

文章编号:1000-4092(2021)03-446-07

三元复合驱后微膨型封窜剂体系的研制及应用*

吴晨宇^{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:为了提高封窜剂体系在三元复合驱环境下的固化强度,改善三元复合驱后部分管外窜槽井的封堵效果,通过考察作为主剂的经过辐照后的丙烯酰胺与膨润土的接枝半共聚高分子衍生物混合物浓度、交联剂过硫酸铵浓度、增强剂*N,N*-甲叉基双丙烯酰胺浓度、微膨剂OP-10及十二烷基苯磺酸钠浓度、硬化剂G级水泥浓度对封窜剂固化效果的影响,得到适合三元复合驱后微膨型封窜剂体系,研究了封窜剂固化体在三元复合驱体系中的长期稳定性、封窜剂与三元复合驱体系的配伍性以及封窜剂在三元复合驱体系环境下对岩心的封堵性能,并进行了油田现场封堵封窜试验。优选的配方为13%~17%经过辐照后的丙烯酰胺与膨润土的接枝半共聚高分子衍生物混合物+0.12%~0.18%过硫酸铵+0.06%~0.09% *N,N*-甲叉基双丙烯酰胺+0.3%~0.5% OP-10或0.8%~1.0% 十二烷基苯磺酸钠+5%~7% G级水泥的封窜剂体系的固化时间1~5 h可控,在强碱三元复合驱油体系环境中强度超过20 N,体积膨胀倍数<1.5倍,体积微膨可控且保持较好的高强度稳定性。岩心封堵实验表明,突破压力超过10.0 MPa,岩心封堵率超过97%,封堵能力较好。利用该体系对三元复合驱区块内生产井窜流层位进行封堵,全井日产液降低30.3%,日产油最高增加1.58 t,含水下降4.1%,体系对三元复合驱后窜流井具有良好的封堵效果。图3表7参20

关键词:三元复合驱;微膨;封窜剂;封堵强度;现场应用

中图分类号:TE356.46 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.03.012

目前,强碱/表面活性剂/聚合物三元复合驱(以下简称三元驱)技术被推广应用于大庆油田的矿场试验中^[1-2],取得了显著效果,进一步提高了水驱后原油的采收率。然而由于水驱油井固井质量差、强碱三元驱注入井与水驱油井存在共射层等原因,部分井管外窜造成层间强碱三元复合驱体系窜槽严重^[3-6],造成极大浪费,影响强碱三元驱的开发效果。由于强碱三元复合驱体系中的碱含量较高,常规的封窜剂体系在此环境中不成胶或成胶较弱,固化强度不高,封窜剂会出现破碎现象,封堵长期稳定性无法保证^[7]。利用水泥进行封堵封窜后需进行射孔,而且若封堵效果不理想还需进行二次封堵,对套管损伤大,极大影响了封窜剂体系的封堵效

果。本文通过调研封堵封窜剂^[8-13]及相关技术^[14-18],并结合大庆油田三元驱区块的特点^[19-20],开展了适合三元复合驱后的微膨型封窜剂体系研究,研究了封窜剂固化体在三元复合驱体系中的长期稳定性、封窜剂与三元复合驱体系的配伍性以及封窜剂在三元复合驱体系环境下对岩心的封堵性能,并在油田现场进行了封堵封窜试验,以验证三元复合驱后现场封堵封窜效果。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

微膨型封窜剂由主剂、交联剂、增强剂、微膨添加剂等组成,主剂:经过辐照后的丙烯酰胺与膨润

* 收稿日期:2020-03-28;修回日期:2020-11-15。

基金项目:国家科技重大专项“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:吴晨宇(1989—),女,工程师,中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业硕士(2014),从事堵水调剖及油田化学方面工作,通讯地址:163453 黑龙江省大庆油田采油工程研究院油田化学研究室, E-mail:wchyu@petrochina.com.cn。

