

文章编号:1000-4092(2024)01-033-07

一种窜流通道高强度封堵剂的制备与性能*

刘冬鑫^{1,2}

(1. 大庆油田有限责任公司采油工程研究院, 黑龙江 大庆 163453; 2. 黑龙江省油气藏增产增注重点实验室, 黑龙江 大庆 163453)

摘要:针对大庆外围油田压裂后存在注入水突进、压裂裂缝见水等问题,采用水溶液聚合法合成了抑制窜流通道的高强度封堵剂,以保障后续重复压裂措施对潜力部位的有效挖潜。通过室内实验对封堵剂进行配方优化和性能评价,优选的配方为5%~10%丙烯酰胺+0.1%~0.5% *N*, *N'*-亚甲基双丙烯酰胺+0.03%~0.1%过硫酸铵+20%~25%偶联改性G级油井水泥。该封堵剂适用于40~65℃地层,初始黏度为10~15 mPa·s,成胶时间为1~5 h可控,具有较好的注入性能。封堵剂成胶强度为30~300 N可调,岩心封堵率大于98%,突破压力超过20 MPa,具有较好的封堵性能。该高强度封堵剂适用于封堵原有压裂裂缝出水通道和射孔孔眼,保证重复压裂时裂缝转向而形成新缝,同时也适用于封堵天然裂缝形成的窜流通道,对油田后续重复压裂措施的有效开展、实现控水增油提供有利的技术支持。

关键词:窜流通道;封堵剂;剩余油挖潜;采收率

文献标识码:A

DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.01.005

中图分类号:TE 357.1¹²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

重复压裂是老井新生的重要手段之一,是挖潜剩余油而提高最终采收率、获得经济效益增产的技术之一^[1-4]。大庆油田水驱重复压裂井约4000口/年,措施后低效井占总井数的9%。其中,大庆外围油田压后低效井主要表现为注入水突进、压裂裂缝见水,若直接采取重复压裂措施难以取得好效果,需攻关新型高强度封堵剂,优先进入窜流通道,有效封堵原有压裂裂缝和射孔孔眼,然后采用定向射孔技术重新射孔,保障后续重复压裂时裂缝转向,形成新缝,实现控水增油^[2-3]。目前常使用的窜流通道封堵剂存在一些性能上的不足^[4-5]:聚合物凝、冻胶类封堵剂的强度有限,难以满足封堵窜流通道后进行重复压裂的要求^[6-7];树脂类封堵剂的强

度高,但常使用的酚醛树脂存在一定的毒性,使其应用受限^[8];颗粒类封堵剂难以有效控制粒径大小与储层孔喉的匹配,影响封堵强度和封堵效果^[9-11]。

针对以上传统封堵剂的不足,已有许多学者进行了新型封堵剂的相关研究。张海林等^[9]在超临界CO₂环境下以有机高分子网络结构为凝胶骨架,无机凝胶颗粒为骨架填充物合成了无机-有机复合封堵剂,用于封堵低渗特低渗油藏中CO₂高渗通道和裂缝窜流通道。刘义刚等^[10]以丙烯酰胺、聚合硫酸铝铁、尿素为主要原料制备了复合凝胶封堵剂,并对该封堵剂进行了组成优化和性能评价,用于封堵大孔道非均质性油藏,改善低效和无效水循环,提高渤海油田最终原油采收率。王宏申等^[11]使用单体丙烯酰胺、交联剂、缓聚剂制备了高强度封堵剂,用以解决红河油田天然裂缝发育类油藏见水快、水

* 收稿日期:2022-12-21;修回日期:2023-04-19;录用日期:2023-05-24。

基金项目:国家重大科技专项“大庆长垣特高含水油田提高采收率示范工程”(项目编号2016ZX05054)。

作者简介:刘冬鑫(1995—),女,工程师,中国石油大学(华东)油气田开发工程专业硕士(2020),从事油田化学相关工作,通讯地址:163453 黑龙江省大庆市让胡路区大庆油田采油工程研究院油田化学研究室,E-mail:liudongxin@petrochina.com.cn。

