

空间尺寸对淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果影响及作用机理

——以渤海绥中36-1油田为例

曹伟佳¹, 卢祥国¹, 苏鑫², 张云宝^{1,3}, 徐国瑞⁴, 李翔⁴

(1.东北石油大学 提高油气采收率教育部重点实验室,黑龙江 大庆 163318; 2.中国石油大学(北京),北京 102249; 3.中海石油(中国)有限公司天津分公司 研究院,天津 300450; 4.中海油田服务股份有限公司天津分公司,天津 300452)

摘要:为解决渤海油藏注水开发过程中注采井间形成的低效和无效循环,需对窜流通道进行治理,而淀粉接枝共聚物凝胶具有初始粘度较低、成胶强度大、封堵效果好和耐酸耐碱等优点,并且在陆地油田大孔道或特高渗透条带治理过程中发挥了重要作用。为此,开展空间尺寸对淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果影响的实验研究和机理探索,结果表明,化学反应空间环境对淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果存在较大影响,成胶环境空间尺寸愈大,成胶效果愈好。为确保淀粉接枝共聚物凝胶各组分在岩心孔隙内发生交联反应,需在以磨口瓶为成胶环境和粘度为评价指标所取得配方基础上适当提高各组分质量分数。此外,在淀粉接枝共聚物凝胶注入岩心前后注入适量前置和顶替段塞将有助于促进各组分间的交联反应。

关键词:淀粉 丙烯酰胺 多孔介质 成胶效果 物理模拟 机理分析 渤海油藏

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

Effect of space size on gel formation of starch graft copolymer and its mechanism: Taking the reservoirs of SZ36-1 Block in Bohai Oilfield as an example

CAO Weijia¹, LU Xiangguo¹, SU Xin², ZHANG Yunbao^{1,3}, XU Guorui⁴, LI Xiang⁴

(1. Key Laboratory of EOR, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2. China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 3. Research Institute, Tianjin Branch Company, CNOOC China Ltd., Tianjin City, 300450, China; 4. Tianjin Branch, China Oilfield Services Limited, Tianjin City, 300452, China)

Abstract: In order to solve the inefficient and invalid circulation between injection and production wells during waterflood-ing development in Bohai reservoir, channeling path should be managed, and the starch graft copolymer gel has the advantages of low initial viscosity, high gelling strength, good sealing effect and acid and alkali resistance. It plays an important role in the process of large-channel oilfields or ultra-high permeability zones in land oilfields. Experimental study and mechanism of the effect of space size on the gelling effect of the starch graft copolymer were carried out. The results show that the chemical reaction space environment has a great effect on the gelling effect of the starch graft copolymer, and when the space size is larger, the gelling effect is better. In order to ensure the cross-linking reaction of the starch graft copolymer in the core pores, the concentration of the components that obtained by taking the grinding bottle as the gelling environment needs to be increased while taking the viscosity as the evaluation index. In addition, it is necessary to inject pre-slugs and displacement slugs before and after the injection of the starch graft copolymer into the core, and it will contribute to the

收稿日期:2018-03-08。

作者简介:曹伟佳(1992—),女,黑龙江肇源人,在读博士研究生,从事调剖、堵水和化学驱技术研究。联系电话:(0459)6503406, E-mail: caoweijia131466@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海双高油田多级窜逸堵调驱一体化技术研究及示范”(2016ZX05058-003-010),国家自然科学基金项目“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(51574086)。

promotion of cross-linking reactions among the components.

Key words: starch; acrylamide; gelling effect; physical simulation; mechanism analysis; Bohai reservoir

渤海绥中36-1油田具有储层岩心胶结疏松、非均质性严重、原油粘度较高、平均渗透率较高和单井注水量较大等特点^[1-4],注水开发不仅极易发生突进,而且注入水对岩石结构的冲刷和破坏作用又进一步加剧了储层非均质性,低效和无效循环现象十分严重^[5-7]。储层原油具有粘度高和胶质、沥青质含量高等特点,随着开采过程中温度和压力降低,原油中气体逸出,引起原油中蜡质在孔喉处析出,造成孔喉堵塞和注水困难^[8-10]。此外,该油田采取筛管完井方式,限制了颗粒类封堵剂使用,而普通聚合物凝胶强度又难以满足实际需求。