土的接枝半共聚高分子衍生物混合物,大庆辐照中心;交联剂:过硫酸铵,分析纯,泉瑞试剂厂;增强剂:*N,N*-甲叉基双丙烯酰胺,天津福晨化学试剂厂,分析纯;微膨剂 1:OP-10,有效含量 $\geq 99\%$,泉瑞试剂厂;微膨剂 2:十二烷基苯磺酸钠,化学纯,沈阳市华东试剂厂;硬化剂:G 级水泥,大庆昆仑集团水泥有限公司。聚合物,相对分子质量 25×10^6 ,水解度 28%,北京恒聚化工基团有限责任公司;重烷基苯磺酸盐(HABS),工业纯,大庆助剂厂;NaOH,分析纯,天津市巴斯夫化工有限公司。实验用水为模拟地层水,矿化度 8217.5 mg/L,主要离子质量浓度(单位 mg/L): $K^+ + Na^+$ 2732.6, Ca^{2+} 11.6, Mg^{2+} 7.9, Cl^- 2101.6, CO_3^{2-} 321.0, HCO_3^- 2997.0, SO_4^{2-} 45.8;实验用岩心为石英砂环氧树脂胶结人造岩心,直径 3.8 cm、长度 30 cm,渗透率 $1.357 \mu m^2$ 。

BHC-II 型抽空饱和装置,江苏华安科研仪器有限公司;260D 型 Isco 驱替泵,美国 Teledyne 公司;Sundoo 型电子数显弹簧拉压试验机,温州山度仪器有限公司。

1.2 实验方法

(1) 微膨型封窜剂悬浮液的配制

常温下,将一定量的主剂加入模拟地层水中,充分搅拌至主剂完全溶解,然后依次加入交联剂、增强剂、微膨添加剂及硬化剂,体系呈均匀的悬浮液状态后,将体系放置于 $45^\circ C$ 烘箱中。

(2) 固化强度测定

将配制的微膨型封窜剂悬浮液置于标准模具中,待体系完全固化后,将其取出放于电子数显弹簧拉压试验机上,向下按压手柄对单位面积的微膨型封窜剂进行施压,使封窜剂在高度上产生 1 cm 的形变,此时显示屏上的承压值即为该封窜剂的固化强度(单位 N)。

(3) 浸泡膨胀性测定

在 $45^\circ C$ 下,将封窜剂体系的固化体浸泡在三元复合驱体系(0.3% HABS + 1.2% NaOH + 0.2% HPAM)中,一段时间后测定固化体的强度和体积,由膨胀后体积与膨胀前体积之比计算膨胀倍数。

(4) 长期稳定性

在 $45^\circ C$ 下,将封窜剂体系的固化体浸泡在 5 种不同浓度的三元复合驱体系中 365 d,一定时间后测

定固化体的强度和体积,以评价封窜剂固化体的长期稳定性。

(5) 配伍性实验

将主剂、交联剂、增强剂、微膨剂及硬化剂依次加入 5 种不同浓度的三元复合驱体系中,并搅拌均匀,测定固化时间和固化强度,根据固化情况评价封窜剂与三元复合驱体系的配伍性

(6) 封堵性能测定

封窜剂在岩心中的封堵强度以突破压力来表示。首先将岩心抽真空,水测渗透率,饱和三元复合体系,以注入速率 2 mL/min 注入 2 PV 的配制好的微膨型封窜剂,并在 $45^\circ C$ 恒温箱内候凝 24 h;最后以注入速率 0.1 mL/min 反向注入三元复合驱体系,驱替压力从零开始直至出口端流出第一滴液体,记录进口端压力即突破压力(MPa)。实验采用恒速法,整个实验过程由压力传感器自动采集压力。

