

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021014

引用格式: 周建平, 杨战伟, 徐敏杰, 等. 工业氯化钙加重胍胶压裂液体系研究与现场试验 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(2): 96-101.

ZHOU Jianping, YANG Zhanwei, XU Minjie, et al. Research and field tests of weighted fracturing fluids with industrial calcium chloride and guar gum [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(2): 96-101.

工业氯化钙加重胍胶压裂液体系研究与现场试验

周建平¹, 杨战伟², 徐敏杰², 王丽伟², 姚茂堂³, 高莹²

(1. 中国石油塔里木油田分公司工程技术部, 新疆库尔勒 841000; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中国石油塔里木油田分公司油气工程研究院, 新疆库尔勒 841000)

摘要: 为了解决现有加重压裂液体系成本高及加重密度低等问题, 采用工业氯化钙作为加重剂, 研发了一种低成本加重压裂液技术。在分析硼交联剂在氯化钙胍胶基液中交联受阻机理的基础上, 制备了耐高浓度氯化钙溶液的交联剂, 可在低 pH 值环境下使高浓度氯化钙溶液和胍胶基液形成交联冻胶。工业氯化钙加重胍胶压裂液具有加重密度高、基液黏度低和耐温耐剪切性能良好等特点, 在温度 140 °C、剪切速率 100 s⁻¹ 条件下剪切 2 h 后, 冻胶黏度大于 100 mPa·s。现场试验表明, 超深井采用氯化钙加重胍胶压裂液进行压裂施工, 施工压力可降低 10~15 MPa。研究表明, 氯化钙加重胍胶压裂液性能可靠, 能够降低超深高应力储层改造施工压力, 提高压裂效果, 具有现场推广应用价值。

关键词: 加重压裂液; 工业氯化钙; 胍胶; 交联剂; 现场试验

中图分类号: TE357.1⁺2

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)02-0096-06

Research and Field Tests of Weighted Fracturing Fluids with Industrial Calcium Chloride and Guar Gum

ZHOU Jianping¹, YANG Zhanwei², XU Minjie², WANG Liwei², YAO Maotang³, GAO Ying²

(1. Engineering Technology Department, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 100083, China; 3. Research Institute of Petroleum Engineering, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China)

Abstract: To solve the problem of high cost and low weighting density in existing weighted fracturing fluid systems, a low-cost technology for weighting the fracturing fluid with industrial calcium chloride was developed. After analyzing the blocking mechanism of boron crosslinking agent in calcium chloride and guar gum base solution, a high-concentration calcium chloride-resistant crosslinker solution was developed. It has the advantage of being able to form crosslinked gel at low pH with high-concentration calcium chloride solution and guar gum base fluid. The industrial calcium chloride weighted guar gum fracturing fluid is characterized by its high weighting density, low base fluid viscosity, strong temperature and shear resistance. After the shearing at 140 °C and with a shearing rate of 100 s⁻¹ for two hours, the gel viscosity was greater than 100 mPa·s. Field tests indicated that the operating pressure can be reduced by 10–15 MPa in ultra-deep wells by using the weighted fracturing fluid with calcium chloride and guar gum. The results showed that fracturing fluid has reliable performance, and could reduce the operational pressure in ultra deep and high stress reservoir reconstructions, and thereby improve the fracturing effect, which has the value of field popularization and application.

Key words: weighted fracturing fluid; industrial calcium chloride; guar gum; crosslinker; field test

近年来, 深层及超深层已成为全球石油与天然气重要勘探领域之一^[1-3]。超深油气藏低品质储层占比也越来越高, 必须进行改造才能得到较高产量^[4-6]。深层油气“三超”特征明显^[7-9], 改造井施工

收稿日期: 2020-04-05; 改回日期: 2021-01-24。

作者简介: 周建平 (1981—), 男, 四川泸州人, 2005年毕业于西南石油学院石油工程专业, 2008年获西南石油大学油气井工程专业硕士学位, 2017年获西南石油大学油气田开发工程专业博士学位, 高级工程师, 现主要从事试油完井技术及其管理工作。E-mail: zhoujp-tlm@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“储层改造关键技术及装备”(编号: 2016ZX05023)及中国石油天然气股份有限公司科技重大专项“超深高温高压气井井完整性及储层改造技术研究与应” (编号: 2018E-1809) 部分研究内容。

