

西南石油大学学报(自然科学版)

2014年6月第36卷第3期

Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)

Vol. 36 No. 3 Jun. 2014

DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2012.04.05.02 文章编号: 1674-5086(2014)03-0151-06

中图分类号: TE357.12 文献标志码: A

新型缔合压裂液黏弹性控制滤失的特性研究*

林 波1, 刘通义1,2, 谭浩波3, 魏 俊1

- 1. 成都佰椿石油科技有限公司,四川 成都 610500
- 2. 西南石油大学化学化工学院,四川 成都 610500
- 3. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 塘沽 300451

摘 要: 研究的新型缔合压裂液(GRF 压裂液)无造壁性, 因此, 设计了一种适合此类压裂液滤失量测定的简易装置 并制定了其滤失测定方法,评价结果表明其滤失性能较好。利用 RS6000 流变仪及岩芯驱替装置研究了 GRF 压裂液 的黏弹性对其在多孔介质中渗流阻力的影响, 结果表明: GRF 由于具有优良的黏弹性, 能在岩芯孔隙中建立有效的渗 流阻抗 R_0 , 并且黏弹性越强、岩芯渗透率越低, R_0 就越大, 压裂液渗流越困难; 而液体表观黏度和黏弹性对滤失的 影响实验结果进一步表明,液体黏弹性是压裂液滤失控制的最主要因素,因此提出了 GRF 压裂液黏弹性控制滤失的 理论。

关键词:缔合压裂液;黏弹性;松弛时间;渗流阻抗;滤失

Study on the Property of Controlling Filtration by Viscoelasticity of a **New Associated Fracturing Fluid**

Lin Bo¹, Liu Tongyi^{1, 2}, Tan Haobo³, Wei Jun¹

1. Chengdu BaiChun Petroleum Technology Co. Ltd., Chengdu, Sichuan 610500, China 2. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China 3. EnerTech-Drilling & Production Co., CNOOC, Tanggu, Tianjin 300451, China

Abstract: A new associated fracturing fluid (GRF) with non-building capacity was studied in this paper. Because it has no wall building capacity, a simple device for filtration measurement suitable for this kind of fracturing fluid was designed, and the methods for filtration measurement were also developed. The evaluation results show that the filtration property of GRF is better than before. The influence of the viscoelasticity on filtrational resistance in the porous medium was studied with RS6000 flowage meter and the core displacement device. The results show that GRF fracturing fluid can establish effective filtrational impedance (R_0) in core pore owing to its excellent viscoelasticity; the stronger the viscoelasticity is and the lower the core permeability is, the larger R_0 is, and the more difficult the fracturing fluid filtrates; the test results further indicate that the viscoelasticity of the liquid is the most important factor to filtration controlling, and the influence of apparent viscosity and viscoelasticity on the fluid loss was studied in the paper. Therefore we conclude that viscoelasticity of GRF fracturing fluid can control its filtration.

Key words: associated fracturing fluid; viscoelasticity; relaxation time; filtrational impedance; filtration

网络出版地址: http://www.cnki.net/kcms/doi/10.11885/j.issn.1674-5086.2012.04.05.02.html

林 波, 刘通义, 谭浩波, 等. 新型缔合压裂液黏弹性控制滤失的特性研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2014, 36(3): 151-156. Lin Bo, Liu Tongyi, Tan Haobo, et al. Study on the Property of Controlling Filtration by Viscoelasticity of a New Associated Fracturing Fluid [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(3): 151-156.

and Displace Delation of Lances

^{*} 收稿日期: 2012-04-05 网络出版时间: 2014-03-21

通过对压裂液滤失的文献调研及研究发现,国内外学者对具有造壁性的压裂液体系的滤失研究较多,其滤失量主要由受滤饼控制的滤失系数确定;而对于无造壁性的压裂液体系,其滤失特性及滤失控制机理不同,在这方面的研究还很少,使得压裂液的滤失研究不全面[1-3]。

新型的缔合压裂液体系(GRF 压裂液)是一种疏水缔合结构流体,在滤失控制方面,由于水不溶物含量极低而不具造壁性,而传统的理论认为压裂液的滤失受到压裂液黏度、地层流体压缩性和压裂液造壁性等3个因素的共同作用^[4-5],恒不能描述该压裂液向地层作动态渗流的情况,因此对 GRF 压裂液的滤失特性进行研究是很有必要的。