2 结果与讨论

2.1 体系各组分含量优选

2.1.1 主剂含量优选及其对固化效果的影响

要保证封窜剂在油田现场可起到较好的封堵效果,其性能既要满足固化时间的要求,又要满足固化后强度的要求。配制配方为主剂+0.12%交联剂+0.09%增强剂的封窜剂体系,不同主剂加量(分别为 5%、7%、9%、11%、13%、15%、17%)下的固化时间和固化强度见图 1。由图 1 可以看出,固化时间随主剂加量的增加而缩短,固化强度随主剂浓度的增加而显著增强;主剂加量低于 13% 时,固化时间随主剂浓度增加而急剧缩短,当主剂加量超过 13% 后,固化时间缩短的程度随主剂浓度增加而趋于平缓。主剂加量越大,高分子衍生物在交联剂作用下发生交联反应越充分,反应速率越快,通过增强剂的连接形成三维网状体,网状体内空间由更多带有多价阳离子或极性基团的分子填充,体系越稳定。主剂加量超过 17% 后,随主剂加量的增大,固化强度的增加幅度不明显。由此,主剂加量范围以 13%~17% 为宜,既可满足固化时间要求又保证了固化强度。

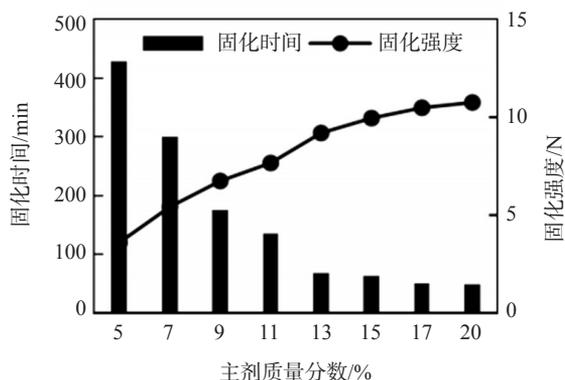


图1 主剂加量对固化时间和固化强度的影响

2.1.2 交联剂加量对固化效果的影响

固定主剂加量为15%、增强剂加量为0.09%，不同交联剂加量(0.06%、0.09%、0.12%、0.15%、0.18%、0.24%)下封窜剂体系的固化时间和固化强度见图2。由图2可以看出，随交联剂加量的增大，固化时间缩短，固化强度增强。交联剂加量超过0.12%后，随交联剂加量的增大，固化强度超过8 N且增幅趋势明显，此变化趋势表明交联剂加量达到0.12%后，交联剂加量的增大，促进了更多的高分子衍生物参与交联反应，反应速率增大，三维网状体结构趋于稳定，体系强度不断增加。交联剂加量超过0.18%后，封窜剂体系强度增加幅度放缓。由此，交联剂加量以0.12%~0.18%较为合适。

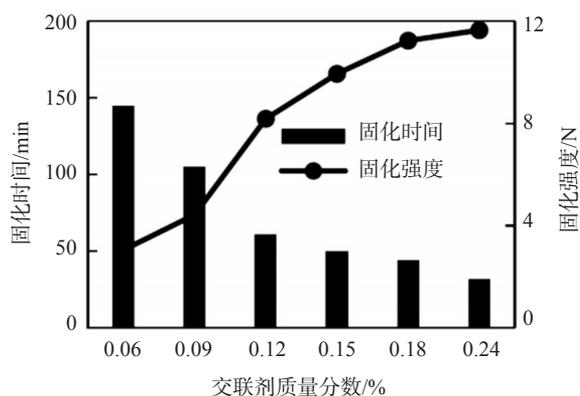


图2 交联剂加量对固化时间和固化强度的影响

2.1.3 增强剂加量对固化效果的影响

固定主剂加量为15%、交联剂加量为0.15%，不同增强剂加量下封窜剂的固化时间和固化强度见图3。由图3可以看出，增强剂加量对固化时间的影响较小，固化强度随增强剂加量的增大而增强，但整体增幅比较平缓。增强剂加量超过0.075%（即增

