

# 中低温水井清洁型凝胶压裂液设计与研究

冯建月, 王营超, 李小杰, 叶成明

(中国地质调查局水文地质环境地质调查中心, 河北保定 071051)

**摘要:**基岩水井压裂增水技术自研发以来取得较为良好的增产效果,但该技术目前仍存在适用性差、增产效果不确定等问题。基于压裂增水过程中流体流态和裂缝宽度影响因素分析的结果,确定了提高压裂液粘度是较为经济、有效的增产技术措施。开展了水井和中低温地热井清洁型凝胶压裂液配方的设计工作,进行了稠化剂、pH值调节剂、交联剂和破胶剂选配与性能实验,研发了适用于水井和中低温地热井(30~80℃)清洁型凝胶压裂液体系并开展现场试验。对凝胶压裂液配液应用难点与使用成本进行了分析,进一步补充完善了水井压裂增水技术在压裂液方向的研究。

**关键词:**基岩水井;中低温地热井;水力压裂;凝胶压裂液

**中图分类号:**P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2022)04-0104-07

## Design and research of clean gel fracturing fluid for medium and low temperature wells

FENG Jianyue, WANG Yingchao, LI Xiaojie, YE Chengming

(Center for Hydrogeology and Environmental Geology, CGS, Baoding Hebei 071051, China)

**Abstract:** Since bedrock water well fracturing technology was developed, it has achieved good stimulation effect, but there are still some problems such as poor adaptability and uncertainty in stimulation performance. Based on the analysis results of the factors influencing the fluid flow pattern and the fracture width in fracturing stimulation, it is determined that increasing the viscosity of fracturing fluid is a more economic and effective stimulation technical measure. The design of clean gel fracturing fluid formulations for water wells and middle and low temperature geothermal wells has been carried out; and the thickener, pH regulator, crosslinking agent and gel breaker have been selected and tested. A clean gel fracturing fluid system suitable for water wells and medium and low temperature geothermal wells (30 to 80°C) has been developed and field tested. Analysis is conducted of the application difficulties and cost of gel fracturing fluid, which supplements the research on fracturing technology for water well fracturing stimulation.

**Key words:** bedrock water well; geothermal well; hydraulic fracturing; gel fracturing fluid

## 0 引言

基岩水井压裂增水技术是借鉴油气资源开采水力压裂装备与工艺,专门针对基岩水井、地热井出水量不足情况研发的一种小型压裂技术。其原理是通过向含水层注入超过其弹性存储能力的流

体量,使岩石孔隙发生流体饱和、弹性扩张直至断裂形成裂缝,从而提高含水层的孔隙度和渗透性,达到水井增产的目的<sup>[1-2]</sup>。该技术自2010年研发以来已在120余眼水井、卤水井和地热井增产试验中应用<sup>[3-6]</sup>,根据统计平均增产效率为60%左右,见表1。

**收稿日期:**2021-06-29; **修回日期:**2022-02-25 **DOI:**10.12143/j.ztgc.2022.04.016

**基金项目:**国家重点研发计划项目“地下饮用水源快速探测与开采技术”(编号:2018YFC1508703)

**作者简介:**冯建月,男,汉族,1987年生,工程师,地质工程专业,硕士,主要从事水文地质钻探技术研究工作,河北省保定市七一中路1305号,3136718529@qq.com。

**引用格式:**冯建月,王营超,李小杰,等.中低温水井清洁型凝胶压裂液设计与研究[J].钻探工程,2022,49(4):104-110.

FENG Jianyue, WANG Yingchao, LI Xiaojie, et al. Design and research of clean gel fracturing fluid for medium and low temperature wells[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(4): 104-110.