压力高, 作业风险高。加重压裂液技术是压开高破裂压力储层、降低施工压力最直接有效的方法^[10-12]。目前, 氯化钠、氯化钾加重压裂液技术较为成熟^[13-14], 但二者加重效率低, 密度最高为 1.15 kg/L。用溴化钠盐水配制加重压裂液^[15-16], 加重效率高, 密度最高为 1.50 kg/L, 但价格昂贵, 每立方米压裂液综合成本达万元以上。也有文献报道以甲酸盐为加重剂^[17], 但存在甲酸钠配液困难、甲酸钾成本高等问题。以硝酸钠为加重剂^[18-19], 加重效率和使用成本适中, 密度可达 1.30 kg/L, 但硝酸盐腐蚀性强, 存在安全环保问题, 已经禁止使用。部分学者研究采用纳米硫酸钡来提高压裂液密度, 但原料来源少, 成本非常高; 还有学者研究采用聚丙烯酰胺作为加重压裂液的稠化剂, 不使用常规的金属交联剂, 利用聚丙烯酰胺在高浓度盐水中缔合形成冻胶, 实现压裂液的携砂功能^[20-21]。

氯化钙、溴化钙可以显著提高配液水的密度, 常用于配制高密度的压井液及修井液, 尤其是工业氯化钙来源广、价格低, 得到了广泛应用; 胍胶是常规储层改造压裂液常用的稠化剂。尽管二者在石油工业中已经使用多年, 但未见文献报道用高浓度氯化钙溶液来配制加重胍胶压裂液, 也无文献报道如何形成和使用含有高浓度氯化钙的加重压裂液技术。目前, 常用的硼-胍胶交联技术无法实现高浓度氯化钙溶液与胍胶溶液之间的交联, 因此, 亟需研发以工业氯化钙作为加重剂的交联冻胶加

重压裂液技术。为此, 笔者以优质工业氯化钙为加重剂, 研发了耐高温硼铝交联剂, 优化了各种添加剂的使用方法和加量, 形成了耐高温的氯化钙加重胍胶压裂液技术; 现场试验验证了该加重压裂液技术的可靠性, 为超深高应力致密储层改造提供了技术手段。

1 氯化钙加重胍胶压裂液研发

1.1 氯化钙加重压裂液研发思路

氯化钙易溶于水, 0 ℃ 下的溶解度为 59.5 g; 20 ℃ 下的溶解度为 74.5 g; 30 ℃ 下的溶解度为 100.0 g, 很容易形成高密度的氯化钙溶液。25 ℃ 下, 质量分数 35% 的 CaCl_2 水溶液的密度为 1.35 kg/L, 凝固点为 -10 ℃; 质量分数 31% 的 CaCl_2 水溶液的密度为 1.30 kg/L, 凝固点为 -41 ℃。考虑压裂施工地层的温度范围, 选择用质量分数为 31%~35% 的 CaCl_2 水溶液配制压裂液, 以保证压裂液的密度大于 1.30 kg/L。

碱性条件下, 高浓度氯化钙溶液与胍胶基液可自动形成冻胶; 随着碱性进一步增强, 在动态条件下, 钙离子交联的胍胶冻胶会把碱性物质包裹起来, 难以再把碱性物质均匀分散于冻胶中获得其耐高温的性能, 其过程如图 1 所示。为此, 需要研发一种能够在中性条件下将氯化钙溶液和胍胶基液交联形成耐高温、耐剪切冻胶的交联剂。