淀粉接枝共聚物凝胶具有初始粘度较低、成胶强度大和稳定性好等优点,在陆地油田大孔道或特高渗透条带封堵作业中取得较好增油降水效果^[11-13]。为了进一步提高淀粉接枝共聚物凝胶的油藏适应性和矿场应用效果,在淀粉改性、新型交联剂和引发剂研制等方面开展了大量研究,但这些研究所采用的评价指标多为粘度,考虑空间尺寸对淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果影响方面的研究较少^[14-17],在一定程度上影响了淀粉接枝共聚物凝胶矿场应用效果。为满足渤海油藏窜流治理技术要求,笔者以高分子材料学、物理化学和油藏工程等为理论指导,以仪器检测、化学分析和物理模拟等为技术手段,以渤海绥中36-1油田储层地质和流体为研究对象,以粘度、压力梯度和残余阻力系数为评价指标,开展空间尺寸对淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果影响实验研究和作用机理探索,为矿场技术决策提供实验依据。

1 实验器材与方法

1.1 实验材料

淀粉接枝共聚物凝胶(又称堵水剂)中交联剂为N,N-二甲氨基双丙烯酰胺,引发剂为 $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$,由中国海洋石油服务股份有限公司提供,有效含量为100%;丙烯酰胺和缓凝剂(无水 Na_2SO_3)由天津市大茂化学试剂厂生产,有效含量分别为98%和97%;淀粉由石家庄利达淀粉厂生产,有效含量为100%。

实验用油为渤海绥中36-1油田脱气原油与煤油按一定比例混合而成的模拟油,油藏温度下的粘度为45 mPa·s。

实验用水为渤海绥中36-1油田注入水,其中

Na^+ 、 K^+ 、 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 和 HCO_3^- 质量浓度分别为3 093.2, 305.5, 275.6, 5 879.7, 85.3和311.5 mg/L,总矿化度为9 950.8 mg/L。

实验用岩心为石英砂环氧树脂胶结人造岩心^[18-20],包括非均质和均质2种规格,其宽度、高度和长度分别为4.5, 4.5和30 cm。非均质岩心包括3个小层,渗透率分别为6 000, 1 500和500 mD,小层厚度均为1.5 cm。均质岩心渗透率分别为5 000和8 000 mD。

1.2 仪器设备

实验采用DV-II型布氏粘度计测试淀粉接枝共聚物凝胶视粘度。

实验采用岩心驱替实验装置测试淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果,评价指标包括压力梯度、残余阻力系数以及注入压力、含水率和采收率与注入量的关系。实验装置主要包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等,除平流泵和手摇泵外,其他仪器置于65℃恒温箱内。

实验注液速度为0.3 mL/min,数据采集时间间隔为30 min。

1.3 实验步骤

磨口瓶内成胶实验 首先,确定淀粉接枝共聚物凝胶中各药剂的质量分数,配制淀粉接枝共聚物凝胶;其次,将淀粉接枝共聚物凝胶置于磨口瓶内,定期测定其粘度,依据成胶时间和粘度评价成胶效果,进而确定淀粉接枝共聚物凝胶最佳配方。

岩心内静态成胶实验 按照上述优化配方配制淀粉接枝共聚物凝胶,在未发生交联反应之前尽快将其注入岩心,注入量为1 PV。岩心在恒温箱内静置一定时间后,进行后续水驱。记录上述注入过程中岩心入口压力,依据注入压力升高幅度来评价淀粉接枝共聚物凝胶在岩心孔隙内成胶效果。若注入压力或压力梯度升幅未达到预期值,调整配方,直至达到预期值为止。

堵水实验 实验步骤主要包括:①室温下岩心抽真空饱和注入水,计算孔隙体积和孔隙度。②实验温度为65℃条件下岩心饱和模拟油,计算含油饱和度。③实验温度为65℃条件下岩心水驱至含水率为98%,计算水驱采收率。④实验温度为65℃条件下岩心采出端注入淀粉接枝共聚物凝胶,候凝时间为36 h。⑤后续水驱至含水率为98%,计算水驱采收率。

1.4 方案设计

1.4.1 磨口瓶内成胶效果及其影响因素

通过对淀粉接枝共聚物凝胶在玻璃容器内成胶性能及其耐稀释性、抗剪切性、耐油性、耐粘土性和时间稳定性等影响因素的实验研究,确定封堵剂优化配方。

1.4.2 岩心内成胶效果及其影响因素

方案1-1和方案1-2 分别向渗透率为5 000和8 000 mD的岩心 I 和岩心 II 中注入1 PV 淀粉接枝共聚物凝胶(配方 I 为2%淀粉+4%丙烯酰胺+0.036%交联剂+0.012%引发剂+0.002%无水亚硫酸钠)(候凝时间为24 h),然后进行后续水驱。依据上述岩心内成胶效果,进一步调整和优化封堵剂组成。在其他组分保持不变条件下,将配方 I 中的淀粉质量分数由2%调整为3%,形成配方 II。