驱效果差等问题。现阶段所使用的高强度封堵剂多为复合型封堵剂,采用无机材料或纳米材料与有机聚合物复配,既实现了无机材料的研究价值,也提高了封堵剂的物理化学性能^[12]。戴姗姗等^[13]以丙烯酰胺、丙烯酸为单体,利用硅烷偶联剂改性的纳米二氧化硅,采用反相微乳液法制备了一种核壳微球新型调剖剂。宋元洪等^[14]使用有机壳聚糖与聚丙烯酸钠接枝共聚,无机碳酸钙填充支撑,合成了一种油气井固井施工用高分子凝胶堵漏剂。不过,用于大庆外围油田提高重复压裂措施效果、抑制裂缝窜流通道的新复合高强度封堵剂的研究较少。因此,本文针对大庆外围油田储层注入水突进、压裂裂缝见水等问题,采用无机水泥与有机聚合物复配研制了一种抑制窜流通道的新复合高强度封堵剂,分析了其交联反应机理,通过考察封堵剂体系的成胶性能优化了其配方,并评价了该封堵剂的注入性能和封堵性能,为后续重复压裂措施对潜力部位的有效挖潜提供保障。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

丙烯酰胺,含量 $\geq 98\%$,大庆油田化工有限公司;*N*, *N'*-亚甲基双丙烯酰胺,分析纯,大庆腾博科技开发有限公司;过硫酸铵,分析纯,国药集团化学试剂有限公司;悬浮剂 SL,含量 $\geq 98\%$,大庆圣坤科技有限公司;G 级油井水泥,大庆油田水泥有限责任公司;硅烷偶联剂,含量 $\geq 98\%$,广州市中杰化工科技有限公司。实验用水为实验室自来水;实验用石英砂环氧树脂胶结人造填砂管,直径为 3.8 cm、长度为 30 cm、渗透率分别为 10.5、6.6、3.1 μm^2 。

RT10 型多位式加热磁力搅拌器,德国 IKA 公司;ZNN-D6 型六速旋转黏度计,青岛恒泰达机电设备有限公司;SD-1000 型电子数显推拉力计,温州山度仪器有限公司;MFTS-IV 型多功能岩心驱替装置,江苏华安科研仪器有限公司。

1.2 实验方法

1.2.1 增强剂 G 级油井水泥的预处理

分别称取一定质量分数的硅烷偶联剂、悬浮剂 SL、G 级油井水泥溶于蒸馏水中,室温下使用磁力搅拌器搅拌 1 h,然后在 65 $^{\circ}\text{C}$ 下干燥 24 h,研磨过筛后制得偶联增强剂 G 级油井水泥。

1.2.2 窜流通道高强度封堵剂体系的制备

在装有模拟水的烧杯中加入一定量的丙烯酰胺、*N*, *N'*-亚甲基双丙烯酰胺,搅拌溶解后,再加入一定量的偶联增强剂 G 级油井水泥,然后加入一定量的引发剂过硫酸铵,最后倒入尺寸为 4 cm $\times$ 4 cm $\times$ 4 cm 的正方体磨具中并密封放入 65 $^{\circ}\text{C}$ 的烘箱中,待聚合反应充分发生后,即制得窜流通道高强度封堵剂体系。

1.2.3 窜流通道高强度封堵剂体系的性能评价

(1) 初始黏度测试

使用六速旋转黏度计,在室温、转速为 300 r/min 下测量聚合反应前堵剂体系的初始黏度。

(2) 承压强度测试

将尺寸为 4 cm $\times$ 4 cm $\times$ 4 cm 的正方体堵剂放置于电子数显推拉力计的操作台上,在室温下使用电子数显推拉力计下压 1 cm,记录其最大承压强度。

(3) 封堵性能测试

首先对填砂管进行抽真空、饱和水,然后水测渗透率;再将配制好的封堵剂体系倒入中间容器中,以 2 mL/min 的注入速率注入 2 PV 的堵剂体系后,在 65 $^{\circ}\text{C}$ 下候凝 4~5 h;然后以 0.2 mL/min 的注入速率反向注入模拟地层水,直至出口端流出第一滴液体,记录此时的压力,即为突破压力,并由封堵前后填砂管的渗透率之差与封堵前填砂管的渗透率之比计算封堵率。

2 结果与讨论

2.1 窜流通道高强度封堵剂体系交联反应机理分析

窜流通道高强度封堵剂体系中使用 G 级油井水泥为增强剂,由于其悬浮性较差,优选了悬浮剂 SL 作为分散介质,提高堵剂体系的整体携带性。使用硅烷偶联剂预处理 G 级油井水泥悬浮液,G 级油井水泥主要成分为硅酸盐,硅烷偶联剂经过水解生成硅醇基[图 1(a)],硅醇基与硅酸盐表面的羟基反应生成共价键,使得无机粉体表面有机化^[15];另一端胺基的氢原子可被丙烯酰胺中的酰胺基取代,发生酰胺化反应;同时加热反应激活引发剂过硫酸铵分解,丙烯酰胺和 *N*, *N'*-亚甲基双丙烯酰胺分子中的烯键加成,发生交联聚合反应,构成交联结构^[16][图 1(b)],从而使无机增强材料接枝到有机材料,形成无机-有机复合高强度封堵剂[图 1(c)]。