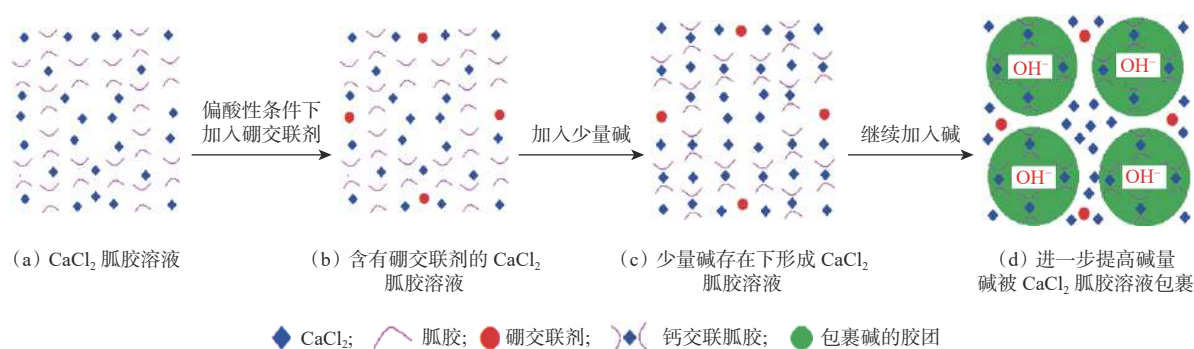


图 1 硼交联剂交联氯化钙胍胶溶液受阻过程示意图

Fig.1 Blocking process of cross-linking of boron crosslinker in calcium chloride and guar gum solution

1.2 氯化钙加重压裂液的技术难点

目前, 压裂施工时广泛应用硼交联胍胶压裂液体系, 但要求配液用水中的钙、镁离子浓度低。使用高浓度氯化钙水溶液与胍胶配制加重压裂液、形成耐温耐剪切的交联冻胶时, 存在以下技术难点:

1) 胍胶在高浓度氯化钙溶液中容易分散, 但溶

解慢, 形成均匀溶胶的时间长。

2) 胍胶在高浓度氯化钙溶液中形成的溶液比在清水中形成的溶液黏度大, 不仅影响压裂液的供液速度, 也会产生较高的摩阻, 因而限制了胍胶与高浓度氯化钙溶液配制加重压裂液的使用范围。

3) 溶液 pH 值大于 8 时, 高浓度氯化钙溶液会出

现白色浑浊甚至形成交联冻胶,因此不适合在碱性条件下配制氯化钙加重压裂液。

4)高浓度钙离子会严重影响压裂液的耐温耐剪切性能。

2 氯化钙加重压裂液配制与性能评价

2.1 耐高温硼锆交联剂的制备

针对常规交联剂在高浓度氯化钙溶液中交联不受控的问题,研究制备了中性耐高温硼锆交联剂,解决了钙离子在碱性条件下交联出现的问题。其制备方法如下:1)向装有冷凝回流装置的三口烧瓶中按配比加入水、硼酸,搅拌均匀后加入异丙醇和乳酸,控制 pH 值为 6,在一定温度下搅拌 4.0 h;2)加入氧氯化锆和三乙醇胺,在一定温度下搅拌 1.5 h,得到淡黄色透明交联剂 GZ100。有机硼锆离子之间的络合键强于硼离子与胍胶羟基间的络合键,因此硼锆离子可以牢固地结合在一起,形成更大的胶态离子,使交联剂具有硼耐剪切和锆耐高温的双重优势。该交联剂主要优点为:在中性环境条件下可使胍胶交联,耐高温,且具有延迟交联功能。

2.2 性能评价

制备得到交联剂 GZ100 后,确定氯化钙加重压

裂液的基本配方,并进行室内试验评价,以形成最优配方。加重压裂液配制较常规压裂液相对复杂,因为加重压裂液中含有 30%~50% 的加重剂,增大了配液和稠化剂溶胀的难度。其配制方法为:首先向水中加入氯化钙;然后在搅拌状态下依次加入胍胶、助溶剂、温度稳定剂和助排剂,得到加重压裂液基液;最后按交联比(0.6~1.0):100 加入交联剂,得到压裂液交联冻胶,参照石油天然气行业标准 SY/T 5107—2016《水基压裂液性能评价方法》,评价氯化钙加重胍胶压裂液的性能。

2.2.1 交联及耐温耐剪切性能

向压裂液基液(配方为 0.45%HPG 胍胶溶液+1.50% 稳定剂 GS605)中加入一定量的交联剂,在室温条件下,交联时间为 3~10 min,表明交联剂具有明显的延迟交联性能,能够降低施工摩阻,同时提高压裂液的耐剪切能力。

