

可逆交联低伤害聚合物压裂液研究与现场应用

杜涛,姚奕明,蒋廷学,张旭东,刘建坤
(中国石化石油工程技术研究院,北京100101)

摘要:以SRFP-1增稠剂、SRFC-1交联剂、SRCS-1黏土稳定剂和SRCU-1助排剂工业品为研究对象,以现场配液用水配制SRFP压裂液。评价了SRFP压裂液的耐温耐剪切性能、静态滤失性能、破胶性能及压裂液滤液对岩心的伤害性能;测定了破胶液的表面张力及残渣含量。结果表明:SRFP压裂液在100℃和120℃条件下具有良好的流变性能;初滤失量为 $3.29 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{m}^2$,滤失系数为 $1.71 \times 10^{-4} \text{ m}/\text{min}^{0.5}$,滤失速率为 $6.53 \times 10^{-4} \text{ m}/\text{min}$;压裂液滤液对岩心基质伤害率为14.6%;在60~90℃,破胶剂质量分数为0.005~0.04%条件下,2 h即可破胶,破胶液黏度小于5 mPa·s,破胶液表面张力小于28 mN/m,破胶液残渣小于100 mg/L;最后将SRFP压裂液成功应用于2口低渗透致密薄互储层压裂作业,最高产油量分别为 $5.2 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $9.7 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

关键词:可逆交联聚合物压裂;流变性能;静态滤失性能;破胶性能;现场应用

中图分类号:TE357.12

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2015)11-0129-04

DOI:10.16606/j.cnki.issn.0253-4320.2015.11.031

Reversible cross-linking polymer fracturing fluid with low damage property and its field application

DU Tao, YAO Yi-ming, JIANG Ting-xue, ZHANG Xu-dong, LIU Jian-kun
(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China)

Abstract: Reversible cross-linking polymer fracturing fluid with low damage property is one of hot research issues at home and abroad. The fracturing fluid is formulated by using SRFP-1 as thickening agent, SRFC-1 as cross-linker, SRCS-1 as clay stabilizer and SRCU-1 as cleanup additive. The temperature and shearing resistance performance, stability filtration property, viscosity break performance of the obtained fracturing fluid are evaluated. The effect of fracturing fluid on permeability damage of core is also studied. The surface tension of gel breaking liquid and the content of residue are measured. The results show that the resultant fracturing fluid has better temperature and shearing resistance performance under the conditions of 100℃ and 120℃. The filtration loss, filtration coefficient and filtration rate are $3.29 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{m}^2$, $1.71 \times 10^{-4} \text{ m}/\text{min}^{0.5}$ and $6.53 \times 10^{-4} \text{ m}/\text{min}$, respectively. The permeability damage rate of core matrix caused by fracturing fluid is 14.6%. The gel can be broken with 0.005% - 0.04% of gel breaking agent under 60 - 90℃ for 2 hours. The viscosity of gel breaking liquid is less than 5 mPa·s. The surface tension of gel breaking liquid is less than 28 mN/m and the residue content of gel breaking liquid is less than 100 mg/L. At last, the fracturing fluid is successfully used in fracturing two wells with low permeability and thin interbedded reservoir. Their highest oil production is $5.2 \text{ m}^3/\text{d}$ and $9.7 \text{ m}^3/\text{d}$, respectively.

Key words: reversible cross-linking polymer fracturing fluid; rheological property; stability filtration property; gel breaking performance; field application

目前国内外聚合物压裂液根据交联机理不同大致分为化学交联聚合物压裂液体系和物理交联聚合物压裂液体系^[1]。文献[2]中报道了一种采用化学交联形成聚合物压裂液,在180℃、170 s⁻¹条件下,剪切180 min后,黏度为70 mPa·s,尽管该聚合物压裂液耐温能力好,但是需8 h才能实现破胶,无法满足现场施工要求;王丽伟等^[3]介绍了一种有机锆化学交联聚合物压裂液体系,其伤害率为24.75%,对储层的伤害较大。化学交联聚合物压裂液具有较好的耐温性能和携砂性能,但其破胶较为困难,且破胶后残留的聚合物片段对地层和裂缝造成一定程度的