强剂占交联剂质量的50%）后，随固化剂加量的增加，固化强度变化不大。此变化趋势表明当增强剂占交联剂质量的50%时，体系中多价阳离子或极性基团与主链和增强剂上的极性基团通过配位键或基团的极性作用使得体系的稳定性及强度达到最优，进而形成了稳定的高弹性橡胶状封窜体，因此，增强剂加量定为交联剂加量的50%较为合适。

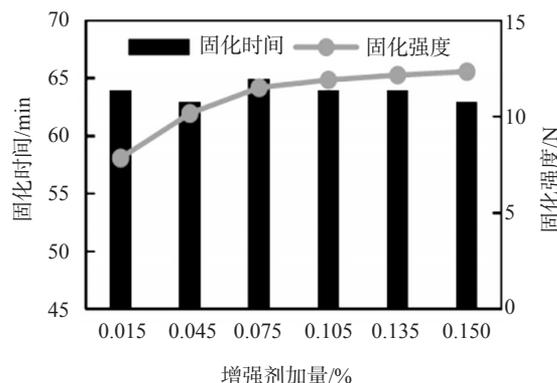


图3 增强剂加量对固化时间和固化强度的影响

2.1.4 微膨剂及硬化剂对封窜剂体系性能的改善

(1) 微膨剂对体系性能的改善

封窜剂在三元复合驱体系中长期浸泡后，会出现明显的膨胀现象且体积显著增加，其固化强度也会随体积不断增大而显著降低，封堵强度随之下降。微膨剂的加入可以改善封窜体系在三元复合驱体系中浸泡时的膨胀程度，解决注入过程中的封窜剂吸水膨化较快、膨胀体积过大的问题。选取OP-10、十二烷基苯磺酸钠2种微膨剂，向配方为15%主剂+0.15%交联剂+0.075%增强剂的封窜剂体系中加入一定量的微膨剂，待体系固化后置于三元复合驱体系中10 d，不同微膨剂及加量下封窜剂体系的体积膨胀倍数见表1。由表1可以看出，浸泡膨胀倍数随着微膨剂加量的增大而不断减小；加入质

表1 不同微膨剂加量下封窜剂体系的体积膨胀倍数

微膨剂	微膨剂加量/%	浸泡膨胀倍数	微膨剂	微膨剂加量/%	浸泡膨胀倍数
OP-10	0.1	2.56	十二烷基苯磺酸钠	0.2	2.95
	0.2	1.55		0.4	1.89
	0.3	0.98		0.6	1.36
	0.4	0.92		0.8	0.95
	0.5	0.89		1.0	0.90

注：浸泡10 d。

量分数 0.3%~0.5% 的微膨剂 OP-10, 封窜体系固化后在三元复合驱体系中浸泡 10 d 时的膨胀倍数 < 1 倍; 加入质量分数 0.8%~1.0% 的微膨剂十二烷基苯磺酸钠, 封窜体系固化后在三元复合驱体系中浸泡 10 d 时的膨胀倍数 < 1 倍。

封窜剂体系中引入 OP-10 或十二烷基苯磺酸钠后, 其在聚合物分子链中形成致密的水化溶剂层, 水分子被更好地束缚在体系中, 以此抗衡盐离子的去水化作用。同时, 酰胺基耐水解能力的大幅度提升也增强了金属离子对聚合物分子链破坏的抵抗作用。

此外, OP-10 或十二烷基苯磺酸钠能起到有效抑制酰胺基水解并增强热稳定性的作用, 同时分子链的刚性不断增加, 使其耐碱性显著提高, 改善了 HPAM 耐碱性差的缺陷, 保证了封窜剂固化后在三元复合驱体系中的体积膨胀倍数可控。由此表明, 加入 OP-10 或十二烷基苯磺酸钠的封窜剂体系微膨性能较好, OP-10 加量定为 0.3%~0.5%、十二烷基苯磺酸钠加量定为 0.8%~1.0% 较为合适。