取一定量的加重压裂液基液,然后添加不同量的调节剂 TEDA5 和交联剂 GZ100,试验温度分别 130 和 140 ℃,剪切速率为 100 s^{-1} ,利用高温高压流变仪,评价压裂液的耐温耐剪切性能。根据室内试验评价结果,优化调节剂与交联剂的加量(见表 1),形成了氯化钙加重胍胶压裂液最佳配方,流变测试结果表明其具有良好的耐温耐剪切性能。

表 1 氯化钙-胍胶交联冻胶剪切试验结果

Table 1 Shear test results of crosslinked gel with calcium chloride and guar gum

试验序号	TEDA5加量, %	GZ100加量, %	温度/℃	剪切不同时间后的黏度/(mPa·s)					
				0.5 h	1.0 h	1.5 h	2.0 h	2.5 h	3.0 h
1016-2	1.0%	0.2%	130	132	106	108			
1016-3	1.0%	0.4%	130	207	210	145	120	105	
1016-4	1.0%	0.6%	130	248	270	249	188		
1017-1	1.0%	0.8%	140	115	95				
1017-2	1.0%	0.6%	140	196	140	111	80		
1017-3	1.0%	0.5%	130	325	325	302	272		
1019-2	1.0%	0.5%	140	205	204	180	148		
1019-4	1.0%	0.5%	130	510	412	323	297	307	262
1020-1	1.2%	0.5%	140	272	177	140	116		

由表 1 可见,加重压裂液基液中添加不同量的调节剂和交联剂,高温剪切 90 min 后,冻胶的黏度基本大于 $100\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。相同温度下,随着交联剂 GZ100 加量增大,剪切相同时间的冻胶黏度也大,表明存在一个最佳的交联剂加量。试验 1017-3 的

测试黏度总是大于试验 1016-4,说明对于 0.45% 胍胶压裂液基液,交联剂的最佳加量为 0.5%。

试验 1017-3 配制压裂液时,依次将稳定剂、调节剂和交联剂加入到基液中形成交联冻胶,所得交联冻胶在高温下剪切 2.0 h 后的黏度达 $272\text{ mPa}\cdot\text{s}$,

远高于行业标准要求的 100 mPa·s。试验 1019-4 配制压裂液时, 先将稳定剂、调节剂和交联剂混合在一起, 再加入到基液中形成交联冻胶, 所得交联冻胶不但高温剪切黏度更大, 而且耐剪切时间更长, 在高温下剪切 3.0 h 后的黏度为 262 mPa·s(见图 2)。可见, 添加剂的加入方式对氯化钙—胍胶交联冻胶高温耐剪切性能的影响显著。试验 1019-2 和 1020-1 交联冻胶在 140 ℃ 下剪切 2.0 h 后的黏度分别为 148 和 116 mPa·s(见表 1), 虽然试验 1020-1 的调节剂 TEDA5 加量大, 但在 140 ℃ 下的耐剪切性能反而有所降低, 说明调节剂存在最佳加量。

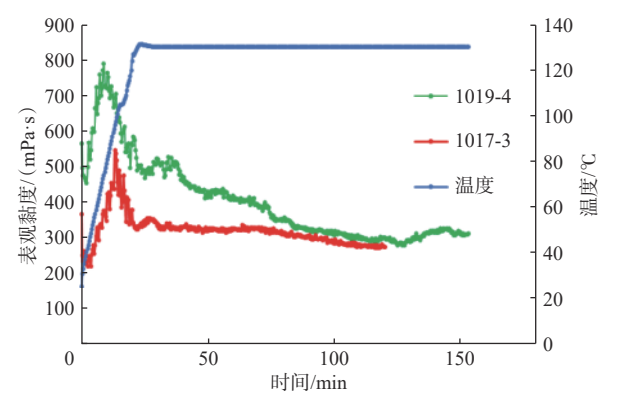


图 2 添加剂的加入方式对冻胶黏度的影响
Fig.2 The influence of the adding ways on gel viscosity

通过室内优化评价, 最终形成了氯化钙加重胍胶压裂液的最佳配方: 35.00%CaCl₂+0.45%HPG+1.50%GS605+1.00%TEDA5+0.50%GZ100, 密度为 1.35 kg/L, 在 140 ℃ 下, 以 100 s⁻¹ 待剪切速率剪切 120 min 后, 表观黏度为 120 mPa·s。该加重压裂液具有配制简易、基液黏度低、交联时间可控和冻胶耐温耐剪切性能好等特点, 满足超深高温高应力储层加砂压裂改造需求。