堵塞伤害^[1]。物理交联聚合物压裂液又称为可逆交联低伤害聚合物压裂液,该压裂液体系通过静电、氢键和疏水缔合等物理作用,形成稳定的三维网状结构,该体系在不采用化学交联技术的情况下,具有耐温、耐盐和耐剪切性能好,滤失量少,破胶后几乎无残渣,压裂液滤液对岩心基质伤害小等优点,国内外学者一直十分关注该领域的研究^[4-8]。笔者针对国内某油田低渗透致密薄互储层控制缝高难、有效支撑难及压后稳产期短等特点,室内评价了SRFP压裂液在100~120℃的耐温耐剪切性能、静态滤失性能、破胶性能及压裂液滤液对岩心的伤害性能;测

收稿日期:2015-04-20

基金项目:国家重大科技专项资助(2011ZX05031-004-003);中国石化石油工程技术服务有限公司重点资助项目(10010099-13-ZC0607-0037);国家自然科学基金重大资助项目(51490653)

作者简介:杜涛(1982-),男,博士,工程师,主要从事储层改造工作液的研发,dutaosongzi@163.com。

定了破胶液的表面张力及残渣含量;并将 SRFP 压裂液在该油田低渗透致密薄互储层压裂作业 2 口井,取得了较好的应用效果。

1 室内实验部分

1.1 主要实验样品

SRFP-1 增稠剂,工业品,中国石化石油工程技术研究院生产;SRFC-1 交联剂,工业品,中国石化石油工程技术研究院生产;SRCS-1 黏土稳定剂,工业品,中国石化石油工程技术研究院生产;SRCU-1 助排剂,工业品,中国石化石油工程技术研究院生产;现场配液用水,国内某油田提供;过硫酸铵,工业品,北京化工厂生产。

1.2 主要实验仪器

HAAKE MARS III 型流变仪,德国 Thermo Fisher 公司生产;IKA RW20 digital 数显型顶置式机械搅拌器,德国艾卡公司生产;K100 型全自动表面界面张力仪,德国克吕氏公司生产;Ling Li LDZ5-2 型离心机,北京京立离心机有限公司;高温高压酸化滤失仪,江苏华安石油科研仪器有限公司生产。

1.3 耐 100~120℃ 的 SRFP 压裂液制备

向一定量的现场配液用水中加入 0.45% 的 SRFP-1 增稠剂,充分搅拌 5~10 min,再加入 0.3% 的 SRCS-1 黏土稳定剂和 0.1% 的 SRCU-1 助排剂,搅拌 1 min,制备 SRFP 压裂液基液。向上述基液中加入 0.2% 的 SRFC-1 交联剂,搅拌 1 min 形成耐 100~120℃ 的 SRFP 压裂液。

1.4 SRFP 压裂液评价实验

1.4.1 耐温耐剪切实验

采用 HAAKE MARS III 型流变仪评价压裂液的流变性能,流变仪程序设定分以下 3 步:①25℃ 稳定 5 min;②以 3℃/min 的升温速率从 25℃ 升温至实验温度;③稳定实验温度直至实验结束。按照石油天然气行业标准 SY/T 5107—2005《水基压裂液性能评价方法》进行 SRFP 压裂液流变性能评价^[9]。

1.4.2 静态滤失实验

在高温高压酸化滤失仪测试筒中加入一定量的 SRFP 压裂液,放置 2 片圆形滤纸,装好滤筒开始实验。实验压力为 3.5 MPa,滤液开始流出,同时记录时间,测定时间为 36 min^[9]。

1.4.3 破胶及残渣实验

取一定量的 SRFP 压裂液,置于 60~90℃ 的恒温水浴中,加入一定量的破胶剂(过硫酸铵),做破胶实验。将 50 mL 压裂液置于 120℃ 干燥箱中,恒

温 2 h,取出后置于离心机中离心作用 60 min,离心机转速为 3 000 r/min。将上层清液倒出后,留下残渣,将残渣置于 105℃ 干燥箱中干燥 2 h,称量残渣质量。