(2) 硬化剂对体系性能的改善

在封窜体系中加入硬化剂, 使得各组分更好地胶结在一起, 增加封窜剂固化强度。向体系 I (15% 主剂+0.15% 交联剂+0.075% 增强剂+0.4% 微膨剂 1) 和体系 II (15% 主剂+0.15% 交联剂+0.075% 增强剂+0.9% 微膨剂 2) 中分别加入一定量 (1%、3%、5%、7%) 的硬化剂 G 级水泥, 待体系固化后置于三元复合驱体系中 30 d, 不同硬化剂加量下封窜剂体系浸泡不同时间后的强度和体积膨胀倍数见表 2 和表 3。固化强度随硬化剂加量的增大而增强, 硬化剂加量超过 5% 时, 固化强度 > 20 N, 硬化剂的加入极大提升了封窜剂体系的固化强度。硬化剂加量在 1%~3% 范围内, 随着浸泡时间的延长, 固化强度明显地下降; 而硬化剂加量在 5%~7% 范围内, 体系浸泡 30 d 后, 强度下降幅度很小。封窜剂固化体在三元复合驱体系中浸泡 30 d 后, 体积膨胀倍数随硬化剂加量的增加而减小, 硬化剂加量在 5%~7% 范围内, 体积膨胀倍数 < 1.5 倍。硬化剂的自应性能增加了体系的热稳定性, 使得体积膨胀倍数达到可控。由此, 硬化剂加量以 5%~7% 较为合适。

水泥作为一种水硬性胶凝材料, 加入封窜剂体系后, 增强了主剂与主剂、主剂与增强剂、增强剂与

增强剂之间的连接, 又限制了主体链段的旋转和振动, 最终使封窜剂强度显著增大。

表 2 硬化剂加量对封窜剂体系 I 固化强度和体积膨胀倍数的影响

硬化剂加量/%	不同浸泡时间下的固化强度/N				不同浸泡时间下的体积膨胀倍数		
	0 d	10 d	20 d	30 d	10 d	20 d	30 d
1	14.4	13.9	13.2	12.8	1.53	2.11	2.45
3	17.6	17.0	16.6	16.2	1.15	1.63	1.98
5	20.6	20.4	20.3	20.2	0.76	1.22	1.45
7	22.2	22.15	22.1	22.0	0.57	0.99	1.15

表 3 硬化剂加量对封窜剂体系 II 固化强度和体积膨胀倍数的影响

硬化剂加量/%	不同浸泡时间下的固化强度/N				不同浸泡时间下的体积膨胀倍数		
	0 d	10 d	20 d	30 d	10 d	20 d	30 d
1	13.4	12.9	12.2	11.4	1.64	2.27	2.64
3	16.6	16.0	15.5	15.1	1.22	1.63	2.05
5	20.2	20.1	20.0	19.8	0.81	1.28	1.48
7	21.2	21.1	21.0	20.9	0.69	1.05	1.23

2.2 微膨型封窜剂在三元复合驱环境中的性能

油田现场进行封堵封窜施工后, 有效期是衡量施工效果的一个重要指标。由于窜流原因及窜流程度不同, 管外窜导致三元复合驱替液的浓度也有所差异。利用聚合物、表面活性剂及碱配制 5 种不同浓度的三元复合驱替液体系 (见表 4), 用于进行微膨型封窜剂长期稳定性及配伍性实验。

表 4 不同浓度三元复合驱替体系组成

三元复合驱替体系	HABS 质量分数/%	NaOH 质量分数/%	HPAM 质量分数/%
①	0	0	0
②	0.09	0.36	0.06
③	0.15	0.60	0.10
④	0.21	0.84	0.14
⑤	0.30	1.20	0.20