1 GRF 压裂液的滤失性能评价

GRF 压裂液的滤失控制需要一定的空间,滤失时不会在介质表面形成滤饼,因此采用滤纸作为滤失介质来测定压裂液滤失量显然不合适。根据实际情况,采用岩芯作为滤失介质进行实验是准确有效的,所以设计一套适合此种压裂液的滤失量简易测定装置并建立一种准确可行的滤失测定方法对此类压裂液的滤失评价是很有意义的。

1.1 滤失量测定装置

设计并制作了能够模拟储层压力和温度条件的压裂液滤失量测定装置,如图 1 所示。主要组成为:一个可控制的压力源(氮气)、一个用镍铬合金制成、可承受 30 MPa 工作压力的压裂液容器、一套加热系统、一个岩芯夹持器以及一个合适的支架。压裂液容器有温度计插孔、耐油密封圈、用以支撑过滤介质的垫片以及用以控制滤液排放的、位于滤

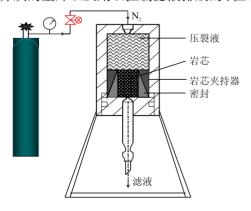


图 1 高温高压岩芯滤失仪简易图

Fig. 1 Diagram of high temperature and high pressure core filtration instrumentation

液排放管上的阀门。滤失装置可加热至 200 ℃, 并加 20 MPa 围压和 12 MPa 内压。

1.2 滤失性能评价方法

1.2.1 岩芯准备

岩芯前期处理,标准盐水测出液测渗透率 K_a , 统计好岩芯基础数据,放置备用。

1.2.2 实验测定

选取一定渗透率的岩芯作为滤失介质,采用上述实验仪器进行测定,该滤失测定仪的操作步骤同高温高压滤失仪相近:

(1) 将岩芯放入岩芯夹持器中,加上环压到高于预测滤失压差 1.5 MPa 左右; (2) 取 350 mL 压裂液装入密闭测试容器,开启加热装置,将压裂液加热到实验要求值; (3) 用氮气在压裂液滤失介质两端造成要求的压差,打开阀门并在规定时间(1,4,9,16,25,36 min) 记录滤出液的体积。

1.2.3 数据处理

将滤液体积对滤失时间平方根作图,初步按造壁 滤失系数计算公式计算,但应注意的是,通过此方法 测得的压裂液滤失系数是在特定的岩芯渗透率下得 到的,这不能与高温高压滤失仪测得的数据混淆。

1.3 性能评价结果

实验评价了适合 80 °C的不同压裂液体系在几乎相同渗透率和孔隙度的岩芯中的滤失情况。

GRF 压 裂 液: 0.5%GRF-1H 稠 化 剂 + 0.25%GRF-2 辅剂 + 0.1%GRF-3 稳定剂;

胍胶压裂液: 0.4% 胍胶原粉 + 0.1% 温度稳定剂 + 0.2% 破乳剂 BZP-2+ 0.1%pH 调节剂 +0.4% 交联剂 CYB-100。

两种压裂液的滤失曲线见图 2。

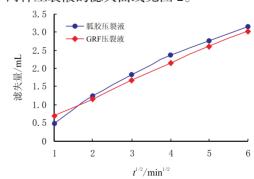


图 2 GRF 压裂液与胍胶压裂液滤失曲线对比(80°C) Fig. 2 Filtration curves comparison of GRF and guargum fracturing fluid(80°C)

数据处理后得到压裂液在岩芯特定渗透率下的 滤失系数及初滤失量,可以评价压裂液滤失性能, 岩芯相关数据及实验结果如表 1。

Tab. 1	Filtration labora	!)				
滤失液体	岩芯截面积/ cm ²	孔隙度/ %	岩芯液测/ mD	初滤失量/ (m³·m ⁻²)	滤失系数/ (×10 ⁻⁴ m·m ^{-1/2})	_
胍胶压裂液	5.00	29.6	0.48	0.013 77	5.9	

0.49

表 1 不同压裂液的滤失实验结果(80℃)