表1 基岩水井水力压裂增水技术应用效果

Table 1 Application results of fracturing stimulation for bedrock water wells

序号	应用地点	地层岩性	压裂前水量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ )	压裂后水量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ )	水量增加/ %	类型
1	河北唐县	片麻岩	0.26	2.60	900.00	供水井
2	山东临朐	灰岩	8.60	13.03	51.50	供水井
3	北京昌平	花岗岩	1.84	4.86	164.10	供水井
4	河北顺平	灰岩	8.90	20.23	127.30	供水井
5	河南牛山	安山岩	10.00	31.00	210.00	地热井
6	贵州安龙	白云岩	2.10	9.48	351.00	地热井
7	浙江余杭	花岗岩	13.03	17.91	37.45	地热井
8	青海冷湖	白云岩	17.50	59.26	238.00	卤水井

基岩水井压裂增水技术目前仍存在施工成本较高、适用性差、应用效果具有不确定性等问题,需进一步完善改进。在水井压裂工艺中,除了复杂的压裂方法和昂贵的设备外<sup>[7]</sup>,压裂液也起着决定性作用。目前水井压裂均采用清水作压裂液,优点是无污染、对含水层的伤害小、易返排且不需要配液装置;缺点是由于清水的携砂能力差,不能作为携带支撑剂的基液,不适合塑性岩层压裂,此外较低的粘度也会降低压裂液的造缝能力,严重影响了储层改造效果。

基岩地下水的蓄水构造与含水裂隙主要赋存于碳酸盐岩、碎屑岩、岩浆岩、变质岩类和少量水敏性地层中,要求压裂液应具有高粘、低滤失、易返排等性能。因主要用于投资较少的水井和地热井等取水工程中,首先要求压裂液材料清洁环保、不污染地下水 and 有一定抗温能力,其次压裂液应具备取材方便、低成本、便于使用等特点。

水井、地热井压裂增水一般采用水基压裂液体系。其中,VES清洁压裂液(粘弹性表面活性剂压裂液)的“清洁”是指自身由表面活性剂的水溶液组成,无固相成分,对裂缝附近地层没有残渣伤害<sup>[8-10]</sup>,水基泡沫压裂液也需要使用季铵盐及各类表面活性剂作为发泡剂,因此如使用这2种压裂液,其中加入的大量表面活性剂组分必然会造成地下水的污染。植物凝胶压裂液体系因其自身较为环保、粘度高且性能较为稳定,适合作为水井、地热井储层改造的压裂液材料<sup>[11]</sup>。

基于上述问题,开展了水井水基清洁型凝胶压裂液设计研究,探索出了适合水井、地热井压裂增水

用的清洁压裂液材料,该压裂液具有环保、成本低、性能良好等特点,可为水井水力压裂专用压裂液配方设计及应用提供一定的参考。

### 1 压裂效果影响因素分析

在裂缝起裂研究中,压裂会改变地层流体流入井中的流动状态(假设地层均质,流体不可压缩)。当井为圆柱形井筒,为径向流模式,流体进入井口为放射状。然而,当井和裂缝系统结合后,流动模式变为线性流,地层流体会先流入裂缝,再从裂缝进入井中,见图1、图2。因此,压裂施工完成后,裂缝应具有有一定宽度且渗透率应足够大,裂缝渗透率值应大于基岩渗透率几个数量级,形成优势通道以消除径向流模式,才能取得良好的压裂效果<sup>[12]</sup>。

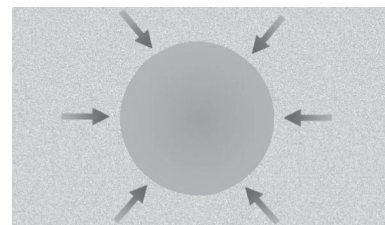


图1 地层流体径向流入非压裂井

Fig.1 Radial flow of formation fluid into the unfractured well

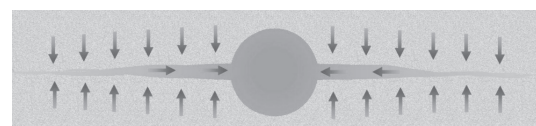


图2 地层流体线性流入裂缝再线性流入井筒

Fig.2 The formation fluid flows linearly into the fracture and then linearly into the wellbore