2.2.1 微膨型封窜剂在三元复合驱体系中的长期稳定性

在 45 °C 下, 将微膨型封窜剂体系 I (15% 主剂+

0.15%交联剂+0.075%增强剂+0.4%微膨剂1+7%硬化剂)、体系Ⅱ(15%主剂+0.15%交联剂+0.075%增强剂+0.9%微膨剂2+7%硬化剂)的固化体浸泡于5种不同浓度的三元复合驱替体系(见表4)中365 d,封窜剂固化体的强度和体积变化情况见表5。由表5可以看出,两种微膨型封窜剂固化体浸泡在三元复合驱体系中的强度随三元复合驱体系浓度的增加而降低,在浸泡12个月后,强度降低幅度在10%以内,表明该封窜体系在不同浓度的三元复合驱体系环境中均保持较好的长期稳定性,体系Ⅰ的强度稳定性略优于体系Ⅱ的。两个体系的固化强度均>20 N,浸泡12个月后,强度最低仍能超过19 N,体积膨胀倍数<1.5倍,完全能够满足封堵强度的要求。

表5 封窜剂固化体在三元复合驱体系中长期浸泡对强度和体积的影响

封窜体系	三元复合驱替体系	浸泡不同时间下的固化强度/N					365 d强度降低率/%	365 d体积膨胀倍数
		0 d	30 d	90 d	180 d	365 d		
		体系Ⅰ	①	22.2	22.1	22.0		
	②	22.2	22.1	21.8	21.5	21.2	4.3	1.21
	③	22.2	22.0	21.6	21.3	21.0	5.6	1.28
	④	22.2	21.9	21.4	21.0	20.6	7.4	1.33
	⑤	22.2	21.7	21.2	20.7	20.3	8.5	1.37
体系Ⅱ	①	21.2	21.0	20.9	20.6	20.4	3.9	1.22
	②	21.2	20.8	20.5	20.3	20.1	5.2	1.27
	③	21.2	20.9	20.5	20.1	19.9	6.3	1.34
	④	21.2	20.6	20.0	19.7	19.4	8.7	1.39
	⑤	21.2	20.6	19.9	19.5	19.2	9.2	1.42

2.2.2 微膨型封窜剂与三元复合驱体系的配伍性

利用不同浓度的三元复合驱体系配制的微膨型封窜剂(体系Ⅰ:15%主剂+0.15%交联剂+0.075%增强剂+0.4%微膨剂1+7%硬化剂、体系Ⅱ:15%主剂+0.15%交联剂+0.075%增强剂+0.9%微膨剂2+7%硬化剂)的固化时间和固化强度见表6。由表6可以看出,随着三元复合驱体系浓度的增加,两种微膨型封窜剂体系的固化时间均有所减少,固化强度均有所降低,但整体降幅不大,仍保持了较高的固化强度。此外,在配制过程中没有出现絮凝、分层等现象,微膨型封窜剂在不同浓度的三元复合驱

体系中均匀悬浮,完全固化后亦没有出现析出、脆化、破碎等现象,这表明微膨型封窜剂与三元复合驱体系的配伍性较好。

表6 微膨型封窜剂与三元复合驱体系的配伍性

类型	三元复合驱替体系	固化时间/min	固化强度/N
体系Ⅰ	①	66	23.6
	②	66	23.6
	③	64	23.2
	④	63	23.2
	⑤	63	22.9
体系Ⅱ	①	68	23.1
	②	68	22.9
	③	67	22.7
	④	67	22.2
	⑤	65	22.0

2.2.3 微膨型封窜剂体系的封堵性能

微膨型封窜剂在三元复合驱体系环境下对岩心的封堵效果如表7所示。由表7可以看出,微膨型封窜剂体系在三元复合驱环境下对岩心的封堵能力较好,渗透率相差较大的2组岩心封堵后的突破压力均达到了10 MPa以上,岩心封堵率超过97%。注入岩心中的微膨型封窜剂体系在三元复合驱替环境中固化后的膨胀体积适中,封堵强度未发生显著下降。

表7 微膨型封窜剂对岩心的封堵效果

岩心编号	封窜剂体系	渗透率/ μm^2		注入压力/MPa	突破压力/MPa	封堵率/%
		封堵前	封堵后			
1	体系Ⅰ	1.452	0.027	0.9	10.0	98.1
2	体系Ⅱ	0.536	0.011	1.2	10.3	97.9