1.4.4 压裂液滤液对岩心基质伤害实验

选取直径为 2.5 cm、长度为 3.75 cm 的天然岩心,利用高温高压酸化滤失仪,按照 SY/T 5107—2005 中 6.10 所述的评价方法^[9],测定压裂液滤液对岩心基质伤害率:

$$\eta_d = [(K_1 - K_2)/K_1] \times 100\%$$

式中: η_d 为岩心基质伤害率,%; K_1 为岩心挤压裂液滤液前的基质渗透率, μm^2 ; K_2 为岩心挤压裂液滤液后的基质渗透率, μm^2 。

2 结果与讨论

2.1 耐温耐剪切性能

压裂液耐温耐剪切性能是评价压裂液是否能进入现场最主要的性能指标之一。笔者对配制的 SRFP 压裂液开展 100~120℃ 的耐温耐剪切实验,结果如图 1、图 2 所示。由图 1、图 2 可知,当温度为 100℃,170 s⁻¹,剪切 2 h 后的黏度平均值为 71.4 mPa·s;当温度为 120℃,170 s⁻¹,剪切 2 h 后的黏度平均值为 53.1 mPa·s,符合行业标准要求^[9]。结果表明,该体系配方达到现场入井条件。

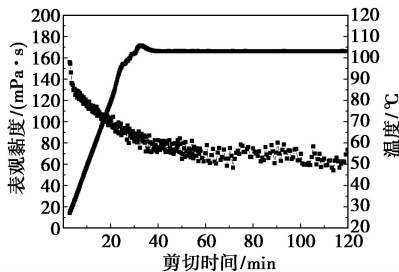


图 1 SRFP 压裂液表观黏度随剪切时间的变化规律(100℃)

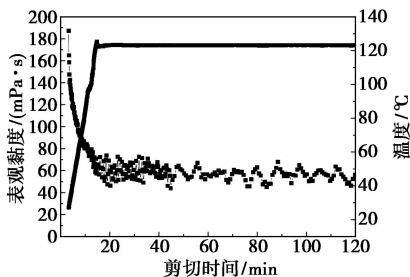


图 2 SRFP 压裂液表观黏度随剪切时间的变化规律(120℃)

2.2 静态滤失性能

压裂液的滤失受自身黏度,在地层中流体的黏弹性以及地层流体的造壁性能及配伍性影响。理想的压裂液应具有较低的滤失量,才能在地层中形成延伸的裂缝^[10]。对配制SRFP压裂液进行静态滤失实验,结果如表1所示。由表1可知,SRFP压裂液初滤失量为 $3.29 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{m}^2$,滤失系数为 $1.71 \times 10^{-4} \text{ m}/\text{min}^{0.5}$,滤失速率为 $6.53 \times 10^{-4} \text{ m}/\text{min}$,上述数据符合行业标准SY/T 6376—2008要求^[11],结果表明,该体系配方能有效降低滤失。

表1 SRFP压裂液静态滤失实验

压裂液	初滤失量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-2}$)	滤失系数/ ($\text{m} \cdot \text{min}^{-0.5}$)	滤失速率/ ($\text{m} \cdot \text{min}^{-1}$)
SRFP压裂液	3.29×10^{-2}	1.71×10^{-4}	6.53×10^{-4}
SY/T 6376—2008 标准	$\leq 5 \times 10^{-2}$	$\leq 9 \times 10^{-3}$	$\leq 1.5 \times 10^{-3}$

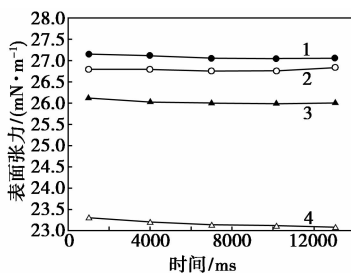
2.3 破胶性能及残渣分析

在60~90℃破胶温度条件下,按照质量分数0.005%、0.008%、0.01%、0.02%、0.03%和0.04%加入破胶剂(过硫酸铵),对配制的SRFP压裂液进行破胶实验,破胶时间为2h,考察破胶液的表现黏度随过硫酸铵质量分数的变化规律,结果如表2所示;采用K100型全自动表面界面张力仪测定破胶液的表面张力,结果如图3所示。

表2 SRFP压裂液破胶性能评价(破胶时间为2h)

破胶温度/℃	破胶液表现黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)					
	0.005%	0.008%	0.01%	0.02%	0.03%	0.04%
60	16.48	13.75	10.29	7.93	5.31	4.52
70	8.48	6.24	4.56	3.17	3.08	2.70
80	3.71	3.08	2.84	2.58	2.24	2.18
90	4.05	3.86	2.72	2.15	1.96	1.71