方案1-3—方案1-8 向岩心 I 中注入2 PV 淀粉接枝共聚物凝胶(配方 I 和配方 II,候凝时间分别为24,72和120 h),然后进行后续水驱。

1.4.3 堵水效果及配方优化

方案2-1—方案2-4 水驱至含水率为98%+0.05 PV 淀粉溶液前置段塞+0.075 PV 淀粉接枝共聚物凝胶(3%淀粉+3%或4%或5%或6%丙烯酰胺+0.036%交联剂+0.012%引发剂+0.002%无水亚硫酸钠)+0.025 PV 淀粉溶液保护段塞+0.1 PV 聚合物溶液顶替段塞+后续水驱至含水率为98%。前置段塞和保护段塞淀粉质量分数均为3%,顶替段塞聚合物为部分水解聚丙烯酰胺,质量分数为0.15%。

方案2-5 水驱至含水率为98%+0.05 PV 淀粉溶液前置段塞+0.075 PV 淀粉接枝共聚物凝胶(优化配方 I :4%淀粉+4%丙烯酰胺+0.036%交联剂+0.012%引发剂+0.002%无水亚硫酸钠)+0.025 PV 保护段塞+后续水驱至含水率为98%。

方案2-6 水驱至含水率为98%+0.05 PV 淀粉溶液前置段塞+0.075 PV 淀粉接枝共聚物凝胶(优化配方 II :4%淀粉+4%丙烯酰胺+0.036%交联剂+0.012%引发剂)+0.025 PV 保护段塞+0.1 PV 聚合物溶液顶替段塞+后续水驱至含水率为98%。

方案2-7 水驱至含水率为98%+0.05 PV 淀粉溶液前置段塞+0.075 PV 淀粉接枝共聚物凝胶(优化配方 I :4%淀粉+4%丙烯酰胺+0.036%交联剂+0.012%引发剂+0.002%无水亚硫酸钠)+0.025 PV 保护段塞+0.1 PV 顶替段塞+0.1 PV 聚合物溶液顶替段塞+后续水驱至含水率为98%。

方案2-5—方案2-7中前置段塞和保护段塞淀粉质量分数为4%,顶替段塞聚合物质量分数为

0.15%。

2 实验结果及分析

2.1 磨口瓶内成胶效果及其影响因素

首先对淀粉质量分数进行筛选,测试不同质量分数羟丙基淀粉水溶液粘度,其中当羟丙基淀粉质量分数分别为1.5%,2.0%,3.0%和4.0%时,水溶液粘度分别为28.7,70.4,432和1 464 mPa·s。随着羟丙基淀粉质量分数的增加,其水溶液粘度也增加。当质量分数大于2.0%后,粘度增加速率明显加快,将严重影响淀粉接枝共聚物凝胶注入能力。因此,初期采用淀粉质量分数为2.0%。

采用 $L_9(3^3)$ 正交试验选定丙烯酰胺、交联剂和引发剂为主要影响因素(表1)。

表1 正交试验因素及水平
Table1 Factors and levels of orthogonal experiment %

水平	因素		
	丙烯酰胺质量分数	交联剂质量分数	引发剂质量分数
1	4	0.032	0.008
2	5	0.036	0.012
3	6	0.040	0.016

在质量分数为2%的淀粉和0.002%的无水亚硫酸钠条件下,按照表1中所列丙烯酰胺、交联剂和引发剂质量分数配制淀粉接枝共聚物凝胶。分析粘度测试结果(表2)可知,在磨口瓶内各配方均可形成高强度凝胶(粘度均大于20 000 mPa·s),只是成胶时间略有不同。采用极差分析法将3个实验因素对成胶时间影响进行分析,丙烯酰胺因素1水平影响反映在第1—3号试验中,丙烯酰胺因素2水平影响反映在第4—6号试验中,丙烯酰胺因素3水平影响反映在第7—9号试验中,计算丙烯酰胺因素3个

表2 正交试验结果及综合评价指标
Table2 Orthogonal experimental results and comprehensive evaluation index

序号	质量分数 / %			成胶时间/h	粘度/(mPa·s)
	丙烯酰胺	交联剂	引发剂		
1	4	0.032	0.008	7.75	31 250
2	4	0.036	0.012	6.00	47 580
3	4	0.040	0.016	3.67	55 870
4	5	0.032	0.012	3.50	61 510
5	5	0.036	0.016	3.00	63 140
6	5	0.040	0.008	4.17	58 470
7	6	0.032	0.016	3.00	66 240
8	6	0.036	0.008	3.75	63 570
9	6	0.040	0.012	3.45	65 140

