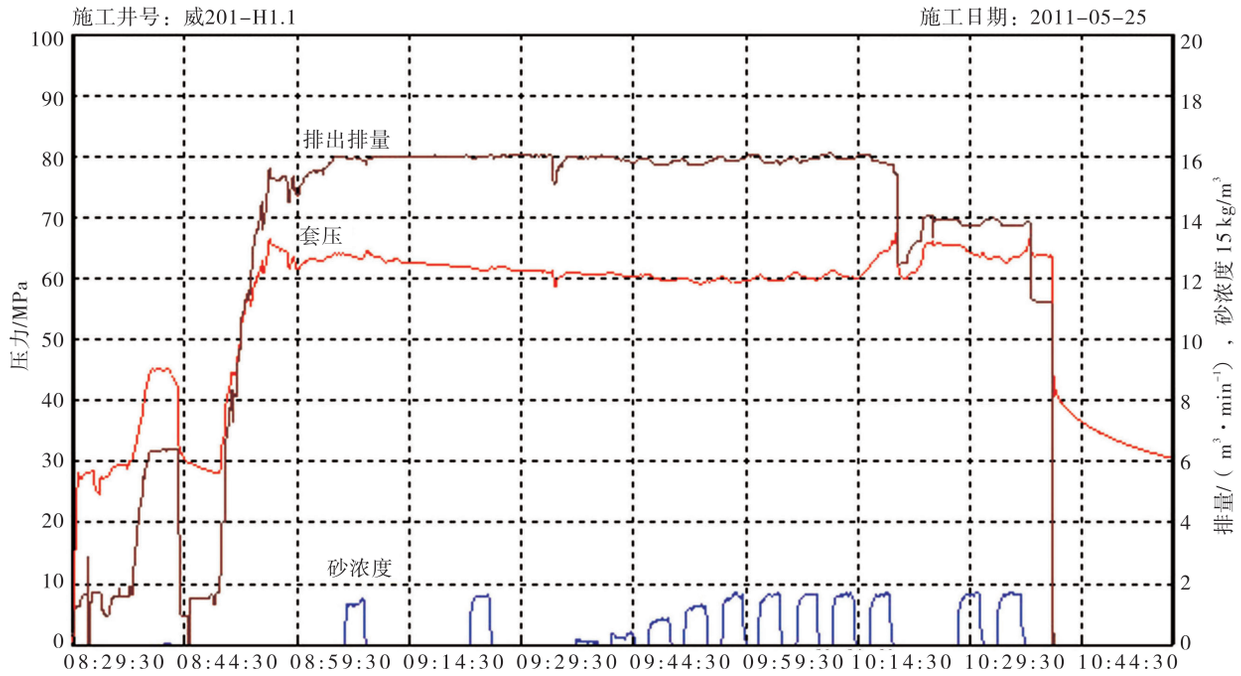

图 3 威 201 — H1 井 1 段活性水压裂液加砂压裂施工曲线

4 现场应用

降阻剂 JZ-1 配制的压裂液体系在威 201-H1 井进行了多段加砂压裂施工，选用活性水压裂液配方：0.05% 降阻剂 JZ-1+1.0% 黏土稳定剂 +0.3% 助排剂 +0.005% 杀菌剂 + 清水。施工过程中共计注入活性水压裂液 23 565.7 m^3，加入支撑剂 40/70 目陶粒砂 902 t，施工排量 15~17 m^3/min，液体摩阻系数为 26%，压裂结果满足设计要求。压裂施工参数曲线见图 3。

威 201-H1 井压裂后返排率达 39%，返排液黏度 1.20 mPa·s，密度 1.004 g/cm^3，pH 值为 7.0，表面张力 23.34 mN/m，返排液放置 1 月后，性能基本无变化。由此可见，降阻剂 JZ-1 配制的活性水压裂液体系降摩阻效果明显，携砂性能好，返排彻底，满足页岩气井压裂施工要求。

5 结论

a）以甲基丙烯酸 -2- 乙基己酯为主要聚合单体的新型压裂液降阻剂 JZ-1，通过高速剪切生产亚微米液滴再均匀聚合成微乳液，在液滴中聚合成核，乳液性能稳定。

b）降阻剂 JZ-1 在水中溶胀速度快，在清水中溶胀 5 min 即可使用，溶液黏度低，长时间放置黏度变化不大。

c）通过室内实验测试降阻剂 JZ-1，摩阻降低效果明显，0.05% 浓度下，降阻率超过 75%；配制的活性水压裂液表面活性低，浓度在 0.05% 时，表面张力在 25% 以下，界面张力低至 0.67%；对页岩的防膨效果极佳，加量 0.05% 时，页岩防膨率可达到 81.76%；对岩心伤害率低，仅为 8.33%，有效降低了对页岩储层的伤害。

d）通过在威 201-H1 井现场使用，顺利完成了携砂压裂施工，为页岩气井的压裂施工提供了技术支撑，为同类非常规油气开发提供了借鉴。

参考文献：

[1] 张东晓，杨婷云．页岩气开发综述［J］．石油学报，2013, 34(4): 792-801.
Zhang Dongxiao, Yang Tingyun. An Overview of Shale-Gas Production［J］. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(4): 792-801.