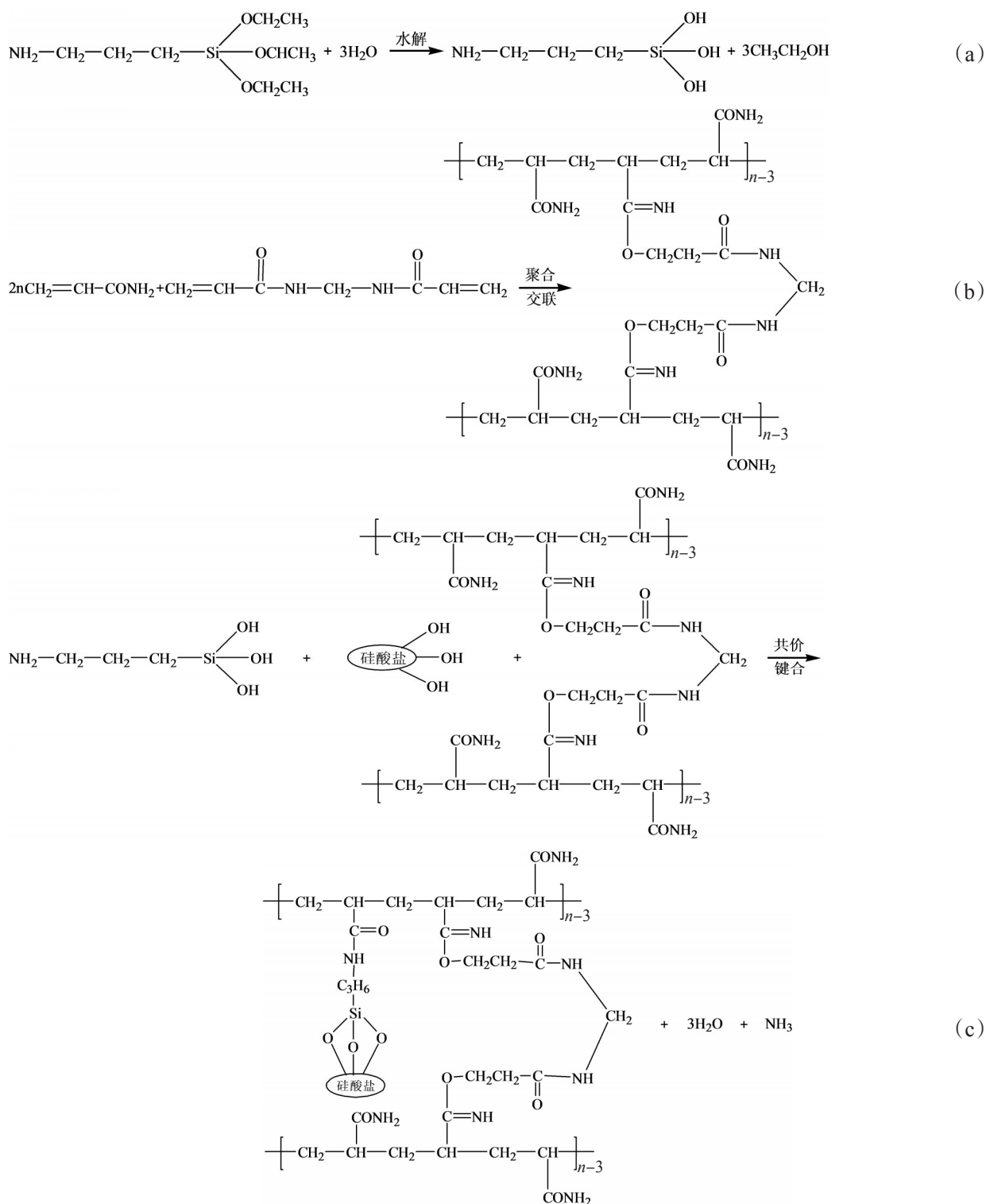


图1 窜流通道高强度封堵剂的交联反应机理

Fig.1 Mechanism of cross-linking reaction of high strength plugging agent for channeling-path