水平成胶时间极差 $R_{\text{丙烯酸胺}}$ 为 2.41, 类似的 $R_{\text{交联剂}}$ 为 0.99, $R_{\text{引发剂}}$ 为 2.00。因此, 正交试验结果表明, 各因素质量分数对成胶速度(时间)影响的主次次序为: 丙烯酸胺、引发剂、交联剂。淀粉接枝共聚物凝胶成胶时间是现场应用时需要重点考虑的技术指标之一, 成胶时间过短, 会造成注入困难, 甚至堵塞井筒。考虑渤海绥中 36-1 油田储层地质特征、油藏温度和流体性质, 并结合淀粉接枝共聚物凝胶耐稀释性、抗剪切性、耐油性、耐粘土性和时间稳定性等实验结果^[21], 确定淀粉接枝共聚物凝胶配方 I 为 2% 淀粉+4% 丙烯酸胺+0.036% 交联剂+0.012% 引发剂+0.002% 无水硫酸钠。

2.2 岩心内静态成胶效果及其影响因素

2.2.1 岩心渗透率

按照配方 I 配制淀粉接枝共聚物凝胶, 分别注入渗透率为 5 000 和 8 000 mD 的均质岩心中, 候凝时间为 24 h。从各个注入阶段压力梯度和残余阻力系数测试结果(表 3)可以看出, 在淀粉接枝共聚物凝胶组成和候凝时间相同的条件下, 随岩心渗透率的增加, 药剂注入过程中压力梯度减小。将岩心在恒温箱内静置一段时间后, 再进行后续水驱, 发现压力梯度减小, 表明淀粉接枝共聚物凝胶各组分在岩心孔隙内成胶效果较差, 未达到预期成胶效果。与较低渗透率岩心相比较, 较高渗透率岩心孔隙尺寸较大, 孔隙内药剂各组分分子数量较多, 发生碰撞概率较大, 因而压力梯度比较大, 成胶效果较好。

表 3 不同渗透率条件下压力梯度和残余阻力系数测试结果

Table3 Results of pressure gradient and residual resistance coefficient under different permeability conditions

方案编号	渗透率/mD	候凝时间/h	压力梯度/(MPa·m ⁻¹)		压力梯度比	残余阻力系数
			注入阶段	后续水驱		
1-1	5 000	24	1.733	0.487	0.281	128.0
1-2	8 000	24	1.167	0.580	0.497	235.1

2.2.2 候凝时间和淀粉质量分数

将 2 种配方的淀粉接枝共聚物凝胶注入渗透率为 5 000 mD 的均质岩心中, 3 种不同的候凝时间。从各个阶段压力梯度和残余阻力系数测试结果(表 4)可以看出, 对于按照配方 I 配制的淀粉接枝共聚物凝胶, 随候凝时间延长, 后续水驱阶段注入压力梯度和残余阻力系数增加, 但注入压力梯度仍小于淀粉接枝共聚物凝胶注入阶段的, 表明淀粉接枝共聚物凝胶在岩心孔隙内仍未达到预期成胶效果。对于按照配方 II 配制的淀粉接枝共聚物凝胶, 在候凝时间为 24 h 后的后续水驱压力梯度开始超过药

剂注入压力梯度, 当候凝时间为 120 h 时发生堵塞, 表明配方 II 配制的淀粉接枝共聚物凝胶在多孔介质中可以发生接枝共聚反应, 形成网状分子聚集体, 能对岩心孔隙进行有效封堵。

表 4 不同配方组成和候凝时间条件下压力梯度和残余阻力系数测试结果

Table4 Results of pressure gradient and residual resistance coefficient under different formulations and setting times

方案编号	配方	候凝时间/h	压力梯度/(MPa·m ⁻¹)		压力梯度比	残余阻力系数
			注入阶段	后续水驱		
1-3	I	24	1.40	0.487	0.348	105.8
1-4		72	1.33	0.667	0.502	173.9
1-5		120	1.28	0.893	0.697	282.1
1-6	II	24	2.10	4.967	2.365	1 354.5
1-7		72	2.43	11.467	4.778	3 822.2
1-8		120	2.40	堵塞	堵塞	堵塞

2.3 堵水效果及优化配方

采用配方 II 作为基础配方, 通过改变药剂组成中丙烯酸胺、交联剂和引发剂质量分数来形成多种淀粉接枝共聚物凝胶, 用其进行岩心堵水实验。从实验结果(表 5)可以看出, 随丙烯酸胺、交联剂和引发剂质量分数的增加, 淀粉接枝共聚物凝胶堵水效果提高, 但采收率增幅较小, 表明淀粉接枝共聚物凝胶在岩心高渗透层内未达到预期成胶效果。分析其原因, 由于岩心堵水实验注入段塞尺寸较小(0.075 PV), 加之岩心孔隙内存在油水影响, 该配方淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果较差。