29.4

实验结果表明,在岩芯液测渗透率为 0.49 mD、 实验温度为 80 ℃条件下, GRF 压裂液虽然初滤失 量偏大,但其滤失系数比胍胶压裂液的还小。

GRF 压裂液

4.99

2 GRF 压裂液滤失控制机理研究

岩芯 编号 1#A 1#C

性能评价表明 GRF 压裂液具有良好的滤失控制性能。然而 GRF 压裂液的滤失不受其造壁滤失系数控制,因此,压裂液的滤失控制因素应该是除滤饼、溶液的黏度、溶液压缩性之外的第三相。由于 GRF 压裂液具有优良的黏弹性,所以要研究该压裂液体系在储层中的滤失情况,首先就要清楚此类流体在孔隙介质中的渗流特征^[6-9],并结合理论和实验研究,简要阐述 GRF 压裂液的滤失控制机理。

2.1 GRF 压裂液黏弹性对其渗流阻力的影响

真实的储层岩芯由无数大小不等的孔隙和喉道构成,黏弹性流体在其中的流动为剪切—拉伸流动,因此 GRF 压裂液进入孔隙喉道时必须同时克服分子链流动和网状结构流动时产生的内摩擦力,而且网状结构在流过比自己小的孔喉时,还必须通过变形或拆散成更小的网状结构来通过,可以想见,其流动阻力将比常见的聚合物溶液的大[10-12]。因此,设法通过实验来研究 GRF 压裂液的黏弹性对其在多孔介质中的渗流阻力的影响,可以为 GRF 压裂液的滤失控制机理提供理论和实验依据。

2.1.1 GRF 压裂液的黏弹性测试

测试液体: 1# 样品: 0.5%GRF-1H, 基液黏度, 129 mPa·s; 2# 样品: 0.5%GRF-1H +0.25% GRF-2; 基液黏度, 132 mPa·s。

两种液体表观黏度基本相同,区别在于 GRF-2 的加入会大幅度提高溶液弹性。

松弛时间即流体在变形恢复过程中应力逐渐降低至最小所需的时间。引入松弛时间来表征 GRF 压裂液在流动时产生的黏弹效应大小,更能反映压 裂液在孔隙介质中的黏弹性。松弛时间与剪切作用下的剪切速率、剪切应力、法向应力差存在如下关系式[10-11]

$$\theta_{\rm fL} = \frac{1}{2\gamma} \frac{\tau_{11} - \tau_{22}}{\tau_{12}} \tag{1}$$

4.7

式中:

 $\theta_{\rm fL}$ 一松弛时间, s;

 γ —剪切速率, s^{-1} ;

 $\tau_{11} - \tau_{22}$ 一第一法向应力差, Pa;

0.04851

 τ_{12} —剪切应力, Pa。

使用德国 Themo 公司的 Haake RS6000 流变仪, 选用锥板测试系统, 转子 C60/1°Ti。利用变剪切模式, 测定不同剪切速率下压裂液的第一法向应力差曲线(此处只模拟了在较低剪切速率下的情况), 根据式(1)可求得松弛时间随剪切速率的变化曲线(图 3)。

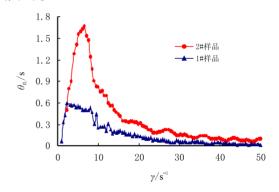


图 3 两组样品的松弛时间曲线对比 Fig. 3 Relaxation factor curves comparison of two samples

松弛时间计算结果表明: 在很低的剪切速率下, 随着剪切速率的增大, 两组样品的松弛时间都有一 段上升过程, 而当剪切速率超过一个临界值, 样品 的松弛时间又随剪切速率的增大而不断减小; 2# 样 品的松弛时间明显高于 1# 样品, 这是由样品的黏弹 性决定的, 黏弹性越大, 松弛时间越长。

2.1.2 GRF 压裂液在岩芯中的流动阻力

假设地层标准盐水在岩芯中流度为 λ_w , 而 GRF 压裂液在岩芯中的流度为 λ_p , 所以 GRF 压裂液在岩芯中的流动阻力可以通过渗流阻抗 R_0 来表示 $^{[12-13]}$

$$R_0 = \frac{\lambda_{\rm w}}{\lambda_{\rm p}} = \frac{(K/\mu)_{\rm w}}{(K/\mu)_{\rm p}} \tag{2}$$