2.2 窜流通道高强度封堵剂体系的配方优化

2.2.1 单体丙烯酰胺加量对堵剂成胶性能的影响

固定 N, N' -亚甲基双丙烯酰胺加量为0.5%、过硫酸铵加量为0.1%、悬浮剂SL加量为20%、G级油

井水泥加量为5%、硅烷偶联剂加量为0.5%,考察单体丙烯酰胺加量对窜流通道高强度封堵剂体系成胶性能的影响,反应温度为65℃。成胶时间为堵剂待成胶混合液完全固化时间,成胶强度为电子数显

推拉力计下压 1 cm 时的最大承压强度,结果如图 2 所示。从图 2 可以看出,随着丙烯酰胺加量的增大,窜流通道高强度封堵剂体系的成胶强度增大,成胶时间缩短。当丙烯酰胺加量小于 5% 时,参与反应的单体数量较少,不利于聚合反应的进行,成胶强度较低;当丙烯酰胺加量大于 15% 时,参与反应的单体数量较多,虽然强度大幅上升,但成胶时间很短,反应时间不易控制。综合考虑堵剂的成胶强度与成胶时间,单体丙烯酰胺加量应以 5%~10% 较为适宜。此外,为确保堵剂顺利泵送至井底流入窜流通道进行封堵,使用六速旋转黏度计测试了待成胶液的黏度,结果显示,丙烯酰胺加量对成胶液的黏度无明显影响,成胶液的黏度为 10~15 mPa·s。

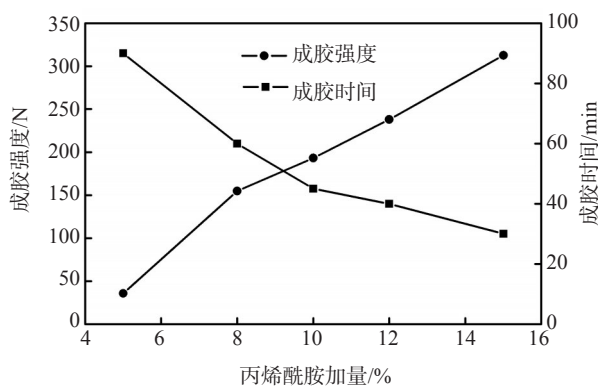


图 2 单体丙烯酰胺加量对堵剂成胶性能的影响

Fig.2 Effect of acrylamide content on gelling properties of plugging agent

2.2.2 交联剂 N,N' -亚甲基双丙烯酰胺加量对堵剂成胶性能的影响

固定丙烯酰胺加量为 10%、过硫酸铵加量为 0.1%、悬浮剂 SL 加量为 20%、G 级油井水泥加量为 5%、硅烷偶联剂加量为 0.5%,考察交联剂加量对窜流通道高强度封堵剂体系成胶性能的影响,结果如图 3 所示,反应温度为 65 °C。从图 3 可以看出,随着交联剂 N,N' -亚甲基双丙烯酰胺加量的增大,交联网络数增加,成胶强度增大,成胶时间缩短。当交联剂加量大于 0.1% 时,达到稳定交联结构,成胶强度产生突增,单位体积内的交联剂分子数量增多,成胶时间缩短。综合考虑堵剂的成胶强度与成胶时间,交联剂 N,N' -亚甲基双丙烯酰胺加量以 0.1%~0.5% 为宜。

2.2.3 引发剂过硫酸铵加量对堵剂成胶性能的影响

固定丙烯酰胺加量为 10%、 N,N' -亚甲基双丙

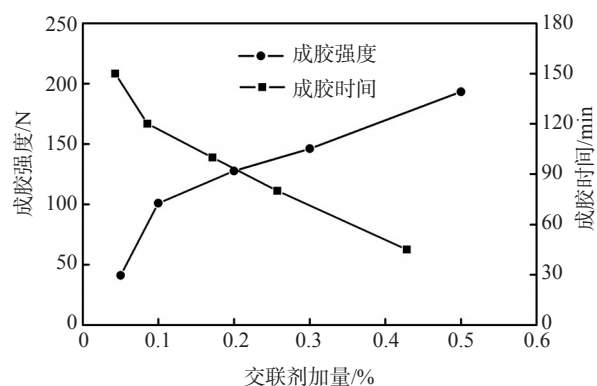


图 3 交联剂加量对堵剂成胶性能的影响

Fig.3 Effect of crosslinking agent content on gelling properties of plugging agent

烯酰胺加量为 0.5%、悬浮剂 SL 加量为 20%、G 级油井水泥加量为 5%、硅烷偶联剂加量为 0.5%,考察引发剂过硫酸铵加量对窜流通道高强度封堵剂体系性能的影响,结果如图 4 所示,反应温度为 65 °C。