注:SRFP压裂液配方:0.45% SRFP-1增稠剂+0.2% SRFC-1交联剂+0.3% SRCS-1黏土稳定剂+0.1% SRCU-1助排剂。



1—60℃;2—70℃;3—80℃;4—90℃

图3 不同破胶温度的破胶液表面张力

由表2和图3可知,随着破胶剂质量分数的增加,破胶液黏度呈现下降趋势。当破胶温度为60℃,破胶剂质量分数增加到0.04%时,才能实现破胶,破胶液的表面张力为27.2 mN/m;当破胶温度为70℃,破胶剂质量分数为0.01%即可实现破胶,破胶液的表面张力为26.7 mN/m;当破胶温度为80~90℃,破胶剂质量分数为0.005%即可实现破胶,破胶液的表面张力分别为26.1 mN/m和23.2 mN/m。因此,压裂液中破胶剂质量分数越大,压裂液破胶就越彻底,破胶液黏度就越小;破胶剂质量分数越小,破胶程度越差,破胶液黏度越高,不利于压裂液返排。上述数据均符合行业标准SY/T 6376—2008要求^[11]。由于SRFP破胶液的表面张力较低,有利于克服水锁及贾敏效应,降低毛细管阻力,增加破胶液的返排能力^[12]。将破胶液高速离心60 min,烘干后称量离心管上的残渣质量浓度,60~90℃破胶液的残渣质量浓度分别为92、87、69 mg/L和54 mg/L,小于100 mg/L的行业标准^[11]。

2.4 岩心基质伤害实验

压裂液滤液对岩心基质的伤害以岩心渗透率的变化来表征,影响因素主要有岩心的矿物组成、岩心渗透率大小和压裂液破胶程度等。利用高温高压酸化滤失仪测定压裂液滤液对岩心基质的渗透率,从而计算伤害率。岩心基质伤害实验如表3所示。由表3可知,SRFP压裂液滤液对岩心基质伤害前的渗透率为 $8.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,伤害后渗透率为 $7.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,代入1.4.4计算公式中,计算伤害率为14.6%,符合行业标准SY/T 6376—2008要求^[11]。文献[3]中报道的化学交联聚合物压裂液伤害率为24.75%。由此可见,对于储层伤害而言,物理交联聚合物压裂液小于化学交联聚合物压裂液。

表3 SRFP压裂液对岩心基质伤害实验

压裂液	岩心基质渗透率/ μm^2		伤害率/ %	技术 指标/%
	伤害前	伤害后		
SRFP压裂液	8.9×10^{-3}	7.6×10^{-3}	14.6	≤ 20

3 现场试验

3.1 概述

SRFP压裂液室内性能测试符合压裂施工技术指标要求。选择国内某油田两口井进行现场试验。A井和B井压裂目的层厚度薄、上下隔层应力遮挡弱、地层破裂压力高、构造比较复杂,属于典型的低渗透致密薄互储层,A井储层温度为120℃,地层压

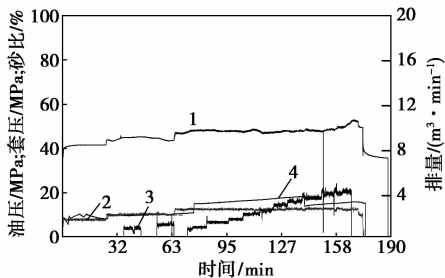
力系数为 1.47, 储层压力为 37.5 MPa; B 井储层温度为 100℃, 地层压力系数为 1.0, 储层压力为 25.1 MPa。

3.2 现场配制 SRFP 压裂液

首先缓慢匀速加入 0.45% 的 SRFP-1 增稠剂, 禁止突然提高加料速度或一次加入, 这样会形成大量“鱼眼”, 加完后循环 3~5 min, 然后缓慢匀速加入 0.3% 的 SRCS-1 黏土稳定剂和 0.1% 的 SRCU-1 助排剂, 循环 1 min, 配制成 SRFP 压裂液基液备用。施工过程中再加入 0.2% 的 SRFC-1 交联剂。