2.2.2 破胶性能

以硫酸铵为破胶剂, 在 50, 70, 90 和 120 ℃ 下, 测试不同破胶剂加量下氯化钙加重胍胶压裂液破胶后的黏度, 考察其破胶水化性能, 结果如表 2 所示。

从表 2 可知: 在 90 ℃ 下, 破胶剂加量为 0.04% 时, 8 h 未破胶; 破胶剂加量为 0.06% 时, 4 h 后破胶明显; 破胶剂加量为 0.08% 时, 1 h 即可破胶。在 120 ℃ 下, 破胶剂加量为 0.06% 时, 4 h 破胶。根据试验结果, 储层温度在 120 ℃ 以上时, 破胶剂最佳加量为 0.05%~0.06%, 破胶后残渣含量为 275 mg/L, 与常规压裂液残渣含量相当。

表 2 氯化钙加重胍胶压裂液破胶试验结果
Table 2 Gel breaking test results of weighted fracturing fluid with calcium chloride and guar gum

温度/ ℃	破胶剂 加量, %	不同时间下的黏度/(mPa·s)				
		1 h	2 h	4 h	6 h	8 h
50	0.10	冻胶	冻胶	冻胶	稀胶液	稀胶液
	0.15	冻胶	冻胶	稀胶液	稀胶液	8.76
	0.20	冻胶	稀胶液	稀胶液	10.35	4.67
70	0.10	冻胶	冻胶	冻胶	稀胶液	稀胶液
	0.12	冻胶	冻胶	稀胶液	11.23	6.76
	0.15	冻胶	稀胶液	11.23	5.46	3.92
90	0.04	冻胶	冻胶	稀冻胶	稀冻胶	稀冻胶
	0.06	稀胶液	稀胶液	稀胶液	18.38 (拉丝)	9.28 (拉丝)
	0.08	4.86	4.54	4.46	4.04	3.78
120	0.04	冻胶	冻胶	稀冻胶	稀冻胶	稀冻胶
	0.06	稀胶液	13.06 (拉丝)	9.69	5.22	
	0.08	8.11	7.49	6.16	6.00	3.89

2.2.3 悬砂性能

配制氯化钙加重胍胶压裂液, 破胶剂用量为 0.07%, 加入 30/50 目陶粒, 砂质量浓度为 240 kg/m³, 放在温度 90 ℃ 的水浴锅中, 进行悬砂性能试验。试验结果表明, 静态常温下, 支撑剂几乎无沉降; 加热至 90 ℃ 时, 20 min 后小部分支撑剂发生沉降, 40~60 min 后冻胶破胶水化, 大部分支撑剂发生沉降。超深层压裂改造过程中, 井底及水力裂缝内的温度降为储层初始温度的 0.5~0.6 倍, 悬砂性能试验结果表明该加重压裂液既能保证加砂阶段携砂的稳定性, 又能在停泵后迅速破胶, 有利于快速返排, 降低对储层的污染。

2.2.4 滤失性能

不同的流体具有不同的降滤失机制, 常规水基压裂液主要以黏弹性流体形成滤饼来降低压裂液滤失量, 可以用滤失系数表示滤失性能。滤失系数是压裂设计中的重要参数, 也是评价压裂液性能的重要指标, 滤失系数低, 不仅压裂液的效率高, 易形成长而宽的裂缝, 提高支撑裂缝的导流能力; 而且容易返排, 降低滤液对储层的损害。使用 Baroid 公司高温高压静态滤失仪, 在 3.5 MPa 压差下, 测定该压裂液体体系冻胶在不同温度下的静态滤失性能, 结果如表 3 所示。从表 3 可以看出, 压裂液冻胶滤失量较小, 这与压裂液冻胶在高温下具有良好的流变性一致。