表 5 不同配方组成条件下的采收率

Table5 Oil recovery under different formulation conditions

方案编号	配 方 组 成					含油饱和度	采 收 率		
	淀粉	丙烯酸胺	交联剂	引发剂	无水亚硫酸钠		水驱	最终	增幅
2-1	3	3	0.029	0.010	0.002	70.7	36.9	45.3	8.4
2-2	3	4	0.036	0.012	0.002	70.3	37.1	56.2	9.1
2-3	3	5	0.043	0.015	0.002	70.1	37.0	47.4	10.4
2-4	3	6	0.054	0.018	0.002	71.4	36.7	48.0	11.3

为改善淀粉接枝共聚物凝胶堵水效果, 将淀粉质量分数由 3% 增加为 4%, 同时设计了考察无水亚硫酸钠质量分数和顶替段塞对淀粉接枝共聚物凝胶堵水效果影响实验方案。从采收率实验结果(表 6)可以看出, 当药剂中淀粉质量分数由 3% 提高到 4% 后, 淀粉接枝共聚物凝胶封堵效果大幅度提高, 液流转向作用明显增强, 采收率增幅显著提高。化学反应机理分析认为, 只有在相同比例条件下淀粉和丙烯酸胺单体发生碰撞和接触的概率才最大。

配方 I 中淀粉质量分数为2%,丙烯酰胺为4%,参与化学反应的丙烯酰胺有效含量仅为2%。同理,配方 II 中淀粉质量分数为3%,丙烯酰胺为4%,有效含量为3%。当药剂中淀粉质量分数增加到4%后,丙烯酰胺有效含量为4%,有助于药剂各组分在岩心孔隙中的交联反应。

表6 不同无水亚硫酸钠质量分数和有无顶替段塞条件下采收率实验数据

Table6 Results of oil recovery under different mass fractions of anhydrous sodium sulfite with or without displacement slug %

方案 编号	配方组成					采收率			
	淀粉	丙烯酰胺	交联剂	引发剂	无水亚硫酸钠	含油饱和度	水驱	最终	增幅
2-5	4	4	0.036	0.012	0.002	72.2	36.3	56.7	20.4
2-6	4	4	0.036	0.012	0	71.7	37.2	54.1	16.9
2-7	4	4	0.036	0.012	0.002	72.4	36.9	59.0	22.1

进一步分析表明,无水亚硫酸钠含量对淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果也存在较大影响。方案2-5与方案2-6相比较,在药剂注入过程中两者最高压力几乎相同,但后续水驱阶段前者注入压力明显高于后者(图1),表明无水亚硫酸钠有利于提高淀粉接枝共聚物凝胶成胶强度和堵水效果。方案2-5与方案2-7相比较,两者淀粉接枝共聚物组成和段塞尺寸都相同,但后者使用顶替段塞将药剂推入岩心高渗透层深部,致使后续注入水转向位置提前,扩大了采出端中低渗透层波及体积。此外,由于聚合物溶液顶替段塞本身也具有一定滞留和封堵能力,进一步增强了扩大波及体积效果。由此可见,增加淀粉接枝共聚物凝胶放置深度有利于提高堵水和液流转向效果。

2.4 淀粉接枝共聚物岩心内成胶及堵水机理

2.4.1 岩心孔隙对淀粉接枝共聚物成胶效果影响

与表6中采收率数据相比较,由于表5所列各个淀粉接枝共聚物凝胶在岩心孔隙中成胶强度较低,导致液流转向效果较差和采收率增幅较低。表6中所列各个淀粉接枝共聚物凝胶在磨口瓶内都可以形成视粘度为 10×10^4 mPa·s 凝胶,与在岩心孔隙内成胶效果形成明显差异,表明空间尺寸对淀粉接枝共聚物凝胶成胶效果影响较大。化学反应动力学认为,聚合物分子与交联剂分子间接触主要靠分子自身的布朗运动,磨口瓶空间尺寸大,其中所包含聚合物和交联剂分子数量巨大,发生碰撞和接触的概率极大,因此易形成区域性网状聚集体,表现出较高视粘度^[22-23]。与磨口瓶厘米级空间尺寸相比较,岩心孔隙尺寸仅有几十微米,其中能够容纳的