裂缝宽度( $W$ )的简化表达式(Geertsma和de Klerk)<sup>[13]</sup>如下:

$$W = C \sqrt[4]{\left(\frac{Q\mu R}{E}\right)}$$

式中: $Q$ ——泵入速率; $E$ ——岩石的杨氏模量; $\mu$ ——压裂液粘度; $R$ ——裂缝延伸距离。

上式表明,影响缝宽数值大小的是上述4个变量的4次方根的函数,因此每个变量的变化必须很大才会影响裂缝宽度。而泵注速率和裂缝延伸距离一般只能改变大约10倍,因此可产生影响较小;杨氏模量是地层岩石的固有属性;而高粘度的压裂液的粘度性能比水的粘度高几十到几百倍,因此可产生的裂缝宽度比清水高3~5倍,从而证明粘度是最重要的变量<sup>[14]</sup>。

水基植物凝胶压裂液多以植物胶或其化学衍生物为稠化剂,再添加其它化学添加剂配制成的多功能高粘体系<sup>[15]</sup>。其主要成分是半乳甘露聚糖,可与多种离子交联形成粘弹性冻胶,具有较好的携砂性能、滤失控制性能和流变控制特性,具有造缝能力强、携砂性能好、对储层伤害小等优点,满足水井、地热井增产的需求。因此开展水井专用的高粘度的压裂液配方设计对提高增产效果有重要的意义。

## 2 压裂液设计及性能试验

实验材料:瓜尔胶粉、田菁胶粉、黄原胶粉为食品级,过硫酸铵[APS,  $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ ]、氢氧化钠(NaOH)为分析纯,羟基丙基瓜尔胶(HPG)、羧甲基羟基丙基瓜尔胶(CMHPG)、有机硼交联剂JL-B4为工业品。

实验仪器:Brookfield35TM粘度计(美国博勒飞);DF101S集热式磁力搅拌仪;密度计;PB-10pH计;HH-1型恒温水浴锅;BSA2202S电子天平(德国赛多利斯)。

压裂液试样制备及性能测定方法参考《水基压裂液性能评价方法》(SY/T 5107-2016)。

### 2.1 稠化剂选配

稠化剂是压裂液的主要成分,目的是提高水溶液的粘度。对于人畜饮用的水井压裂液稠化剂可选用食品级天然植物胶粉,用于发电、采暖、灌溉等用途的中低温地热井稠化剂可选用综合性能更好、成本低的植物胶化学衍生物。本次实验选择了瓜尔胶粉、田菁胶粉、黄原胶粉3种食品级植物胶以及瓜尔

胶化学衍生物羟基丙基瓜尔胶(HPG)和羧甲基羟基丙基瓜尔胶(CMHPG)作为稠化剂,测试其实际的增稠性能和抗温性能。

在2000 r/min搅拌速度下,向一定量的水中缓慢加入不同量稠化剂(通过调研稠化剂加量一般为0.24%~0.96%之间,全文加量均为按水溶液质量的质量百分数),搅拌均匀。在室温20℃和80℃恒温水浴中溶胀2 h即得基液。使用粘度计测定转速为100 r/min(剪切速率为170 s<sup>-1</sup>)时的粘度,读数乘以3,即为基液粘度,实验测得的不同温度及不同稠化剂基液的粘度性能结果见表2。

表2 稠化剂粘度性能实验结果  
Table 2 Experimental results of viscosity performance of the thickener

序号	植物凝胶粉	加量/%	粘度/(mPa·s)	
			20℃	80℃
1	瓜尔胶粉	0.3	42.0	21.5
		0.7	81.6	54.5
2	田菁胶粉	0.3	36.9	17.3
		0.7	75.5	41.7
3	黄原胶粉	0.3	25.0	15.3
		0.7	55.8	31.0
4	HPG	0.3	48.1	39.3
		0.7	91.0	76.8
5	CMHPG	0.3	40.5	26.3
		0.7	85.0	55.2

实验表明,各种植物胶粉及化学衍生物都具有良好的增稠性能,都可以挑挂形成冻胶,且随着加量的增大,粘度也随之增大。改性植物胶在常温和高温条件下整体性能优于天然胶;瓜尔胶在常温条件下粘度性能好于田菁胶和黄原胶;HPG在常温和80℃情况下粘度性能均优于CMHPG和其他天然胶,表现出一定的耐温性能,但在高温下粘度衰减较大。因此,通过对比实验,水井可选用天然瓜尔胶作为稠化剂,地热井可选用HPG作为稠化剂。