表3 氯化钙加重胍胶压裂液的滤失性能

Table 3 Filtration performance of weighted fracturing fluid with calcium chloride and guar gum

温度/ ℃	静态滤失系数/ ($\text{m} \cdot \text{min}^{-0.5}$)	初滤失量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-2}$)	滤失速率/ ($\text{m}^2 \cdot \text{min}^{-1}$)
90	4.17×10^{-4}	9.02×10^{-4}	7.22×10^{-5}
140	7.35×10^{-4}	9.04×10^{-4}	1.14×10^{-4}

2.2.5 配伍性及地层伤害性

压裂液与改造目标储层地层水的配伍性及压裂液的地层伤害性对改造效果影响较大,采用西部某油田4个区块的配液水及地层水,评价加重压裂液的配伍性。由于超深储层岩心较致密,测试液体伤害难度较大,选用人造岩心测试其伤害性能,结果表明,4个区块的地层水及配液水与加重压裂液体系均不发生沉淀现象。分析认为,目标区块地层水为钙镁离子水型,与氯化钙溶液不存在沉淀反应。伤害评价结果表明,氯化钙加重胍胶压裂液与普通胍胶压裂液伤害率基本相同,岩心伤害率20%~26%,由于无沉淀物质生成,不会增大压裂液伤害程度。

以上研究表明,氯化钙加重胍胶压裂液体系的密度可达1.35 kg/L,最高耐温140℃,100 s⁻¹剪切2.0 h后的黏度大于120 mPa·s;温度在120℃以上时,4 h可彻底破胶,无残渣,表明其对岩心的伤害率较低;静态悬砂性能良好,高温条件下1.0 h后支撑剂才出现较为明显的沉降;冻胶滤失量较低,有利于前置液阶段造缝,保障加砂顺利。

3 现场试验

为了验证氯化钙加重压裂液的可靠性及现场应用效果,在西部某油田超深井DB-1井进行加重压裂液加砂压裂改造试验。该井目标层为白垩系巴什基奇克组巴一—巴二段,射孔井段7 561.00~7 608.00 m,测井解释气层+差气层厚度32.50 m,平均孔隙度5.8%,平均渗透率0.09 mD,平均含气饱和度62.5%,天然裂缝密度为0.22条/m,预测储层温度167℃,水平最小主应力梯度约为2.15 MPa/100m。

DB-1井属于超深高应力储层,结合完井管柱,若采用常规胍胶压裂液,设计排量5 m³/min时,井口压力约为120 MPa,加砂风险较高。为降低施工风险,采用氯化钙加重胍胶压裂液;泵注后期采用常规胍胶压裂液,对比加重压裂液应用效果。根据不同排量下井底及缝内温度场模拟结果,设计前期用大排量泵注前置液,以降低井底及缝内温度;优

选耐温140℃、胍胶用量0.45%的加重压裂液,加砂阶段全程低砂比,以降低施工风险。

采用40 m³配液罐配制压裂液,罐顶部配备电驱搅拌装置,确保配液过程罐内液体充分搅拌。每个罐设计加入24.5 t氯化钙,氯化钙由吊车吊装至灌顶口处加料装置上方,首先第1个罐按照设计加入量的10%加入2.5 t左右氯化钙,同时开启电驱搅拌装置充分搅拌,在此过程液体升温,搅拌均匀后,其他罐依次按照设计量10%加入氯化钙;之后,待第1个加入氯化钙罐的温度降至与外界温度接近时,开启配液车循环泵,按照设计量加入胍胶,循环30 min以上,待液体搅拌均匀后加入剩余氯化钙,同时搅拌20 min以上,直至液体搅拌均匀;依次配制全部罐体中的加重压裂液。配液后,测试加重压裂液密度为1.31~1.35 kg/L,黏度为52~61 mPa·s。