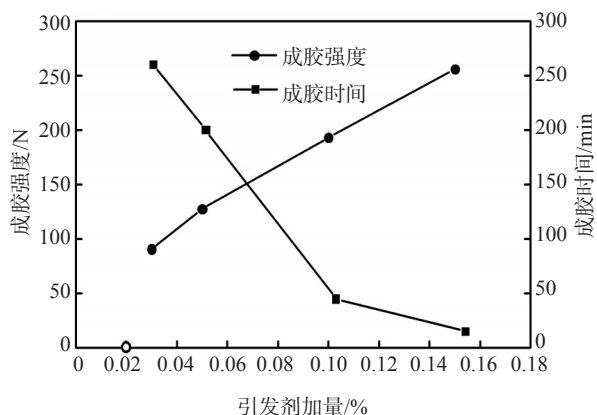


图 4 引发剂加量对堵剂成胶性能的影响

Fig.4 Effect of initiator content on gelling properties of plugging agent

从图 4 可以看出,随着引发剂加量的增大,产生的活性自由基数量增多,导致反应速率增大,成胶时间缩短,成胶强度增大。当引发剂加量小于 0.03% 时,堵剂混合液体系无法反应成胶;当引发剂加量大于 0.1% 时,成胶时间过短,不利于堵剂体系的注入。综合考虑堵剂的成胶强度与成胶时间,引发剂过硫酸铵加量以 0.03%~0.1% 为宜。

2.2.4 G 级油井水泥加量对堵剂成胶性能的影响

固定丙烯酰胺加量为 10%、 N,N' -亚甲基双丙烯酰胺加量为 0.5%、过硫酸铵加量为 0.1%、悬浮剂 SL 加量为 20%、硅烷偶联剂加量为 0.5%,考察 G 级油井水泥加量对高强度封堵剂体系性能的影响,结

果如图5所示,反应温度为65℃。从图5可以看出,随着G级油井水泥加量的增大,堵剂的成胶强度增大。水泥的添加有利于提高堵剂强度,但随着水泥加量的增大,成胶时间明显缩短,这不利于将堵剂泵送入井筒。同时,随水泥加量的增大,混合液的黏度增加。综合考虑堵剂的成胶强度、时间和混合液的黏度,G级油井水泥加量应小于5%。

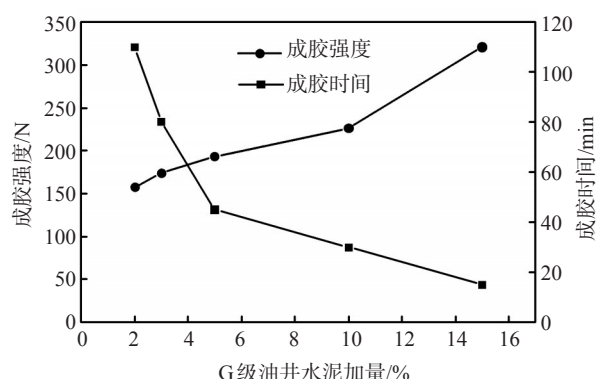


图5 G级油井水泥加量对堵剂成胶性能的影响

Fig.5 Effect of class G oil well cement content on gelling properties of plugging agent

2.2.5 硅烷偶联剂加量对堵剂成胶性能的影响

固定丙烯酸加量为10%、 N, N' -亚甲基双丙烯酸加量为0.5%、过硫酸铵加量为0.1%、悬浮剂SL加量为20%、G级油井水泥加量为5%,考察硅烷偶联剂加量对高强度封堵剂体系性能的影响,结果如图6所示,反应温度为65℃。从图6可以看出,偶联剂的加入有利于堵剂强度的提高,而对成胶时间影响不大,这是由于偶联剂通过共价键的结合使得无机粉体G级油井水泥接枝到丙烯酸与 N, N' -亚甲基双丙烯酸交联体中,增强机械三维网络结构。未加入偶联剂时,G级油井水泥在丙烯酸与