### 2.2 pH值调节剂

pH值对压裂液性能影响很大。植物胶在较酸性环境下时容易发生降解和腐败,在高温时降解更加严重,且一般植物凝胶只能在碱性条件下发生交联。常用的碱性pH值调节剂主要为Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>、NaHCO<sub>3</sub>和NaOH。其中NaHCO<sub>3</sub>的pH调节范围较窄,

一般为7.5~8.5, pH值 $>10$ 时常用NaOH作为调节剂。选用等量不同pH值调节剂,因使用等量情况下NaOH调节能力最强,所以选择NaOH作为pH值调节剂,加量一般为0.01%~0.015%。

NaOH也是一种防腐剂,在适当加量条件下可抑制压裂液的细菌繁殖,因此调节压裂液的pH值在合理的范围内,既利于提高胶液的交联效果,又能抑制胶液的腐败变质。

### 2.3 交联性能实验

水基压裂液用交联剂主要有硼酸盐和金属铋、铝、钛、锆等有机金属交联剂。有机钛、有机锆等交联剂耐温、耐剪切性能好,但大多数有毒,对地下水资源会有不同程度的污染损害。硼酸或硼酸盐做交联剂对胶液剪切不敏感且具有价廉、清洁、无毒等优点,缺点是耐温性能差(一般耐温 $<60\text{ }^{\circ}\text{C}$ )。目前国内开展压裂增水技术以30~80 $^{\circ}\text{C}$ 中低温地热井为主,因此交联剂选择需要考虑一定的耐温性<sup>[16]</sup>。国内外对于中低温压裂液都选用耐温耐剪切性能好的有机硼交联剂,有机硼交联剂相较于硼酸盐交联性能方面提升显著,一般在120 $^{\circ}\text{C}$ 以上的高温下交联凝胶才会降解。

本次实验选用了有机硼交联剂JL-B4,该产品推荐用量一般0.2%~0.4%,耐温能力为130 $^{\circ}\text{C}$ 左右,该交联剂对碱性环境要求较低。可满足常规水井、中低温地热井压裂液性能需求,其技术指标见表3。

表3 有机硼交联剂JL-B4技术指标

Table 3 Technical indexes of the organic boron crosslinking agent JL-B4

项目	指标
外观	均一液体
密度/( $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ )	$\geq 1.00$
水溶性	与水互溶
交联性能	能形成均匀可挑挂凝胶体
交联时间/min	$\geq 1.0$
耐温性(170 $\text{s}^{-1}$ , 1.5 h)/ $^{\circ}\text{C}$	130
表观粘度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	$\geq 80$

按照压裂液标准配置基液,使用NaOH调节pH值在7.5~8.0之间,再加入0.2%的交联剂,搅拌直至形成能挑挂的均匀冻胶,测量交联液2 h后不同温度条件下粘度性能,见表4。

表4 稠化剂交联实验粘度性能  
Table 4 Experimental viscosity properties of the thickener with the crosslinking agent

序号	稠化剂	交联剂	稠化剂浓/ %	交联剂浓度/ %	粘度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	
					20 $^{\circ}\text{C}$	80 $^{\circ}\text{C}$
1	瓜尔胶粉	JL-B4	0.3	0.2	81.1	60.6
2	田菁胶粉	JL-B4	0.3	0.2	69.3	33.6
3	黄原胶粉	JL-B4	0.3	0.2	67.2	30.2
4	HPG	JL-B4	0.3	0.2	93.5	70.9
5	CMHPG	JL-B4	0.3	0.2	83.0	65.9

实验结果表明:使用交联剂后随着搅拌时间的延长粘度逐渐增高,至7 min时变成凝胶,10 min时胶液粘度增到最大值,2 h内粘度性能较为稳定。此外交联后的压裂液的粘度大幅度提高且热稳定性增强,在80 $^{\circ}\text{C}$ 条件下交联效果最好的是HPG,常温条件下天然胶交联效果最好的是瓜尔胶,并证明了所选用交联剂对稠化剂粘度性能和耐温性能有明显改善。