式中: R_0 —聚合物在岩芯中的渗流阻抗, 无因次; λ_w —盐水的流度, $D/(Pa\cdot s)$;

 $\lambda_{\rm p}$ 一聚合物的流度, D/(Pa·s);

 $\lambda = K/\mu$;

K—渗透率, mD;

μ—黏度, mPa·s。

那么,根据理想的假设条件,采用达西公式可以推导出渗流阻抗的表达式

$$R_0 = \frac{Q_{\rm w}}{Q_{\rm p}} \cdot \frac{\Delta P_{\rm p}}{\Delta P_{\rm w}} \tag{3}$$

式中:

 $Q_{\rm w}$ 一盐水流量, mL/min;

 $Q_{\rm p}$ 一聚合物流量, mL/min;

 $\Delta P_{\rm p}$ — 驱替盐水时压降, MPa;

 $\Delta p_{\rm w}$ —驱替聚合物时压降, MPa。

可以通过测定 GRF 压裂液流过岩芯时的压力变化情况来判定压裂液在岩芯中的流动阻力大小。

采用岩芯驱替装置,选取两组人造岩芯,在相近的渗透率和孔隙度下对比 1#、2#GRF 压裂液的流动情况,同时也考察了不同渗透率对 GRF 压裂液的流动影响。

实验方法: (1) 在一定的流速下,用标准盐水驱替,直到压力稳定为止,记录液体体积、压力随时间的变化值; (2) 更换液体,在指定流速下,用 GRF 压裂液驱替直至压力稳定为止,记录液体体积、压力随时间的变化值;

由于是在较低渗透率下的驱替实验,所以驱替

时流速较低,图 4 所示为 1#、2# 样品在恒定流速为 0.5 mL/min、渗透率相近的岩芯中的渗流曲线。

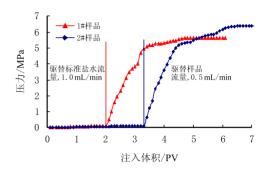


图 4 不同黏弹性流体的渗流曲线

Fig. 4 Infiltrating curves of two fluids with different viscoelasticity

图 5 所示为 2# 样品在恒定流速为 0.5 mL/min、不同渗透率的岩芯中的渗流曲线。

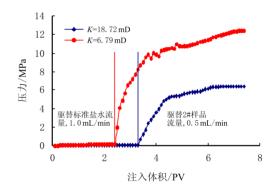


图 5 2# 样品在不同渗透率岩芯中的渗流曲线 Fig. 5 Infiltrating curves of sample 2 in different permeability 岩芯基础数据及 R_0 计算结果见表 2。

表 2 GRF 压裂液在岩芯中的渗流阻抗测试结果 Tab. 2 R₀ test results of GRF fracturing fluid in core

岩芯编号	测试液体	岩芯液测渗透 率/mD	孔隙体积/ cm³	驱盐水稳定压力/ MPa	驱样品稳定压力/ MPa	渗流阻抗/无 因次
3*B	1# GRF 样品	18.68	8.78	0.086 4	5.64	130.6
3*D	2# GRF 样品	18.72	8.73	0.087 0	6.39	147.0
2#C	2# GRF 样品	6.79	8.45	0.121 5	12.41	204.3

2.1.3 实验小结

- (1) 结合 GRF 压裂液在岩芯中的渗流曲线和计算得到的渗流阻抗数据可以看出,只需注入很少的 PV 数,两组样品就能在岩芯中产生相当高的压力,从而建立很大的渗流阻抗 R_0 ,并可达到 100以上。
- (2) 1#、2#液体基液黏度基本相同,因此黏度造成的渗流阻力基本相同,意味着两组液体在流过喉道时将经历相同的压力降,但由于 2#样品松弛时间明显高于 1#,通过孔隙喉道被挤压变形后,需要更长的时间来恢复形变,所以对 2#样品的渗流阻力

可想而知就更高了;因此 GRF 压裂液的黏弹性决定 了压裂液松弛时间的长短,进而决定了压裂液在岩 芯中流动受到的渗流阻抗的大小,即液体黏弹性越 大,松弛时间越长,液体的渗流阻抗越大。

