

影响羟丙基瓜尔胶压裂液基液性能的因素

朱 丽¹ 罗 丹²

1. 延长油田股份有限公司勘探开发技术研究中心 陕西延安 717500

2. 延长油田股份有限公司志丹采油厂 陕西延安 717500

摘 要: 压裂液是压裂工艺的主要影响因素之一, 性能好的压裂液不但能够保障压裂施工的顺利进行, 而且能够保护储层, 获得理想的增产效果。压裂液基液的性能可以影响到整个压裂工艺的效果。本文探讨配液环境、配液材料、配液用水、搅拌速度、加药顺序、pH不同因素对丙基瓜尔胶压裂液基液性能的影响。

关键词: 压裂液; 基液; 羟丙基瓜尔胶; 影响因素

Factors affecting the properties of hydroxypropylguar fracturing fluid

Li Zhu¹, Dan Luo²

1. Exploration and Development Technology Research Center of Yanchang Oilfield Co., Ltd., Shaanxi Province, 717500

2. Zhidan Oil Production Plant of Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an City, Shaanxi Province, 717500

Abstract: Fracturing fluid is one of the main factors affecting fracturing technology. the fracturing fluid with good performance can not only ensure the smooth progress of fracturing operation, but also protect the reservoir and obtain the ideal effect of increasing production. The performance of fracturing fluid base fluid can affect the effect of the whole fracturing process. In this paper, the effects of different factors on the properties of propyl guar gum fracturing fluid base fluid were discussed, such as liquid environment, material, water, stirring speed, adding order and pH.

Keywords: fracturing fluid; base fluid; hydroxypropyl guar gum; influencing factors

压裂液是由多种添加剂按一定配比形成的非均质不稳定化学体系。压裂液在压裂工艺不同阶段发挥不同的作用, 在压裂初期, 压裂液要传递压力, 润洗并打开地层; 压裂形成后, 压裂液要负责携带支撑剂进入裂缝, 尽可能的均匀铺展; 压裂结束后, 压裂液要迅速水化破胶, 返排出地层。

压裂液是整个压裂施工作业成败及压裂效果的关键点之一, 性能好的压裂液不但能够保障压裂施工的顺利进行, 而且能够保护储层, 获得理想的增产效果。压裂液的类型有水基压裂液、油基压裂液、乳化压裂液、泡沫压裂液。其中目前我国主要使用的是水基压裂液。在常规压裂方式下, 羟丙基瓜尔胶压裂液是一种常见的水基压裂液之一。

志丹采油厂的压裂液的配方为:

基液: 0.35% 胍胶 (HPG) + 0.3% 助排剂 (BZT-2) + 0.1% 碳酸钠 (NaCO₃) + 0.05% 杀菌剂 + 0.3% 粘土稳定剂

(TCB-3) + 0.1% 低温活化剂 (BM-1)。

胶联液: 清水 + 0.4% 硼砂 (BS) 胶联比: 100: 10

目前配液站搅拌机的速度为 900r/min, 配液时先放入清水, 然后固体和液体化工料同时投入到搅拌罐中搅拌。

在不改变配方的基础上, 如何提高整个压裂液体系的性能尤为重要。主要从以下六个方面因素进行分析。

一、配液环境

微生物的种类很多, 分布极广, 繁殖生长速度很快, 具有较强的合成和分解能力, 细菌可引起压裂液溶液变质。主要从以下两方面细菌防治工作。

1.1 配液池: 在配制压裂液时, 确保整个配液池无杂物, 无残液, 配好压裂液后, 要及时清洗配液池。

1.2 裂液液罐: 压裂液在装入压裂液液罐时, 要保证整个液罐的清洁性。在压裂液使用完后, 要及时用清水冲洗整个罐体, 保证进水和出水一致。

二、配制压裂液材料要求

2.1 每种入井材料必须有检测机构出具的样品检测合格报告；

各个组分符合入井的要求，是保证压裂液性能的一个必要条件。

2.2 备料量必须与设计相符。

室内实验严格按照配方配制，对其进行性能评价；现场压裂施工，条件复杂，必须按照压裂液配方配制压裂液，这是保障正常施工的前提。

三、配液用水的影响

3.1 水中如果含油，整个溶液在搅拌过程中，形成水包油的乳状液，胍胶加入后，形成三项混合，难以均匀。

3.2 水中有固体悬浮物，在胍胶溶解的过程中，胍胶粉末会以小颗粒为中心，迅速聚集，形成小球状。

3.3 水的矿化度过高，和地层水的离子形成沉淀，低渗透油藏储层具有孔喉细小、渗透率低、非均质性强、粘土矿物含量高、敏感性强等特点，极易造成压裂液与储层不配伍，导致压裂液和地层水结垢，粘土矿物膨胀