### 2.4 破胶性能实验

破胶性能是利用破胶剂把交联冻胶分解成小分子,降低粘度,利于返排和降低压裂液对地层的伤害。升高温度和降低稠化剂、交联剂浓度会增强其破胶性能,如低浓度压裂液配方就会具有易破胶和低残渣性能。过硫酸胺(APS)是一种常用有效的破胶剂,具有一定的耐温性且用量较小,通过优化加量(一般在0.01%~0.05%)可调节体系的破胶时间与残渣含量。

选取以下4个配方进行破胶性能试验,设置表观粘度 $<10\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时即视为破胶。

1号配方:500 mL水+0.3% HPG+0.1% NaOH+0.2% JL-B4+0.03% APS,实验温度80 $^{\circ}\text{C}$ ;

2号配方:500 mL水+0.9% HPG+0.1% NaOH+0.2% JL-B4+0.03% APS,实验温度80 $^{\circ}\text{C}$ ;

3号配方:500 mL水+0.3% 瓜尔胶+0.1% NaOH+0.2% JL-B4+0.03% APS,实验温度20 $^{\circ}\text{C}$ ;

4号配方:500 mL水+0.9% 瓜尔胶+0.1% NaOH+0.2% JL-B4+0.03% APS,实验温度20 $^{\circ}\text{C}$ 。

破胶性能实验曲线见图3。

实验表明,胶液的破胶速率在各时间段的粘度度呈现由缓至快的下降趋势,交联液在2 h左右,粘

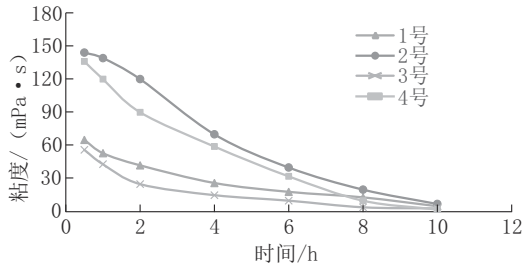


图3 各配方破胶实验流变性能曲线

Fig.3 Rheological property curves of each formula in gel breaking test

度快速降低;至4 h后随着时间的延长胶液粘度降趋缓;到10 h时全部配方胶液粘度降至10 mPa·s内。温度对压裂液破胶有一定促进提前作用,80℃条件下,2种配方均在0.5 h左右就快速下降。此外优化破胶剂加量可加快破胶速度,且加量越大,破胶速度越快,可降低残胶对裂缝和储层的伤害。

### 2.5 压裂液配方及性能

以水作为溶液,并根据具体工况相应加入稠化剂、交联剂、破胶剂和pH值调节剂,实验确定基岩水井水力压裂增水技术的压裂液配方:

1号(水井):水+(0.3%~0.9%)瓜尔胶+(0.01%~0.02%)NaOH+(0.2%~0.4%)JL-B4+(0.01%~0.05%)APS。

整体性能为:密度1.05~1.20 g/cm<sup>3</sup>,20℃条件下表观粘度≥65 mPa·s,pH值7.5~8.5,交联时间20~70 s,破胶时间2~8 h,适用常温情况下。

2号(中低温地热井):水+(0.3%~0.9%)HPG+(0.01%~0.02%)NaOH+(0.2%~0.4%)JL-B4+(0.01%~0.05%)APS。

整体性能为:密度1.05~1.20 g/cm<sup>3</sup>,20℃条件下表观粘度≥56 mPa·s,20℃条件下表观粘度≥70.9 mPa·s,pH值7.5~8.5,交联时间20~70 s,80℃条件下破胶时间2~6 h,适用温度<80℃。

### 3 现场试验

在浙江杭州某地热井内开展了压裂试验。该地热井深1488 m,井口水温37.50℃,第一试验压裂段100~790 m,该段地层为钾长花岗岩、花岗闪长岩。水力压裂使用JC400型压裂车(最大泵排量100 m<sup>3</sup>/h,最高泵压力40 MPa),采用双座封压裂工艺,现场使用的压裂液为清水与凝胶压裂液。