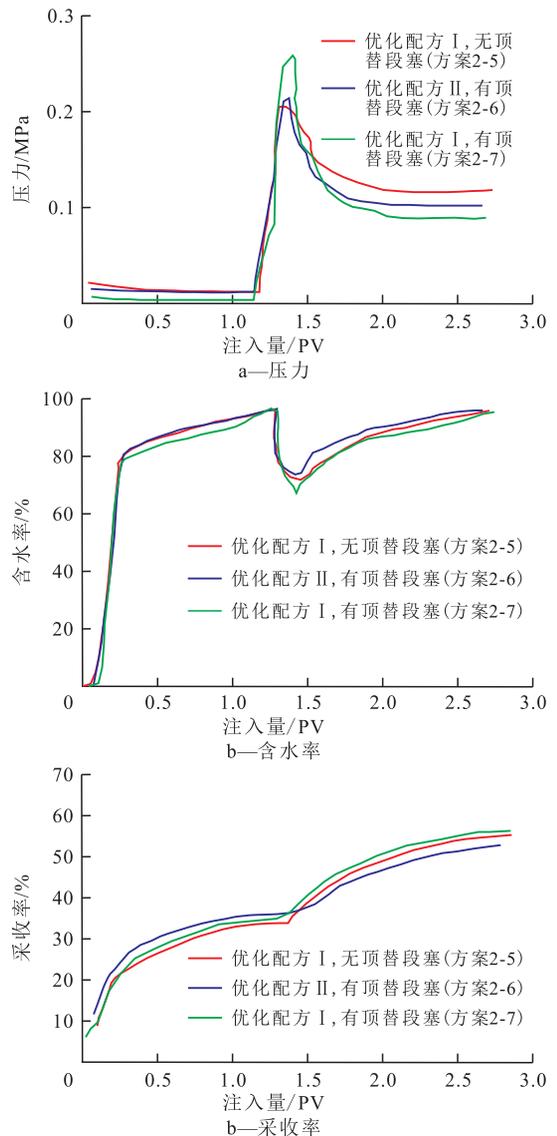


图1 注入压力、含水率和采收率与注入量的关系
Fig.1 Relationship between Injection pressure, water cut, recovery efficiency and PV

聚合物和交联剂分子数量远远低于磨口瓶的数量,使聚合物和交联剂分子间发生碰撞和接触概率大幅度降低,形成大分子数量明显减小,相应滞留和封堵作用显著减少。

岩石孔隙内化学反应不仅受狭小空间尺寸和复杂结构的制约,还受孔隙内原生矿物和次生化学物质的流动和剪切作用等因素的影响,使聚合物分子链上官能基团与交联剂之间发生碰撞的概率大幅度减小(图2),很难实现出现磨口瓶内大范围的区域性交联反应。研究表明,岩心渗透率愈高即孔隙尺寸愈大,聚合物与交联剂成胶效果愈好^[24-26]。

2.4.2 顶替段塞对封堵效果影响及其作用机理

方案2-5与方案2-7相比,药剂组成和段塞尺寸都相同,但前者无顶替段塞,后者有顶替段塞,使得增油降水效果明显提高,其作用机理从图3中可

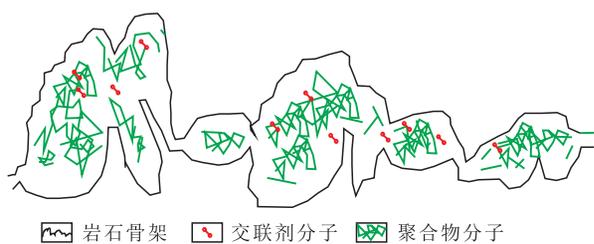


图2 孔隙内聚合物和交联剂分子分布状态示意

Fig.2 Schematic diagram of polymer molecular distribution and cross-linker in pores

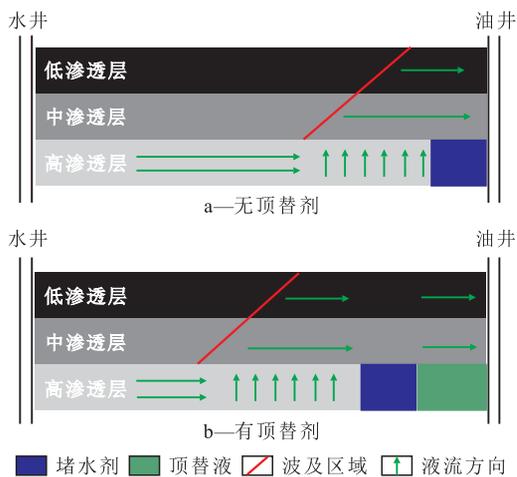


图3 堵水液流向示意图

Fig.3 Schematic diagram of flow diversion of water shutoff

以看出,当未使用顶替段塞时,尽管堵水剂抑制了高渗透层的采液量,但后续驱油剂转向位置比较靠近采出端,扩大波及体积效果较差(图3a)。当使用顶替段塞后,后续驱油剂转向位置提前,波及区域增加(图3b),增油降水效果提高。