[2] 蒲泊伶，包书景，王 毅，等．页岩气成藏条件分析——以美国页岩气盆地为例［J］．石油地质与工程，2008, 22(3): 33-36.
Pu Boling, Bao Shujing, Wang Yi, et al. Analysis of Shale Gas Accumulation Conditions——Example on American Shale Gas Basin［J］. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(3): 33-36.

[3] 李建忠，董大忠，陈更生，等．中国页岩气资源前景

与战略地位［J］. 天然气工业，2009, 29(5): 11−16.
Li Jianzhong, Dong Dazhong, Chen Gengsheng, et al. Prospects and Strategic Posisition of Shale Gas Resources in China［J］. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 11−16.

［4］ 陈　作，薛承瑾，蒋廷学，等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议［J］. 天然气工业，2010, 30(10): 30−32.
Chen Zuo, Xue Chengjin, Jiang Tingxue, et al. Proposals for the Application of Fracturing by Stimulated Reservoir Volume （SRV） in Shale Gas Wells in China［J］. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 30−32.

［5］ 钱伯章，李武广. 页岩气井水力压裂技术及环境问题探讨［J］. 天然气与石油，2013, 31(1): 48−53.
Qian Bozhang, Li Wuguang. Discussion on Hydraulic Fracturing Technology in Shale−gas Well Development and Relative Environmental Issues［J］. Natural Gas and Oil,2013,31(1):48−53.

［6］ 刘红磊，熊　炜，高应运，等. 方深 1 井页岩气藏特大型压裂技术［J］. 石油钻探技术，2011, 39(3): 46−52.
Liu Honglei, Xiong Wei, Gao Yingyun, et al. Large Scale Fracturing Technology of Fangshen 1 Shale Gas Well［J］. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 46−52.

［7］ 赵　杰，罗森曼，张　斌. 页岩气水平井完井压裂技术综述［J］. 天然气与石油，2012, 30(1): 48−51.
Zhao Jie, Luo Senman, Zhang Bin. Review on Completion Fracturing Technology for Horizontal Shale Gas Well［J］. Natural Gas and Oil, 2012, 30(1): 48−51.

［8］ 徐胜强，温庆志，曹辉剑. 低渗透气田大型压裂工艺技术研究与应用［J］. 河南石油，2005, 19(4): 55−58.
Xu Shengqiang, Wen qingzhi, Cao Huijian. Large Fracturing Technology Study and Application on Low Permeability Reservoir［J］. Henan Petroleum,2005, 19(4): 55−58.

［9］ 邵立民. 低渗透油气藏压裂返排一体化工艺技术［J］. 天然气与石油，2013, 31(3): 59−60.
Shao Limin. Integration Technology for Low Permeability Reservoir Fracturing Flowback［J］. Natural Gas and Oil, 2013, 31(3): 59−60.

［10］ 爱克诺米德斯 M J. 油藏增产措施［M］. 张保平，蒋　阗，刘立云，等译，北京：石油工业出版社，2002：257−258.
Economides M J. Reservoir Stimulation［M］. Zhang Baoping, Jiang Tian, Liu Liyun,et al. Trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002. 257−258.

［11］ 邱正松，逄培成，黄维安，等. 页岩储层防水锁微乳液的制备与性能［J］. 石油学报，2013, 34(2): 334−339.
Qiu Zhengsong, Feng Peicheng, Huang Wei'an, et al. Preparation and Performance of Anti−waterblock Micromulsion for Shale Reservoirs［J］. Acta Petrolei Sinica. 2013, 34(2): 334−339.

［12］ 李均强. 低渗透油气藏清水压裂机理研究［J］. 重庆科技学院学报（自然科学版），2010, 12(5): 49−51.
Li Junqiang. Low Permeability Water Reservoir Fracturing Mechanism Study［J］. Journal of Chongqing University of Science and Technology （Natural Science Edition）, 2010, 12(5): 49−51.

［13］ 石秉忠，夏柏如，林永学，等. 硬脆性泥页岩水化裂缝发展的 CT 成像与机理［J］. 石油学报，2012, 33(1): 137−142.
Shi Bingzhong, Xia Bairu, Lin Yongxue, et al. CT Imaging and Mechanism Analysis of Crack Development by Hydration in Hard−Brittle Shale Formations［J］. Acta Petrolei Sinica,2012, 33(1): 137−142.