凝胶压裂液配方:水+0.5% HPG+0.015% NaOH+0.3% JL-B4+0.03% APS。现场温度17℃条件下,胶液实测性能:密度1.13 g/cm<sup>3</sup>,pH值8.1,表观粘度(配制2 h后)77.4 mPa·s,破胶时间10~12 h。

泵注程序:先以小排量(30 m<sup>3</sup>/h左右)将清水压入作业井内,同时监测压裂泵控制台参数,记录转速、泵排量、瞬时泵压等参数的变化情况。正常情况下连续开泵工作0.5 h,当系统压力稳定且压力值无变化时,再逐步增大供水量连续供水压裂作业。现场凝胶液采用小型搅拌装置进行配液,搅拌均匀后倒入泥浆池,一次性挤入地层中,共计注入压裂液179.70 m<sup>3</sup>。第1压裂段泵排量、压力与时间变化关系见图4。

初始压裂时,压裂泵的转速在1200 r/min的工况下对应的泵排量为34.01 m<sup>3</sup>/h、泵压力8.6 MPa。经逐步调大排量持续作业165 min,期间累计注入清

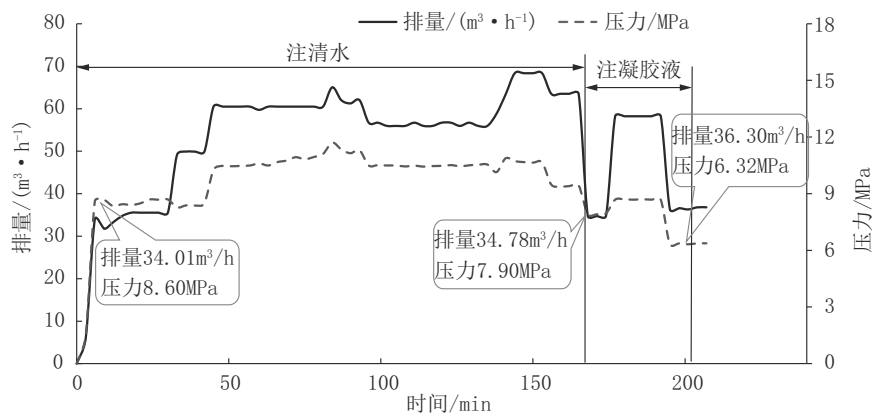


图4 第1压裂段泵排量、压力与时间变化关系曲线

Fig.4 Relationship curves between pump volume, pressure and time in the first fracturing section

水 149.51 m<sup>3</sup>,最大泵排量 73.36 m<sup>3</sup>/h,最大泵压力 11.34 MPa。后调整压裂泵转速至 1200 r/min,对应排量升至 34.78 m<sup>3</sup>/h、压力降至 7.90 MPa,期间压力降低值为 0.7 MPa。证明压入地层的清水遇有裂隙构造,经水力压裂剪切疏通,扩展了地层的裂隙通道,致地应力降低,流体阻力变小,压裂增水有效。

其后注入凝胶压裂液,持续作业 40 min,累计注入凝胶压裂液 30.19 m<sup>3</sup>,期间最大泵排量 58.23 m<sup>3</sup>/h,最大泵压力 8.68 Pa。本段结束后调整压裂泵转速至 1200 r/min,对应的排量升至 36.30 m<sup>3</sup>/h、压力降至 6.32 MPa,期间压力降低值为 1.58 MPa。使用胶液在相同泵转速、低排量、小注入量工况下,比清水压裂排量增加和压力降低幅度更大,证实裂隙通道被高粘胶液高压剪切疏通后地层阻力大幅降低,胶液对地层裂隙的伤害程度更高,可形成缝隙更宽的导水通道。其后该井经 2 个段次的压裂作业。水量由 312.74 m<sup>3</sup>/d 增至 430 m<sup>3</sup>/d,增产 37.51%,达到了预期增产目的,证明使用高粘度的压裂液体系较清水压裂效率更高,可满足地热井增产的需求,并具有一定的实际应用价值。