3 结论

综合考虑渤海油藏储层地质特征、油藏温度和流体性质,在磨口瓶内以粘度作为评价指标优选的淀粉接枝共聚物凝胶组成为2%淀粉+4%丙烯酰胺+0.036%交联剂+0.012%引发剂+0.002%无水硫酸钠。与磨口瓶厘米级空间尺寸相比,岩心孔隙尺寸仅有几十微米,其中能够容纳的聚合物和交联剂分子数量大幅度减小,这使聚合物和交联剂分子间发生碰撞和接触概率大幅度降低,形成大分子数量明显减小,相应滞留和封堵作用显著减弱。因此,采用粘度评价指标筛选的淀粉接枝共聚物体系还必须通过岩心静态成胶和堵水实验来进一步优化,最终得到优化淀粉接枝共聚物凝胶组成为4%淀粉+4%丙烯酰胺+0.036%交联剂+0.012%引发剂+0.002%无水硫酸钠,并且采用顶替段塞可将淀粉接枝共聚物凝胶推入岩心高渗透层深部,以扩大低渗

透层波及体积,提高原油采收率。

参考文献:

- [1] 王洪光,蒋明,张继春,等.高含水期油藏储集层物性变化特征模拟研究[J].石油学报,2004,25(6):53-58.
WANG Hongguang, JIANG Ming, ZHANG Jichun, et al. Simulation on variation of physical properties in high water-cut reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 53-58.
- [2] 钟大康,朱筱敏,吴胜和,等.注水开发油藏高含水期大孔道发育特征及控制因素——以胡状集油田胡12断块油藏为例[J].石油勘探与开发,2007,34(2):207-211.
ZHONG Dakang, ZHU Xiaomin, WU Shenghe, et al. Characteristics and controlling factors of high capacity channels of reservoirs at high water cut stage: A case from Block Hu12 of Huzhuangji Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 207-211.
- [3] 黄思静,杨永林,单钰铭,等.注水开发对砂岩储层孔隙结构的影响[J].中国海上油气:地质,2000,14(2):122-128.
HUANG Sijing, YANG Yonglin, SHAN Yuming, et al. Effect of waterflooding on pore structure in sandstone reservoir [J]. China Offshore Oil and Gas: Geology, 2000, 14(2): 122-128.
- [4] 张亚蒲,杨正明,侯海涛,等.中东H油田不同注入水对储层渗流能力的影响[J].油气地质与采收率,2017,24(2):95-100.
ZHANG Yapu, YANG Zhengming, HOU Haitao, et al. Effect of different types of injected water on reservoir seepage ability in H oilfield of Middle East [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(2): 95-100.
- [5] 袁庆峰,庞彦明,杜庆龙,等.砂岩油田特高含水期开发规律[J].大庆石油地质与开发,2017,36(3):49-55.
YUAN Qingfeng, PANG Yanming, DU Qinglong, et al. Development laws of the sandstone oilfields at extra-high watercut stage [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(3): 49-55.
- [6] 赵艳武,杜殿发,王冠群,等.水驱油田特高含水期含水率预测模型[J].特种油气藏,2016,23(5):110-113.
ZHAO Yanwu, DU Dianfa, WANG Guanqun, et al. Water-cut prediction model of waterflooding oilfield with extra-high water-cut [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(5): 110-113.
- [7] 冯其红,王相,王端平,等.水驱油藏均衡驱替开发效果论证[J].油气地质与采收率,2016,23(3):83-88.
FENG Qihong, WANG Xiang, WANG Duanping, et al. Theoretical analysis on the performance of equilibrium displacement in water flooding reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 83-88.
- [8] 阳晓燕,杨胜来,吴向红,等.注水对高凝油藏温度场影响的数值模拟研究[J].复杂油气藏,2011,4(3):51-53.
YANG Xiaoyan, YANG Shenglai, WU Xianghong, et al. Numerical simulation study on the influence of water injection on the temperature field of high pour-point oil reservoir [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2011, 4(3): 51-53.
- [9] 赵建鹏,孙建孟,姜黎明.岩石颗粒胶结方式对储层岩石弹性及渗流性质的影响[J].地球科学——中国地质大学学报,2014,