(3) 对比同一种液体(2#样品),岩芯渗透率越低,GRF 压裂液在孔隙中的渗流阻抗越大,流动就越困难,并且建立有效渗流阻力所需的液体 PV 数也越小。

2.2 黏弹性控制滤失机理的提出

压裂液滤失性能反映的是地层条件下控制液体 渗流的能力, GRF 压裂液由于具有很好的黏弹性, 使得其在多孔介质中渗流阻力高,由此看来,黏弹性的好坏对压裂液的滤失性能影响很大,所以这种无造壁性压裂液的滤失不应该仅仅由压裂液的黏度 所控制,还可能与其黏弹性密切相关。

为了对 GRF 的滤失控制机理进一步研究,选取纯黏性的甘油与 GRF 压裂液对比,设计了实验方案:采用岩芯滤失仪测定 GRF 压裂液、甘油(纯黏性)在岩芯中的滤失情况,探讨两种流体的滤失性能。

在温度为 $20 \, ^{\circ}$ 、滤失压差 $3.5 \, \text{MPa}$ 下分别测定两种液体的滤失情况,记录时间和对应的滤失量。滤失曲线如图 6。

从图 6 中可以看出, 甘油黏度很高但不具有黏弹性, 滤失量随时间变化增加的速率很快; 而 GRF

压裂液黏度较甘油低,但滤失一段时间后滤失量增 长很缓慢,说明滤失性能好。

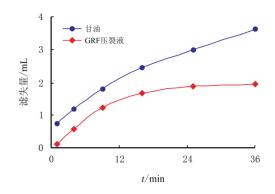


图 6 两种液体滤失量随时间变化曲线(20 °C) Fig. 6 Variation curve of fluid loss with time of two fluids(20 °C) 对实验数据处理后得到的实验结果见表 3。

表 3 两种液体的滤失性能(20°C) Tab. 3 Filtration property of two fluids(20°C)

岩芯编号	滤失液体	液体黏度/ (mPa·s)	岩芯截面积/ cm ²	岩芯孔隙度/ %	岩芯液测渗透率/ mD	滤失系数/ (×10 ⁻⁴ m·m ^{-1/2})
1#E	甘油	189	4.99	29.6	0.46	6.41
1#B	GRF 压裂液	132	4.99	29.8	0.48	2.32

对比两组实验结果可知,压裂液黏度控制滤失这一观点对于 GRF 压裂液的滤失控制不实用,相反,实验研究表明,压裂液的滤失在很大程度上受其黏弹性控制,这就提出了 GRF 压裂液黏弹性控制滤失的机理。

3 结 论

- (1)提出了一种新型缔合压裂液(GRF 压裂液)的滤失控制研究思路及研究方法,并对其滤失特性进行了初步的研究。
- (2) 通过分析 GRF 压裂液滤失现象,设计并制作了适合此类压裂液滤失量测定的简易装置,并确定了滤失测定方法,利用此装置对 GRF 压裂液进行了滤失性能评价,结果表明 GRF 压裂液滤失性能良好。
- (3) GRF 由于具有优良的黏弹性,在岩芯孔隙中渗流时发生黏弹性响应,只要部分液体就能建立有效的渗流阻抗 R_0 ,并且黏弹性越强、岩芯渗透率越低, R_0 就越大,压裂液渗流越困难。
- (4) 通过对比具有不同表观黏度和黏弹性液体的滤失性能, 并结合对 GRF 压裂液在岩芯中的渗流

实验,可知黏弹性是 GRF 压裂液滤失控制的最主要因素,由此提出了 GRF 压裂液黏弹性控制滤失的理论。

参考文献

- [1] 梁兵, 郭建春, 李勇明, 等. 一种多参数的压裂液滤失模型[J]. 天然气勘探与开发, 2007, 30(4): 52-55. Liang Bing, Guo Jianchun, Li Yongming, et al. A fracturing-fluid leakoff model with multiparameters[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2007, 30(4): 52-55.
- [2] 杨彪, 吴伟, 鞠玉芹, 等. 新型清洁压裂液(VES-SL)的 研制及现场应用[J]. 天然气技术, 2007, 1(2): 49-51, 66.
 - Yang Biao, Wu Wei, Ju Yuqin, et al. Development and field application of a new kind of clean fracture fluid(VES-SL)[J]. Natural Gas Technology, 2007, 1(2): 49-51, 66.
- [3] 孙良田,宋和平,王培义,等. 松南火山岩储层压裂降滤技术[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,2010,25(6):32-34,65.
 - Sun Liangtian, Song Heping, Wang Peiyi, et al. Fluid loss reducing technique in the fracturing of Songnan volcanic