与运移，以及悬浮物堵塞渗流通道等，严重伤害储层。

3.4 细菌的影响：水中含有一定量的细菌，硫酸盐还原菌SRB、腐蚀菌TGB、铁细菌FEB、如果水存放的时间长，空气氧含量减少，有利于细菌的繁殖。配制压裂液时，会降低整个溶液的表观粘度，同时压裂液容易变质。

3.5 水的pH值的影响，HPG最佳的溶解pH值在6.5-7.5之间，偏酸，偏碱都不利于HPG的溶解，不能形成均匀的液体体系。

3.6 离子影响，配液水放置时间过长，水中 Fe^{3+} 超标，和粘土矿物发生离子交换，导致粘土矿物膨胀与运移，堵塞渗流通。

四、搅拌速度的影响

羟丙基瓜尔胶（HPG）极易溶与水形成包块，必须在一定的搅拌速度下，才能溶解。

配制0.35%的HPG溶液，500ml，从100r/min的速度开始，每次增加100r/min，溶液配置完成后，放置2小时熟化，测定溶液的粘度：具体情况如下表：

表1 不同搅拌速度下0.35%羟丙基瓜尔胶溶液的溶液状态

搅拌速度 r/min	HPG/g	蒸馏水/ml	搅拌时间/min	溶液情况	2小时后溶液粘度/mPa·s
100	1.75	500	10	速度低，胍胶无法溶解，全部飘在溶液的上面，形成块状	--
200	1.75	500	10	开始溶解少量胍胶，大部分飘在溶液的上面，形成块状	--
300	1.75	500	10	溶解胍胶量增加，溶液上的块状数量减少	--
400	1.75	500	10	溶液上的块状体积变小，数量增加	--
500	1.75	500	10	溶液中溶解的胍胶均匀，仍然存在很多小球，分散在溶液中	--
600	1.75	500	10	溶液中分散小球的数量有所降低	--
700	1.75	500	10	溶液中分散小球的数量存在很少	--
800	1.75	500	10	整个溶液体系均匀，搅拌棒上包裹部分的胍胶	35.4
900	1.75	500	10	整个溶液体系均匀，搅拌棒上包裹胍胶量变少	36
1000	1.75	500	10	整个溶液体系均匀，搅拌棒上没有包裹的胍胶	36.3
1100-3000	1.75	500	10	出现泡沫，体积为39-90ml	36.3

通过表1数据分析，100-800r/min时，HPG不能完全溶解，搅拌速度过低，HPG遇水迅速溶解膨胀，外围溶解的HPG会包裹内部的HPG粉末，从而形成小球，不能完全溶解。从900r/min开始溶解状况变好，到1000r/min时，整个溶液完全溶解。

随着搅拌速度的增加，空气进入溶液中，从而形成泡沫，泡沫的体积随着搅拌速度的增加而增加。根据实验数据分析最佳的搅拌速度为1000r/min。可以达到搅拌均匀的效果，又能降本增效。

五、各种试剂添加顺序

测定各种试剂的PH，羟丙基瓜尔胶HPG的PH：7.0，黏土稳定剂（TCB-3）的PH：6.0，杀菌剂的PH：9.0，助排剂（BZT-2）的PH：7.5，低温活化剂

（BM-1）的PH：13，根据各种试剂PH分为四类。弱酸性试剂（黏土稳定剂（TCB-3）、助排剂（BZT-2））、碱性试剂（杀菌剂、低温活化剂（BM-1））、HPG和pH调节剂。

在1000r/min按照压裂液配方测定了四组不同的添加顺序对于HPG的粘度影响。配置后，放置2小时熟化，测定溶液的粘度。按照胶联比：100：10。进行交联后，在100r/min，60℃下，测定耐温耐剪切能力。

通过实验，根据添加顺序1时，压裂液的表观粘度为32.8mPa·s；在添加顺序2时，助排剂是一种表面活性剂，在搅拌下，形成大量泡沫，不利于HPG的溶解，粘度和耐温耐剪切低。添加顺序3，加入的杀菌剂和引发剂导致整个溶液的pH偏碱性，不利用HPG的溶解。HPG