- 39(6):769-773.
ZHAO Jianpeng, SUN Jianmeng, JIANG Liming. Effects of cementation on elastic property and permeability of reservoir rocks [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2014, 39(6):769-773.
- [10] 杨勇, 许鹏, 王建, 等. 断块油藏高含水期分区井网调控技术 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(6):52-56.
YANG Yong, XU Peng, WANG Jian, et al. Partitioned control technique of well pattern for fault-block reservoirs at high water cut stage [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6):52-56.
- [11] 徐国瑞, 鞠野, 李翔, 等. “堵水+调剖”联合作业效果及液流转向机理研究——以渤海SZ36-1油藏地质和流体条件为例 [J]. 海洋石油, 2017, 37(1):30-36.
XU Guorui, JU Ye, LI Xiang, et al. Study on the effect of “water shut-off and profile control” combined operation and liquid diverting mechanism: a case study of SZ36-1 reservoirs in Bohai Oilfield [J]. Offshore Oil, 2017, 37(1):30-36.
- [12] 于龙, 李亚军, 宫厚健, 等. 非均质油层聚合物驱后粘弹性支化预交联凝胶颗粒驱提高采收率技术 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1):113-118.
YU Long, LI Yajun, GONG Houjian, et al. EOR of branched-preformed particle gel (B-PPG) flooding after polymer flooding in heterogeneous reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1):113-118.
- [13] 冷光耀, 赵凤兰, 侯吉瑞, 等. 改性淀粉凝胶与三元复合驱体系的组合调驱研究 [J]. 油田化学, 2014, 31(2):286-289.
LENG Guangyao, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Experiment study on modified-starch gel and asp flooding applied in profile control and oil displacement combination [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(2):286-289.
- [14] 王中华. 油田用淀粉接枝共聚物研究与应用进展 [J]. 断块油田, 2010, 17(2):239-245.
WANG Zhonghua. Progress in research and application of starch graft copolymer used for oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(2):239-245.
- [15] 王萍, 王亦军. 淀粉-丙烯酰胺接枝共聚物反应规律及产物结构性能的研究 [J]. 陕西师范大学学报:自然科学版, 2002, 30(S1):124-127.
WANG Ping, WANG Yijun. Study on the regularity of graft copolymerization of acrylamide onto starch and on the structure and properties of graft starch [J]. Journal of Shaanxi Normal University: Natural Science Edition, 2002, 30(S1):124-127.
- [16] HUEY Pledger Jr, JOHN J. Starch-acrylamide graft copolymers for use in enhanced oil recovery [R]. SPE 8422, 1979.
- [17] KARMAKAR G P, SINGH R P. Synthesis and characterization of starch-g-acrylamide copolymers for improved oil recovery operation [R]. SPE 37297, 1997.
- [18] 公言杰, 柳少波, 赵孟军, 等. 核磁共振与高压压汞实验联合表征致密油储层微观孔喉分布特征 [J]. 石油实验地质, 2016, 38(3):389-394.
GONG Yanjie, LIU Shaobo, ZHAO Mengjun, et al. Characterization of micro pore throat radius distribution in tight oil reservoirs by NMR and high pressure mercury injection [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(3):389-394.
- [19] 卢祥国, 宋合龙, 王景盛, 等. ZL200510063665.8: 石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法 [P]. 2005-09-07.
LU Xiangguo, SONG Helong, WANG Jingsheng, et al. ZL200510063665.8: Method for making heterogeneous model of quartz sand epoxy resin cementation [P]. 2005-09-07.
- [20] 韩大伟, 卢祥国, 王婷婷, 等. 人造岩心与天然岩心孔隙结构差异及对驱油剂渗流特性的影响 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4):82-87.
HAN Dawei, LU Xiangguo, WANG Tingting, et al. Difference of pore structure between artificial cores and natural cores and its influence on the seepage characteristics of oil displacement agent [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4):82-87.
- [21] 王婷婷, 曹伟佳, 卢祥国. 半互穿网络结构凝胶黏度及其影响因素 [J]. 石油化工高等学校学报, 2016, 29(5):70-76.
WANG Tingting, CAO Weijia, LU Xiangguo. Experimental research on viscosity performance and influencing factors of semi-interpenetrating networks [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2016, 29(5):70-76.
- [22] 刘进祥, 卢祥国, 刘敬发, 等. 交联聚合物溶液在岩心内成胶效果及机理 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4):474-480.
LIU Jinxiang, LU Xiangguo, LIU Jingfa, et al. Mechanism and gelling effects of linked polymer solution in the core [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4):474-480.
- [23] 刘进祥, 卢祥国, 周彦霞, 等. 岩石孔隙对两性离子聚合物凝胶成胶效果影响 [J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2014, 38(2):171-179.
LIU Jinxiang, LU Xiangguo, ZHOU Yanxia, et al. Influence of rock pores on gel-forming of amphion polymer gel [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2014, 38(2):171-179.
- [24] 李粉丽, 侯吉瑞, 刘应辉, 等. 改性淀粉强凝胶堵剂的研制 [J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(2):80-82.
LI Fenli, HOU Jirui, LIU Yinghui, et al. Preparation for strong gels plugging agent of modified starch [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(2):80-82.
- [25] YU Qin, LU Xiangguo, LIU Jinxiang. Rheological properties of poly(ethylene glycol)/poly(acrylamide-cellulose) semi-interpenetrating networks gel [J]. Journal of Dispersion Science & Technology, 2015, 36(6):838-844.
- [26] XIE Kun, LU Xiangguo, LI Qiang, et al. Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer [R]. SPE-174553-PA, 2015.