- rock reservoirs[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2010, 25(6): 32–34, 65.
- [4] 李勇明, 纪禄军, 郭建春, 等. 压裂液滤失的二维数值模拟[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(2): 43-45. Li Yongming, Ji Lujun, Guo Jianchun, et al. Two dimensional numerical simulation of fracturing fluid leakoff[J]. Journal of Southwest Petorleum Institute, 2000, 22(2): 43-45.
- [5] 崔明月,邱小惠,陈彦东,等. 压裂液降滤失剂的使用性能及评价方法[J]. 油田化学, 1998, 15(1): 76-81. Cui Mingyue, Qiu Xiaohui, Chen Yandong, et al. Performance properties and evaluating methods for filtrate loss controllers of hydraulic fracturing fluids[J]. Oilfield Chemistry, 1998, 15(1): 76-81.
- [6] Dehghanpour H, Kuru E. A new look at the viscoelastic fluid flow in porous media—a possible mechanism of internal cake formation and formation damage control[C]. SPE 121640, 2009.
- [7] 李萍, 韩重莲. 黏弹性流体在多孔介质中的渗流模型[J]. 国外油田工程, 2007, 23(5): 10-14.
- [8] 张立娟, 岳湘安, 郭分乔. 驱油剂在孔喉中的微观流动和宏观渗流特性[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(3): 57-59.
 - Zhang Lijuan, Yue Xiang'an, Guo Fenqiao. Macroscopic percolation characteristics and microscopic flow of oil displacement agent through pore throat[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(3): 57–59.
- [9] 夏惠芬, 王德民, 关庆杰, 等. 聚合物溶液的粘弹性实验[J]. 大庆石油学院学报, 2002, 26(2): 105-108.

 Xia Huifen, Wang Demin, Guan Qingjie, et al. Experiment of viscoelasticity of polymer solution[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2002, 26(2): 105-108.
- [10] 刘春泽,程林松,夏惠芬. 粘弹性聚合物溶液对残余油膜的作用机理[J]. 西南石油学院学报,2006,28(2):85-88.
 - Liu Chunze, Cheng Linsong, Xia Huifen. Effect of viscoelastic polymer on residual oil[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006, 28(2): 85–88.
- [11] 佟曼丽, 郭小莉. 聚合物稀溶液流经孔隙介质时的粘弹效应及其表征[J]. 油田化学, 1992, 9(2): 145–150. Tong Manli, Guo Xiaoli. The voscoelastic effect of dilute aqueous polymer solutions through porous media and its characterization[J]. Oilfield Chemistry, 1992, 9(2): 145–150.

- [12] 程仲,徐荣强,程昆,等.疏水缔合聚合物在孔隙介质中的渗流阻力模拟分析[J].特种油气藏,2010,17(4):91-93
 - Cheng Zhong, Xu Rongqiang, Cheng Kun, et al. Filtrational resistance of hydrophobic associating polymer through porousmedia[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010, 17(4): 91–93.
- [13] 张超,叶仲斌,施雷庭,等.疏水缔合聚合物建立流动阻力机理研究[J].中国海上油气,2007,19(4):251-253.
 - Zhang Chao, Ye Zhongbin, Shi Leiting, et al. A study on the mechanism to build flow resistance by hydrophobic associated polymer[J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(4): 251–253.

作者简介



林 波,1985年生,男,汉族,四川内江人,硕士,主要从事压裂增产措施研究与技术服务。E-mail:lin-bo4156@126.com



刘通义,1964年生,男,汉族,四川内江人,高级工程师,博士,主要从事油藏增产措施理论及工程技术研究。E-mail; liuty601@163.com



谭浩波,1985年生,男,汉族,湖南 沅江人,工程师,主要从事油田化 学药剂现场技术支持服务工作。 E-mail: tanhaobo119@163.com



魏 俊, 1987 年生, 男, 汉族, 湖北孝感人, 主要从事石油开采方面的研发和服务工作。E-mail: 553044317@qq.com

编辑: 牛静静 编辑部网址: http://zk.swpuxb.com