现场施工时,首先泵注60 m³交联冻胶加重压裂液作为前置液,排量为6.0 m³/min,施工压力93~103 MPa;加砂初始阶段砂比低,砂质量浓度为60 kg/m³,逐步提高至140 kg/m³,施工压力与前置液阶段相近;后期替换为常规胍胶压裂液,井筒内液柱压力降低,井口压力逐渐增大至120 MPa左右,采取降排量措施降低施工风险,实际加砂35.7 m³。对比发现,该加重压裂液具有较好的降低施工压力的效果,对于井深7 500.00 m左右的井,井口压力可降低15~20 MPa。该井压裂改造后,采用 $\phi 7$ mm油嘴测试,油压52 MPa,日产气量36.5×10⁴ m³,加砂压裂后增产效果明显。

4 结论与建议

1) 高密度加重压裂液可以降低超深井施工压力,工业氯化钙是良好的压裂液加重材料,研发形成的氯化钙加重胍胶压裂液体系性能稳定,冻胶携砂性能良好,破胶彻底、对储层的伤害率低,现场试验表明该加重压裂液性能可靠。

2) 现有的交联技术无法实现高浓度氯化钙溶液与稠化剂溶液的交联,为此研发了交联剂及其交联技术,形成的冻胶耐温耐剪切性能达到高温井改造需求;但与常规胍胶压裂液体系的配制相比,其配制过程仍较为复杂,需进一步研发简易配制技术。