表2 不同加药顺序下0.35%羟丙基瓜尔胶溶液的溶液状态

添加顺序1	化工药品	搅拌时间/min	pH	添加顺序2	化工药品	搅拌时间/min	pH	添加顺序3	化工药品	搅拌时间/min	pH	添加顺序4	化工药品	搅拌时间/min	pH	
1	胍胶	10	7	1	粘土稳定剂	5	6.5	1	杀菌剂	5	7.5	1	胍胶	10	7	
2	粘土稳定剂	5	6.5		助排剂			2	胍胶			5	7.5	2	胍胶	5
	助排剂														引发剂	
3	杀菌剂	5	7.5	3	杀菌剂	5	7.5	3	粘土稳定剂	5	6.5	3	粘土稳定剂	5	6.5	
	引发剂								引发剂							
4	Na ₂ CO ₃	30	11	4	Na ₂ CO ₃	30	11	4	Na ₂ CO ₃		11	4	Na ₂ CO ₃	30	11	
液体的表观粘度 mPa·s		32.8		液体的表观粘度 mPa·s		31.5		液体的表观粘度 mPa·s		32.7		液体的表观粘度 mPa·s		33		
耐温耐剪切 mPa·s		210		耐温耐剪切 mPa·s		160		耐温耐剪切 mPa·s		180		耐温耐剪切 mPa·s		240		

的最佳pH为中性。首先添加HPG，保证在中性的水中充分溶解，根据添加顺序4的液体的表观粘度、耐温耐剪切数据分析，HPG溶解后，整体溶液偏碱性有利于整个冻胶的耐温耐剪切能力。

六、pH的影响

志丹采油厂的HPG压裂液的交联剂选择的是硼砂，硼砂交联的条件pH>8，以pH: 9~10最佳，适用与温度低于150℃油气压裂，测定配液用水：pH=7，整个压裂液的pH=11，需要降低整体溶液的pH。

配制不同浓度的Na₂CO₃压裂液，测定在地层温度下，耐温耐剪切能力。

在60℃时压裂液的表观粘度与Na₂CO₃浓度关系见图1。

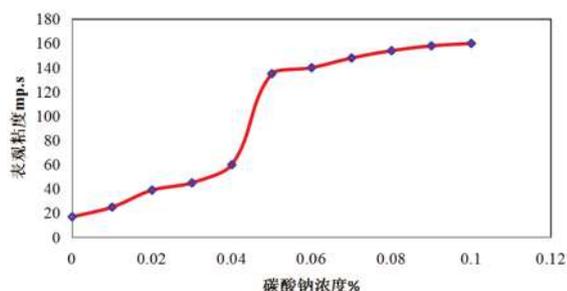


图1 Na₂CO₃浓度与耐温耐剪切的关系图

由图1可以整个趋势三段式变化：首先Na₂CO₃浓度为0~0.04%时，耐温耐剪切大幅度上升；Na₂CO₃浓度为0.04%~0.05%时，整体斜率最大，变化最快；Na₂CO₃浓度为0.05%时，表观粘度为135mPa·s；Na₂CO₃浓度为0.05~0.1%时，整体斜率变小，变化趋于缓慢。

由图1Na₂CO₃浓度为0.04%以上，符合压裂液的性能要求，0.04%表观粘度为60mPa·s，Na₂CO₃浓度为0.05%时，表观粘度为135mPa·s，Na₂CO₃浓度为0.1%时，表观粘度为160mPa·s。

过高的粘度导致压裂液在管道中摩阻大，将会大大

提升井口的压力，降低施工排量，甚至造成施工失败。同时粘度越大，破胶时间长，不易返排，裂缝一旦闭合，压裂液返排速度慢，不彻底，对油层的伤害性越大。

该采油厂地层敏感性为中等偏弱碱敏，碱性物质对其伤害性较弱，综合考虑建议长6储层Na₂CO浓度为0.05%。

七、结论

1、配液前后，保证环境的清洁，是配制合格液体的必备条件。

2、配液材料要确保质量合格，同时用量和设计相符。

3、在配制压裂液时，首先对配液用水进行检测。采用低矿化度、透明无杂质、无污染、pH值在6.5~7.5之间，备水周期3天以内的水源。

4、拌速度过低，HPG遇水迅速溶解膨胀，外围溶解的HPG会包裹内部的HPG粉末，从而形成小球。不能完全溶解。搅拌速度过高，会形成泡沫，不利于溶液的稳定，同时增加成本的投入；在1000r/min为最佳的搅拌速度。

5、常规压裂液建议在配液4h以后进行压裂施工；以保证在压裂液熟化，并且消除泡沫的影响。

6、按照采油厂配方，第一应该投入胍胶，其次是碱性溶液，再次是弱酸碱溶液、最后是pH调节剂。

7、根据压裂液的耐温耐剪切性能和地层敏感性，本厂pH调节剂的用量0.05%。

参考文献：

- [1]赵福麟.[油田化学]东营：中国石油大学出版社.2015：197-198
- [2]陈大均，陈馥.[油气田应用化学]北京：石油工业出版社.2017：156-157
- [3]唐洪彪.pH对羟丙基瓜尔胶压裂液性能影响研究[D].西南石油大学，2016.