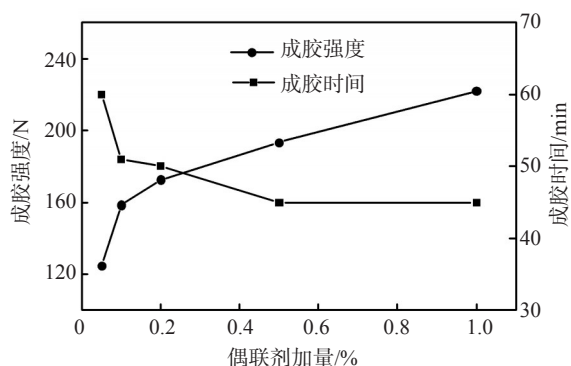


图6 偶联剂加量对堵剂成胶性能的影响

Fig.6 Effect of coupling agent content on gelling properties of plugging agent

N, N' -亚甲基双丙烯酸聚合交联过程中被物理包裹在网络结构中,成胶后的堵剂表面浮出未固结的松散水泥,而加入0.5%偶联剂后,成胶后的堵剂表面平整均匀。实验还发现,G级油井水泥与偶联剂质量比在10:1~20:1之间时,G级油井水泥可全部接枝在有机体中。

2.3 窜流通道高强度封堵剂体系的性能

2.3.1 剪切作用对窜流通道高强度封堵剂体系成胶性能的影响

选取配方为10%丙烯酸+0.5% N, N' -亚甲基双丙烯酸+0.1%过硫酸铵+20%悬浮剂SL+5%G级油井水泥+0.5%硅烷偶联剂的堵剂体系为动态评价体系,温度为65℃时的静态成胶时间为45 min。选用多位式加热磁力搅拌器,调节转子转速,考察剪切作用对堵剂体系成胶性能的影响,结果如表1所示。从表1可以看出,当转速小于300 r/min时,长时间的剪切对封堵剂体系成胶情况影响不大,但成胶时间有所延长,当转速超过300 r/min后,长时间快速剪切会影响丙烯酸与 N, N' -亚甲基双丙烯酸交联反应,妨碍长链生成,影响无机粉体水泥的接枝。在转速为300 r/min下搅拌4 h不成胶,放入烘箱中静置后可成胶;在转速为300 r/min下搅拌4 h不成胶,放入烘箱中静置后也仅部分成胶。综上,窜流通道高强度封堵剂体系具有良好的抗剪切能力。

表1 高强度封堵剂体系的动态评价
Table 1 Dynamic evaluation of high strength plugging agent system

转速/($r \cdot min^{-1}$)	成胶情况
150	45 min后成胶
200	50 min后成胶
250	60 min后成胶
300	搅拌4 h不成胶,放入烘箱中成胶
350	搅拌4 h不成胶,放入烘箱中部分成胶

2.3.2 反应温度对窜流通道高强度封堵剂体系成胶性能的影响

窜流通道高强度封堵剂体系采用的水溶液聚合法操作简单,成本低,实验中的反应温度是堵剂体系成功制备的关键因素。选取5%丙烯酸+0.5% N, N' -亚甲基双丙烯酸+0.1%过硫酸铵+

20%悬浮剂SL+5% G级油井水泥+0.5%硅烷偶联剂作为评价体系,考察反应温度对堵剂成胶性能的影响,结果如图7所示。对于自由基引发的凝胶来说,随着反应温度的升高,凝胶强度先增大后减小。这是由于反应温度低导致引发剂分解速率减慢,使得聚合反应不完全,最终形成的凝胶网络结构不完整^[17]。但从图7可知,随着反应温度的升高,堵剂的成胶强度降低,反应时间缩短。这是由于随着水泥水化反应的进行,放热导致体系的反应温度升高^[18],可以促进引发剂分解,保证聚合反应完全。但反应温度过高会大幅缩短成胶时间,影响堵剂的实际应用。因此,该堵剂体系适宜在温度40~65℃的地层条件下使用。

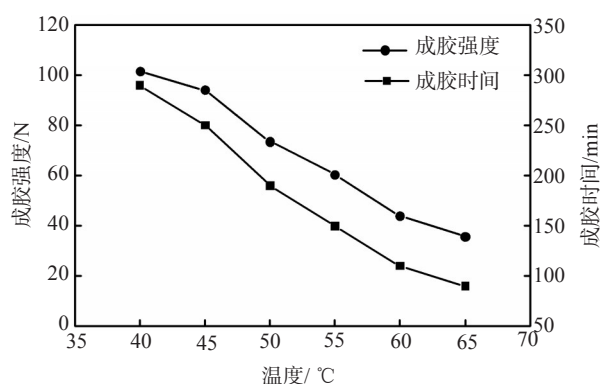


图7 反应温度对堵剂成胶性能的影响

Fig.7 Effect of reaction temperature on gelling properties of plugging agent

2.3.3 窜流通道高强度封堵剂体系的封堵性能

采用不同粒径的石英砂模拟储层的孔隙与裂缝环境,评价高强度封堵剂体系的封堵效果。先向填砂管中注入2 PV的配方为10%丙烯酰胺+0.1% N, N'-亚甲基双丙烯酰胺+0.05%过硫酸铵+20%悬浮剂SL+5%G级油井水泥+0.5%硅烷偶联剂的堵剂体系,然后将填砂管放置在65℃烘箱中候凝4~5 h,再反向驱替模拟地层水,堵剂的封堵性能见表2。