#### 4 注意事项及前景分析

水井使用凝胶压裂液注入量一般在 30~200 m<sup>3</sup> 左右,基岩水井水力压裂工程不可能配置大型的配液与搅拌的配液罐与设备,需采用分批次搅拌配液的方式,可采用小型搅拌装置进行配液,搅拌均匀后倒入大容量的泥浆池或储存罐内,再依次重复配置储满,最后使用压裂泵挤入地层中。如气温 < 10 °C,为了使稠化剂充分水化,还需要将抽取的水源进行加热,通常要加热到 10~20 °C,以满足作业要求,在此期间凝胶液容易受到细菌作用而降解,需要加入杀菌剂。此外瓜尔胶溶液的储存期限最多为 2 d,需在胶液失效前使用。各添加剂加量需根据现场实际工况确定。如稠化剂加量越大则粘度越高,会相应增加搅拌时间。不同地质条件、井孔状况、温度条件、现场设备和人员素质都会影响压裂液各组分加量及整体性能。因此需要根据设计要求和实际状况,使用现场水源和采购的添加剂做小样实验,以便获得更为真实准确的施工参数与性能指标。

由于基岩地层的非均质性,使得地下水的埋藏、分布和运移过程变得相当复杂,往往在经过大量水文地质调查、物探等工作,认为从区域蓄水构造、补

给条件等具备良好的供水条件,但是,钻出的水井、地热井出水量却远达不到预期目标,甚至会出现因出水量过小而报废情况。水力压裂技术为解决水井出水量不足提供了一种新的技术手段,而水井压裂主要问题就是解决压裂使用成本与增产效率之间的关系。通过理论分析与现场试验,水井压裂从压裂液方向进行突破,改变目前以清水压裂为主的技术现状是较为经济且高效的途径。

通过开展理论分析、室内研究和现场试验,凝胶压裂液体系配方简洁、易于配制,综合使用成本低,具有清洁环保、性能稳定和增产效率高等特点,适用于水井、中低温地热井的压裂增产实践。对水量不足的水井、地热井,可有效提高单井产量,提高了地下水 and 地热资源的开发利用,在满足水井和地热井储层改造方面有较大潜力,具有广阔的应用前景<sup>[17]</sup>。

#### 5 结论

(1)研发了适用于水井和中低温地热井(30~80 °C)清洁型凝胶压裂液体系,该压裂液具有清洁环保、成本低、配方简洁、具有一定耐温性和增产效率高等特点,进一步补充完善了水井压裂增水技术在压裂液材料方向的研究。

(2)提高水井压裂增水效果目前主要依靠 2 种方式,一是采用大功率压裂泵,提高液体的泵注速率;二是提高压裂液体系的粘度,通过理论分析,采用高粘度的压裂液对增产效果更好。

(3)技术实施方需要综合考量与平衡环保要求、经济成本和增产效果三者关系,达到创新技术、提质增效的目标。

(4)通过现场试验,凝胶压裂液体系在满足水井和地热井储层改造方面有较大潜力,有较好的应用前景。

#### 参考文献(References):

- [1] 王利,孟兵兵,曹运兴,等.水力压裂体积张开度模型体积张开[J].岩石力学与工程学报,2020,39(5):887-898.  
WANG Li, MENG Bingbing, CAO Yunxing, et al. A volumetric opening model of hydraulic fracturing[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2020, 39(5): 887-898.
- [2] 朱磊.水井水力压裂配方研究[D].北京:中国地质大学(北京),2018.  
ZHU Lei. Study on the fluid formulation of hydraulic fracturing