2.3 现场应用效果

强碱三元复合驱区块内生产井的采剂浓度高于全区平均值,含水回升速率也较全区平均值高,部分井窜流严重。随着三元复合驱段塞的不断注入,区块采出井地层内三元复合驱体系含量高,pH值也高,因此封窜体系必须适合三元复合驱后的地层环境,才能对窜流部位进行有效封堵。

采用微膨型封窜剂对该区块内9口井进行封堵

封窜后,平均单井日产液下降 10 m^3 ,日产油增加 0.68 t ,含水下降 2.0 个百分点。以该区块内一口窜流较为严重的生产井进行分析,其采出液中的聚合物和碱的浓度均高于全区平均值,采出液中表面活性剂的浓度跟全区浓度相当。该井的含水高,采剂浓度高,存在优势渗流通道,导致窜流严重,造成注入的三元复合驱体系无效循环。依据该井所在区块的地质概况及井组的特征,确定了进行封堵封窜的选层原则及段塞组合设计原则,并进行段塞组合优化设计。利用微膨型封窜剂对窜流层位进行封堵,封堵后全井日产液降低 30.3% ;日产油最高增加 1.58 t ,含水下降 4.1 个百分点,目前持续有效。该井产液剖面测试结果表明,措施后封堵层位产液比例由 35.2% 降至 16.1% ,非目的层吸液比例增加。随后对三元驱注入井注入示踪剂,对三元连通油井及可能存在窜流的水驱井取样监测,封堵井封堵后均未见示踪剂检出,这证明该微膨型封窜剂在三元复合驱环境下稳定性好,能长时间保持封堵强度及封堵效果。

3 结论

配方为 $13\%\sim 17\%$ 主剂(经过辐照后的丙烯酰胺与膨润土的接枝半共聚高分子衍生物混合物)+ $0.12\%\sim 0.18\%$ 交联剂(过硫酸胺)+ $0.06\%\sim 0.09\%$ 增强剂(N,N -甲叉基双丙烯酰胺)+ $0.3\%\sim 0.5\%$ 微膨剂OP-10(或 $0.8\%\sim 1.0\%$ 微膨剂十二烷基苯磺酸钠)+ $5\%\sim 7\%$ 硬化剂(G级水泥)的微膨型封窜剂体系的固化时间在 $1\sim 5\text{ h}$ 之内可控,固化强度超过 20 N 。

该体系在强碱三元复合驱环境下的成胶效果好,固化强度不降低;体系具有很好的微膨特性,浸泡后体积膨胀倍数 < 1.5 倍,进入地层后能很好地与地层进行无缝连接。该体系依靠固化膨胀提高封堵强度,突破压力达到了 10.0 MPa 及以上,岩心封堵率超过 97% 。

该微膨型封窜剂对油田现场9口窜流井的封堵效果良好,且具有长期封堵性。

参考文献:

- [1] 牛丽伟,姜贵璞,卢祥国,等.三元复合体系性能及其对驱油效率影响研究[J].油田化学,2014,31(2):290-294.
- [2] 李华斌.三元复合驱新进展及矿场试验[M].北京:科学出版社,2007:10-20.
- [3] 王昊.浅谈对三元复合驱开发初期区块内水驱井封堵的分析与认识[J].科技与企业,2015(1):95.
- [4] 张蕾,刘彬,王红云.油田过多产水问题分类与处理措施[J].大庆石油地质与开发,2007(3):60-64.
- [5] 赵福麟,戴彩丽,王业飞,等.油井堵水概念的内涵及其技术关键[J].石油学报,2006(5):71-74.
- [6] 霍艳玲.油井封堵封窜的研究与应用[J].石化技术,2015,22(7):172.
- [7] 祝绍功,刘向斌,王力,等.一种微膨型封堵剂及其制备方法:CN 201910727723.4[P].2019-12-13.
- [8] 王贤君,周泉,田宝河,等.AP4高聚物堵水剂的研制及应用[J].油田化学,2000(1):31-33.
- [9] 朱强娟,蒲万芬,赵田红,等.不稳定交联凝胶类堵剂的探索研究[J].断块油气田,2014,21(4):513-515.
- [10] 那日苏,卢祥国,田中原,等.高盐油藏大尺度优势通道封堵剂组成优化及性能评价——以吐哈雁木西油田为例[J].大庆石油地质与开发,2019,38(4):45-50.
- [11] 赖南君,李玺,傅波,等.AA/AM/AMPS/DAC体膨型堵水剂的合成及性能[J].精细化工,2014,31(8):1015-1019.
- [12] 刘松梅.抗碱型堵剂的研制与应用[J].石油地质与工程,2006(5):74-76.
- [13] 穆海朋.钻井中封堵漏层和水层的理论研究及新型堵剂的研制[D].青岛:中国石油大学(华东),2009.
- [14] 赵福麟.油井选择性堵水[J].中国石油大学学报(自然科学版),2010,34(1):84-92.
- [15] 关辉.水泥封堵封窜技术探索[J].化学工程与装备,2018(1):138-140.
- [16] 陈思远.油田化学堵水技术研究[J].化工设计通讯,2019,45(11):21.
- [17] 李广喜.侧钻井易钻塞、微膨性堵剂的研制及应用[J].石油与天然气化工,2011,40(2):182-185.
- [18] 任从军,李俊平,岳志强,等.超细水泥封堵剂研究与应用[J].钻井液与完井液,2001(1):19-23.
- [19] 徐国民,杜冰鑫,张淑利,等.杏北开发区一类油层三元复合驱堵水工艺技术研究[J].采油工程文集,2016(2):36-40.
- [20] 李洁,王茂盛,赵长久.三元复合驱水驱干扰井封堵技术界限[J].大庆石油地质与开发,2019,38(6):90-96.

Development and Application of Slightly Expanded Sealing Channeling Agent System for Ternary Flooding Formation

WU Chenyu^{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 order to improve the curing strength of the sealing and channeling agent system in ASP flooding environment and improve the plugging effect of external channeling well after ASP flooding, through investigating the influence of the concentrations of main agent (a mixture of irradiated acrylamide and bentonite grafted semi-copolymerized polymer derivatives), crosslinking agent (ammonium persulfate), reinforcing agent (*N, N*-methyl-diacrylamide), micro-expansion agent (OP-10 and sodium dodecyl benzene sulfonate) and hardening agent (G grade cement) on curing effect, a slightly expanded sealing and channeling (SESC) system suitable for ASP flooding was obtained. The long-term stability of solidified body of SESC system in ASP flooding system and the compatibility between the SESC system and ASP flooding system were studied, and the plugging performance test of the SESC system on the core in ASP flooding system and the field plugging and channeling test were carried out. The optimal recipe of the SESC system was as follows: 13%—17% main agent+0.12%—0.18% crosslinking agent +0.06%—0.09% reinforcing agent +0.3%—0.5% OP-10 or 0.8%—1.0% sodium dodecyl benzene sulfonate+5%—7% hardening agent. The curing time of the SESC system was 1—5 h. The minimum strength of the system could still exceed 20 N, and the volume expansion multiple was less than 1.5 times after 12 months immersion in ASP environment. After soaking, the volume inflation of the system was controllable and the high strength stability was maintained. The core sealing experiment showed that the breakthrough pressure reached above 10.0 MPa and the core plugging rate exceeded up to 97%, which proved that the SESC system possessed excellent plugging ability. The field sealing test showed that the total well fluid production decreased by 30.3%, the maximum oil production increased by 1.58 t, and the water cut decreased by 4.1% after the SESC system was used to seal the cross-flow horizon of a well. The SESC system had good sealing effect on cross-flow wells after ASP flooding.

Keywords: ASP flooding; slight volume expansion; sealing channeling agent; seal strength; field application