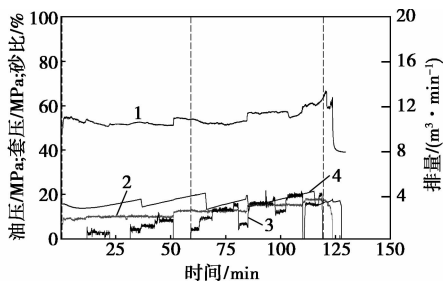
3.3 压裂施工曲线

A 井和 B 井压裂施工曲线如图 4 和图 5 所示。



1—油压;2—排量;3—套压;4—砂比

图 4 A 井压裂施工曲线



1—油压;2—排量;3—套压;4—砂比

图 5 B 井压裂施工曲线

由图 4 和图 5 可知, A 井最高施工压力为 48 MPa, 最高施工排量为 $2.5 \text{ m}^3/\text{min}$, 加入聚合物压裂液 340 m^3 , 加砂 30.87 m^3 , 砂比为 20%, 平均砂比为 9.1%; B 井最高施工压力为 60 MPa, 最高施工排量为 $3.5 \text{ m}^3/\text{min}$, 加入聚合物压裂液 120 m^3 , 加砂 20.3 m^3 , 砂比为 25%, 平均砂比为 16.9%。压裂施工后关井测压力, 60 min 后立即开井排液, 破胶液黏度小于 $5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 2 口井返排后期产液量分别为 $9 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $11 \text{ m}^3/\text{d}$, 最高产油量分别为 $5.2 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $9.7 \text{ m}^3/\text{d}$, 远高于该区块单井的平均产油量。实践表明: SRFP 压裂液在该区块取得了良好增产效果和

经济效益。

4 结语

(1) SRFP 压裂液在 100℃ 和 120℃、 170 s^{-1} 、剪切 2 h 后的黏度平均值分别为 $71.4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 和 $53.1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 表现出良好的流变性能。

(2) 在 60~90℃ 温度条件下, 破胶剂质量分数为 0.005%~0.04% 时, 破胶时间为 2 h, 破胶液表观黏度分别为 4.52 、 4.56 、 $3.71 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 和 $4.05 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 破胶液表面张力分别为 27.2 、 26.7 、 26.1 mN/m 和 23.2 mN/m , 残渣质量浓度分别为 92 、 87 、 69 mg/L 和 54 mg/L 。

(3) SRFP 压裂液成功应用于 2 口低渗透致密薄互储层压裂作业, 两口井的砂比分别为 20% 和 25%, 产油量分别为 $5.2 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $9.7 \text{ m}^3/\text{d}$, 压裂增产效果及经济效益显著。

参考文献

- [1] 林蔚然, 黄凤兴, 伊卓. 合成水基压裂液增稠剂的研究现状及展望[J]. 石油化工, 2013, 42(4): 451-456.
- [2] 杨振周, 陈勉, 胥云, 等. 新型合成聚合物超高温压裂液体系[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(1): 49-51.
- [3] 王丽伟, 程兴生, 卢拥军, 等. 适合聚合物交联的超高温有机锆交联剂及其制得的压裂液: 中国, 102838781A[P]. 2012-12-26.
- [4] 何春明, 陈红军, 刘超, 等. 高温合成聚合物压裂液体系研究[J]. 油田化学, 2012, 29(1): 65-68.
- [5] 刘雨文. 矿化度对疏水缔合聚合物溶液粘度的影响[J]. 油气地质与采收率, 2003, 10(3): 62-63.
- [6] Holtsclaw Jeremy, Funkhouser Gary. A crosslinkable synthetic polymer system for high-temperature hydraulic fracturing applications[C]. SPE125250, 2009.
- [7] Funkhouser Gary P, Norman Lewis R. Synthetic polymer fracturing fluid for high-temperature applications[C]. SPE 80236, 2003.
- [8] 徐生, 郭玲香. 丙烯酸酰胺/二甲基二烯丙基氯化铵共聚物的反相微乳液聚合研究[J]. 精细石油化工, 2006, 23(1): 22-25.
- [9] SY/T 5107—2005 水基压裂液性能评价方法[S]. 北京: 国家发展和改革委员会, 2005.
- [10] 丁昊明, 戴彩丽, 由庆, 等. 耐高温 FRK-VES 清洁压裂液性能评价[J]. 油田化学, 2011, 28(3): 318-321.
- [11] SY/T 6376—2008 压裂液通用技术条件[S]. 北京: 国家发展和改革委员会, 2008.
- [12] 刘现军, 李小瑞, 丁里, 等. CHJ 阴离子清洁压裂液的性能评价[J]. 油田化学, 2012, 29(3): 275-277. ■