表2 堵剂体系对不同渗透率填砂管的封堵性能

Table 2 Plugging properties of plugging agent system on sand-packed tube with different permeability

渗透率/ μm^2		注入压力/ MPa	突破压力/ MPa	封堵率/ %
封堵前	封堵后			
10.5	0.178	0.45	21.6	98.3
6.6	0.026	0.65	25.3	99.6
3.1	0.006	0.85	28.8	99.8

从表2可以看出,随着填砂管渗透率由3.1 μm^2 增至10.5 μm^2 ,封堵率略有降低,但封堵率均大于98%,突破压力均达到20 MPa以上,这表明窜流通道高强度封堵剂体系的封堵能力很强。

3 结论

采用水溶液聚合法合成高强度封堵剂,优选后的配方为5%~10%丙烯酰胺+0.1%~0.5% N, N'-亚甲基双丙烯酰胺+0.03%~0.1%过硫酸铵+20%悬浮剂SL+5% G级油井水泥+0.5%硅烷偶联剂。该堵剂适用于封堵老井重复压裂或天然裂缝形成的窜流通道。堵剂适用的地层温度为40~65℃,初始黏度为10~15 mPa·s,成胶时间为1~5 h可控,具有较好的注入性能。成胶强度超过300 N,对渗透率为10.5 μm^2 的填砂管的封堵率大于98%,突破压力超过20 MPa,具有较好的封堵性能。该窜流通道高强度封堵剂的研制及实验评价为保障后续重复压裂措施对潜力部位的有效挖潜提供有力的理论和实验依据,对油田实现控水增油具有重要的应用潜力。

参考文献:

- [1] 赵明伟,高志宾,戴彩丽,等. 油田转向压裂用暂堵剂研究进展[J]. 油田化学,2018,35(3): 538-544.
ZHAO M W, GAO Z B, DAI C L, et al. Advancement of temporary plugging agent for fracturing in oilfield [J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(3): 538-544.
- [2] 孙庆友. 大庆油田低渗透裂缝性油藏重复压裂造缝机理研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2011: 5-6.
SUN Q Y. Research on the multiple fracturing mechanism of low permeability fractured reservoir in Daqing oilfield [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2011: 5-6.
- [3] SHAH M, AGARWAL J R, PATEL D, et al. An assessment of chemical particulate technology as diverters for refracturing treatment [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 84(11): 103640.
- [4] 张同凯. 砂岩油藏窜流通道调堵剂研究进展[J]. 油田化学, 2018, 35(4): 726-730.
ZHANG T K. Research progress on plugging agents for channeling-path of sandstone reservoirs [J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(4): 726-730.
- [5] 唐佳斌,李悦欣,肖路业,等. 化学调剖堵水剂研究现状[J]. 应用化工, 2021(2): 587-591.
TANG J B, LI Y X, XIAO L Y, et al. Research status of chemical profile control and water plugging agents [J]. Applied Chemical Industry, 2021(2): 587-591.
- [6] YANG H, IQBAL M W, LASHARI Z A, et al. Experimental research on amphiphilic polymer/organic chromium gel for high