- in water well [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2018.
- [3] 李炳平,何计彬,康志鸿.基岩水井压裂增水机理分析探矿工程[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(1):61-65.  
LI Bingping, HE Jibin, KANG Zhihong. Analysis on the mechanism of water increase by fracturing in bedrock well[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(1):61-65.
- [4] 李小杰,叶成明,李炳平,等.基岩水井水力压裂专用压裂液试验研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(10):234-237.  
LI Xiaojie, YE Chengming, LI Bingping, et al. Research on hydraulic fracturing fluid in bedrock water well[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(10): 234-237.
- [5] 李小杰,叶成明,李炳平,等.水力压裂增水技术在青海卤盐矿开采中的试验[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(11): 12-14.  
LI Xiaojie, YE Chengming, LI Bingping, et al. Experiment of hydraulic fracturing water increase technology applied to exploitation of potash salt mine in Qinghai[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2015, 42(11):12-14.
- [6] 申云飞,卢玮,陈莹,等.水力压裂技术在豫西基岩地热井增产中的应用研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(10): 253-256.  
SHEN Yunfei, LU Wei, CHENG Ying, et al. Application research on hydraulic fracturing technology for bedrock geothermal yield increasing in western Henan[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(10):253-256.
- [7] 全少凯,高德利.水力压裂基础研究进展及发展建议[J].石油钻采工艺,2019,41(1):101-115.  
TONG Shaokai, GAO Deli. Basic research progress and development suggestions on hydraulic fracturing [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(1):101-115.
- [8] 赵健,申金伟,鲍文辉.VES-YF 清洁压裂液的构筑及适用性研究[J].石油化工高等学校学报,2019,32(3):65-70.  
ZHAO Jian, SHEN Jinwei, BAO Wenhui. Construction and applicability of VES-YF clean fracturing fluid[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2019, 32(3):65-70.
- [9] 吴亚,赵攀,李凡,等.改性瓜胶压裂液的制备及性能研究应用化工[J].应用化工,2015,44(4):636-639.  
WU Ya, ZHAO Pan, LI Fan, et al. Study on preparation and properties of modified guar-based fracturing fluids [J]. Applied Chemical Industry, 2015, 44(4):636-639.
- [10] 戴鲲.粘弹性表面活性剂压裂液研究与应用[D].长春:吉林大学,2005.  
DAI Kun. Study and application of viscoelastic surfactant fracturing fluids[D]. Changchun: Jilin University, 2005.
- [11] 王晓康.水基清洁压裂液的制备及性能研究[D].兰州:兰州理工大学,2008.  
WANG Xiaokang. Preparation of water-based clean fracturing fluid system and study of the performance [D]. Lanzhou: Lanzhou University of Technology, 2008.
- [12] 郭兴,张建忠,孙晓,等.纤维对高导流裂缝压裂影响的实验研究[J].钻探工程,2021,48(10):13-20.  
GUO Xing, ZHANG Jianzhong, SUN Xiao, et al. Effect of fiber on fracturing of high conductivity fractures [J]. Drilling Engineering, 2021, 48(10):13-20.
- [13] Erle C.Donaldson, Waqi Alam, Nasrin Begum, 等.水力压裂解释-评估、实施和挑战[M].北京:石油工业出版社,2017: 37-40.  
Erle C.Donaldson, Waqi Alam, Nasrin Begum, et al. Hydraulic Fracturing Explained Evaluation, Implementation and Challenges[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017:37-40.
- [14] 邵长跃,潘鹏志,赵德才,等.流量对水力压裂破裂压力和增压率的影响研究[J].岩土力学,2020,41(7):2411-2421,2484.  
SHAO Changyue, PAN Pengzhi, ZHAO Decai, et al. Effect of pumping rate on hydraulic fracturing breakdown pressure and pressurization rate[J]. Rock and Soil Mechanics, 2020, 41(7): 2411-2421,2484.
- [15] 庄照锋,张士诚,张劲,等.硼交联羟丙基瓜尔胶压裂液回收再用可行性研究[J].油田化学,2006,23(2):120-123.  
ZHUANG Zhaofeng, ZHANG Shicheng, ZHANG Jin, et al. Feasibility of reusing Boron/Hydroxypropyl guar gelled fracturing fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2006, 23(2):120-123.
- [16] 严芳芳.有机锆交联聚合物和羟丙基瓜胶压裂液及流变动力学研究[D].上海:华东理工大学,2014.  
YAN Fangfang. Study on organic zirconium crosslinked polymer and hydroxypropyl guar fracturing fluids and their rheokinetics [D]. Shanghai: East China University of Science and Technology, 2014.
- [17] 刘畅,冉恒谦,许洁.干热岩耐高温钻井液的研究进展与发展趋势[J].钻探工程,2021,48(2):8-15.  
LIU Chang, RAN Hengqian, XU Jie. Research progress and development trend of high-temperature drilling fluid in hot dry rock[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(2):8-15.

(编辑 李艺)