3) 工业氯化钙是较为经济的压裂液加重材料,建议围绕工业氯化钙进一步研究耐高盐稠化剂、交联剂及破胶剂,研发成本低、耐高温、摩阻低和配制简易的加重压裂液。

参 考 文 献

References

- [1] 李鹭光, 何海清, 范士芝, 等. 中国石油油气勘探进展与上游业务发展战略[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 1-10.
LI Luguang, HE Haiqing, FAN Tuzhi, et al. Oil and gas exploration progress and upstream development strategy of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 1-10.
- [2] 张宁宁, 王青, 王建君, 等. 近20年世界油气新发现特征与勘探趋势展望[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(1): 44-53.
ZHANG Ningning, WANG Qing, WANG Jianjun, et al. Characteristics of oil and gas discoveries in recent 20 years and future exploration in the world[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(1): 44-53.
- [3] 张光亚, 马锋, 梁英波, 等. 全球深层油气勘探领域及理论技术进展[J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1156-1166.
ZHANG Guangya, MA Feng, LIANG Yingbo, et al. Domain and theory technology progress of global deep oil and gas exploration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1156-1166.
- [4] 王招明, 李勇, 谢会文, 等. 库车前陆盆地超深层大油气田形成的地质认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 37-43.
WANG Zhaoming, LI Yong, XIE Huiwen, et al. Geological understanding on the formation of large-scale ultra-deep oil-gas field in Kuqa foreland basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(1): 37-43.
- [5] 于京都, 郑民, 李建忠, 等. 我国深层天然气资源潜力、勘探前景与有利方向[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1398-1408.
YU Jingdu, ZHENG Min, LI Jianzhong, et al. Resource potential, explorative prospect and favorable direction for natural gas in deep formation of China[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1398-1408.
- [6] 马开华, 谷磊, 叶海超. 深层油气勘探开发需求与尾管悬挂器技术进步[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 34-40.
MA Kaihua, GU Lei, YE Haichao. The demands on deep oil/gas exploration & development and the technical advancement of liner hangers[J]. Petroleum Drilling Technology, 2019, 47(3): 34-40.
- [7] 郭建春, 苟波, 王坤杰, 等. 川西二叠统超深气井网络裂缝酸化优化设计[J]. 天然气工业, 2017, 37(6): 34-41.
GUO Jianchun, GOU Bo, WANG Kunjie, et al. An optimal design of network-fracture acidification for ultra-deep gas wells in the Lower Permian strata of the western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(6): 34-41.
- [8] 李熙喆, 郭振华, 胡勇, 等. 中国超深层构造型大气田高效开发策略[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 111-118.
LI Xizhe, GUO Zhenhua, HU Yong, et al. Efficient development strategies for large ultra-deep structural gas fields in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 111-118.
- [9] 王学龙, 何选蓬, 刘先锋, 等. 塔里木克深9气田复杂超深井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 15-20.
WANG Xuelong, HE Xuanpeng, LIU Xianfeng, et al. Key drilling technologies for complex ultra-deep wells in the Tarim Keshen 9 Gas Field[J]. Petroleum Drilling Technology, 2020, 48(1): 15-20.
- [10] YANG Xiaojiang, MAO Jincheng, ZHANG Wenlong, et al. Tertiary cross-linked and weighted fracturing fluid enables fracture stimulations in ultra high pressure and temperature reservoir[J]. Fuel, 2020, 268: 117222.
- [11] 吕振虎, 郭国栋, 郑苗, 等. 基于溶胀-熟化机理的疏水缔合聚合物流速溶压裂液技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(4): 104-109.
LYU Zhenhu, GUO Guodong, ZHENG Miao, et al. An instantly dissolving fracturing fluid technology using hydrophobic associating polymers based on swelling-curing mechanisms[J]. Petroleum Drilling Technology, 2019, 47(4): 104-109.
- [12] 程兴生, 张福祥, 徐敏杰, 等. 低成本加重胍胶压裂液的性能与应用[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 91-93.
CHENG Xingsheng, ZHANG Fuxiang, XU Minjie, et al. Performance and application of weighted GHPG fracturing fluid with low cost[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 91-93.
- [13] 李传增, 张蓉, 王现杰, 等. 深海油田耐高温加重压裂液体系研究及性能评价[J]. 海洋工程装备与技术, 2019, 6(增刊1): 116-121.
LI Chuanzeng, ZHANG Jian, WANG Xianjie, et al. Research and performance evaluation of high temperature weighted fracturing fluid system in deep sea oilfield[J]. Ocean Engineering Equipment and Technology, 2019, 6 (supplement 1): 116-121.
- [14] 施建国, 郭粉娟. 低摩阻加重压裂液体系研究及应用[J]. 石油化工应用, 2020, 39(9): 74-78.
SHI Jianguo, GUO Fenjuan. Research and application of low friction fracturing fluid system[J]. Petrochemical Industry Applications, 2020, 39(9): 74-78.
- [15] 肖兵, 张高群, 陈波, 等. NaCl、NaBr对HPG压裂液性能的影响[J]. 油田化学, 2013, 30(1): 26-28.
XIAO Bing, ZHANG Gaoqun, CHEN Bo, et al. Effect of NaCl and NaBr on the performance of fracturing fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30(1): 26-28.
- [16] 董永刚, 张蓉, 裴海华. 耐高温NaBr加重压裂液的研究[J]. 当代化工, 2016, 45(3): 441-443, 446.
DONG Yonggang, ZHANG Jian, PEI Haihua. Research of heat-resistant sodium bromide weighted fracturing fluid[J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(3): 441-443, 446.
- [17] 肖雯, 张茂森, 李晓倩, 等. 加重压裂液体系优选[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2016, 18(4): 25-29.
XIAO Wen, ZHANG Maosen, LI Xiaoqian, et al. Properties of heavy fracturing fluid system[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2016, 18(4): 25-29.
- [18] QIU Xiaoping, MARTCH W E, MORGENTHALER L N, et al. Design criteria and application of high-density brine-based fracturing fluid for deepwater frac packs[R]. SPE 124704, 2009.
- [19] 任占春. 甲酸盐加重胍胶压裂液体系[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(1): 122-126.
REN Zhanchun. Guar gum fracturing fluids weighted with formates[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34(1): 122-126.
- [20] 王彦玲, 张悦, 刘飞, 等. 复合无机盐加重压裂液研究[J]. 精细石油化工, 2017, 34(5): 6-9.
WANG Yanling, ZHANG Yue, LIU Fei, et al. Research of compound inorganic salt aggravating fracturing fluids[J]. Speciality Petrochemicals, 2017, 34(5): 6-9.
- [21] 熊俊杰, 赵战江, 安琦, 等. 硝酸钠加重海水基压裂液性能评价[J]. 油田化学, 2019, 36(1): 43-47.
XIONG Junjie, ZHAO Zhanjiang, AN Qi, et al. Performance evaluation of seawater-based fracturing fluid weighted by sodium nitrate[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(1): 43-47.