- salinity reservoirs[J]. Colloid Surface A, 2019, 582: 123900.
- [7] 刘瑞, 于培志. 耐高温聚合物凝胶堵剂研究进展[J]. 应用化工, 2021, 50(3): 736–740.
- LIU R, YU P Z. Research progress of high temperature resistant polymer gel plugging agent [J]. Applied Chemical Industry, 2021, 50(3): 736–740.
- [8] 陈世军, 陈鹏, 刘标, 等. 油井酚醛树脂堵剂封堵固化机理研究[J]. 应用化工, 2021, 50(1): 19–22.
- CHEN S J, CHEN P, LIU B, et al. Study on plugging and curing mechanism of phenolic resin plugging agent in oil well [J]. Applied Chemical Industry, 2021, 50(1): 19–22.
- [9] 张海林, 曹毅, 刘峰刚, 等. CO₂驱复合凝胶封窜剂微观结构及配方优化[J]. 油田化学, 2017, 34(1): 74–78.
- ZHANG H L, CAO Y, LIU F G, et al. Microstructure and formula optimization of CO₂ flooding composite gel channeling sealing agent [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(1): 74–78.
- [10] 刘义刚, 张云宝, 李彦阅, 等. 用于非均质性油藏封堵的复合凝胶组成优选与性能评价[J]. 油田化学, 2020, 37(1): 52–57.
- LIU Y G, ZHANG Y B, LI Y Y, et al. Composition optimization and performance evaluation of composite gel used for plugging in heterogeneous reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(1): 52–57.
- [11] 王宏申, 王天慧, 黄永章. 红河油田直通型裂缝高强度封堵剂调剖技术[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(3): 395–399.
- WANG H S, WANG T H, HUANG Y Z. Profile control technology with high-strength plugging agent for straightly-connected fractures in Honghe Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(3): 395–399.
- [12] 武俊文, 刘斌, 王海波, 等. 高温高盐油藏聚合物堵剂研究进展[J]. 应用化工, 2021, 50(4): 1019–1025.
- WU J W, LIU B, WANG H B, et al. Research progress of polymer plugging agents in high temperature and high salt reservoir [J]. Applied Chemical Industry, 2021, 50(4): 1019–1025.
- [13] 戴姗姗, 陈镇聪, 黄志宇. 一种交联核壳微球的合成及其结构与性能的研究[J]. 应用化工, 2017, 46(11): 2094–2098.
- DAI S S, CHEN Z C, HUANG Z Y. The synthesis of cross-linked core-shell type microspheres and study of its structure and property [J]. Applied Chemical Industry, 2017, 46(11): 2094–2098.
- [14] 宋元洪, 杨蓉, 庄建山, 等. 高分子凝胶堵漏剂的研究[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(5): 92–97.
- SONG Y H, YANG R, ZHUANG J S, et al. Study on polymer gel lost circulation material [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(5): 92–97.
- [15] 罗明良, 罗帅, 战永平, 等. 一种酸化压裂用纳米相渗改善剂及其制备方法与应用[P]. CN111574992B, 2022-09-06.
- LUO M L, LUO S, ZHAN Y P, et al. The Nano-phase permeability improver for acidizing and fracturing as well as preparation method and application [P]. CN111574992B, 2022-09-06.
- [16] 刘平德, 魏发林, 张松, 等. 热敏暂堵剂笼统控水技术[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 513–519.
- LIU P D, WEI F L, ZHANG S, et al. A bull-heading water control technique of thermo-sensitive temporary plugging agent [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 513–519.
- [17] 王凯. 固井水泥环微裂缝封堵剂研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020: 17–18.
- WANG K. Study on microfracture plugging agent for cementing cement ring [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2020: 17–18.
- [18] 陈鹏. 水平井堵水高强度缓沉封堵剂研究与性能评价[D]. 西安: 西安石油大学, 2021: 7–9.
- CHEN P. Research and performance evaluation of high-strength slow-settling plugging agent for water shutoff in horizontal wells [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2021: 7–9.

Development and Performance of the High Strength Plugging Agent for Channeling-path

LIU Dongxin^{1,2}

(1. Daqing Oilfield Production Engineering Research Institute, Daqing, Heilongjiang 163453, P R of China; 2. Heilongjiang Provincial Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Stimulation, Daqing, Heilongjiang 163453, P R of China)

Abstract: In view of the problems of breakthrough of injection water and fracture after fracturing in Daqing peripheral oilfields, the high strength plugging agent of controlling channeling path was synthesized by aqueous solution polymerization method, which ensured the effective exploitation of potential placement by subsequent refracturing measures. The formula optimization and performance evaluation of the plugging agent were carried out through laboratory experiments. The optimized formula was 5%—10% acrylamide, 0.1%—0.5% *N*, *N*'-methylenebisacrylamide, 0.03%—0.1% ammonium persulfate and 20%—25% coupling modified class G oil well cement. The plugging agent was suitable for the formation with the temperature of 40—65°C. The initial viscosity of the plugging agent was 10—15 mPa·s, and the gelling time was controllable within 1—5 hours, which indicated that the plugging agent had good injectivity. The gelling strength of the plugging agent could be adjusted from 30 N to 300 N. The core plugging rate was greater than 98%, and the breakthrough pressure was more than 20 MPa, exhibiting good plugging performance. The high strength plugging agent was suitable for plugging the water exit of the original fracture and perforation, which ensured the fracture diversion and forming new fractures during the refracturing. At the same time, it was also suitable for plugging the channeling-path formed by natural fracture. It could provide favorable technical support for the effective development of subsequent refracturing measures and realizing water control and oil increment.

Keywords: channeling-path; plugging agent; remaining oil potential tapping; recovery factor