

支化预交联凝胶颗粒封堵性能与调剖能力评价

于龙¹,李亚军¹,宫厚健¹,桑茜¹,王金杰¹,董明哲^{1*},董小钰²

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580; 2.中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院,山东青岛266580)

摘要:为研究粘弹性支化预交联凝胶颗粒(B-PPG)的封堵性能与调剖能力,进行了单管填砂岩心封堵实验和非均质平行双管填砂岩心驱替实验。实验结果表明:B-PPG以不断堆积堵塞与变形通过孔道的方式在岩心中运移,能够对岩心窜流通道进行有效封堵,阻力系数增大,封堵效率在97%以上;岩心阻力系数和封堵效率随岩心渗透率、B-PPG质量浓度和模拟地层水矿化度的增大而增大,随注入速度和温度的增大而减小。B-PPG通过选择性封堵高渗透岩心、液流转向的作用改善非均质岩心的吸水剖面。当岩心渗透率级差小于7.1,B-PPG段塞为0.25~1.0倍孔隙体积时,B-PPG都表现出良好的调剖效果。

关键词:支化预交联凝胶颗粒 阻力系数 封堵效率 非均质 调剖能力

中图分类号:TE357.43

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)05-0107-06

Evaluation on the plugging performance and profile control ability of the branched-preformed particle gel

Yu Long¹, Li Yajun¹, Gong Houjian¹, Sang Qian¹, Wang Jinjie¹, Dong Mingzhe¹, Dong Xiaoyu²

(1.School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2.College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

Abstract: Single-core plugging and heterogeneous parallel-dual-core flooding tests were carried out to investigate the plugging performance and profile control ability of viscoelastic branched-preformed particle gel (B-PPG). The results show that B-PPG migrates in the core in a manner of plugging-alternating-pass by deforming and restoring its particles shape alternately. The high permeability channels in the core can be blocked effectively by B-PPG and a high resistance factor and plugging efficiency (higher than 97%) can be achieved. Both the resistance factor and plugging efficiency increase with the increase of the core permeability, B-PPG concentration, and brine salinity; however, both factors decrease with the increase of injection rate and temperature. The water injection profile in the heterogeneous parallel cores can be significantly improved because B-PPG can selectively block high permeability core and divert the displacement to the low permeability core. B-PPG exhibits a good performance in profile control when the high to low permeability ratio of the two parallel cores is smaller than 7.1 and the injected B-PPG slug is between 0.25 to 1.0 PV.

Key words: branched-preformed particle gel; resistance factor; plugging efficiency; heterogeneity; profile control ability

目前中国多数油田经多年注水开发和以聚合物驱为主的化学驱开发,已进入高含水开发阶段,高温、高盐、大孔道、低剩余油和油层纵向及平面非

均质加剧等矛盾突出^[1-7],如何实现控水稳油成为亟待解决的问题。由一定比例的主剂、交联剂、引发剂和添加剂在适当条件下交联,然后经干燥、粉碎

收稿日期:2015-07-23。

作者简介:于龙(1988—),男,山东青岛人,在读硕士研究生,从事提高采收率与采油化学方面的研究。联系电话:15253249008, E-mail: 1997jiefang@163.com。

*通讯作者:董明哲(1956—),男,陕西西安人,教授,博导。联系电话:13465424006, E-mail: dongmz@upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“油气水三相微观-连续介质三维流动模拟研究”(51274225)和“缝洞型介质等效连续模型油水两相流动模拟理论研究”(51204198),博士点基金项目“注溶剂提高稠油采收率的微观-连续介质模拟研究”(20110133110007),中央高校基本科研业务费专项资金资助“页岩气渗流机理及有效动用条件研究”(14CX05021A)。

所形成的预交联凝胶颗粒(PPG)是针对目前油田现状发展起来的一种新型深部液流转向剂,具有地面交联、施工方便和抗温抗盐性能好等优点^[8-10],PPG能够吸水膨胀,膨胀后的颗粒具有弹性,可变形通过多孔介质^[11-13]。油田先导性PPG驱试验取得注水压力上升、吸水层吸水状况改善和降水增油明显等效果^[14-17]。近几年,胜利油区研制了一种新型支化预交联凝胶颗粒(B-PPG),在主链上引入部分支化链,使其悬浮液粘度得到较大程度地提高。B-PPG吸水膨胀后的颗粒尺寸远小于传统的PPG颗粒,可进入较低渗透率的地层,进行深部调驱。在B-PPG的可视化驱油实验中,可以观察到B-PPG驱替时具有均匀的波及前缘,并能通过极大地提高波及系数来提高采收率^[18]。将B-PPG、聚合物和表面活性剂复配而成的非均相复合驱油体系应用于聚合物驱后的矿场时,流线发生转向,渗流阻力增加,采收率明显提高^[19]。因此,研究B-PPG的封堵性能与调剖能力及其影响因素,可深化对B-PPG液流转向剂的认识,并指导B-PPG体系驱矿场推广应用。

1 实验材料与方法

实验用水为由NaCl, CaCl₂, MgCl₂·6H₂O和蒸馏水配制而成的模拟地层水,当矿化度为20 g/L时,NaCl, CaCl₂和MgCl₂·6H₂O的质量浓度分别为18.0, 1.14和0.86 g/L,将该矿化度的模拟地层水稀释可得到矿化度为5和10 g/L的模拟地层水。B-PPG的目数为100~150目。为了考察不同岩心渗透率、B-PPG质量浓度、注入速度、温度和矿化度等因素对B-PPG封堵性能的影响,进行了单管填砂岩心封堵实验,实验步骤包括:①填砂岩心抽真空饱和模拟地层水,测量岩心渗透率 K_1 ;②以一定的注入速度进行0.5倍孔隙体积的水驱,记录注入压力;③以相同注入速度注2倍孔隙体积的B-PPG溶液,记录注入压力;④相同注入速度下进行2.5倍孔隙体积的后续水驱,记录注入压力,并计算岩心渗透率 K_2 。

岩心阻力系数和封堵效率计算公式分别为^[20]

$$F_R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{\Delta p}{\Delta p_w} \quad (1)$$

$$\eta = \frac{K_w - K_p}{K_w} \times 100\% \quad (2)$$

式中: F_R 为阻力系数; λ_w 和 λ_p 分别为水和调驱剂的流量, $\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; Δp 为注入B-PPG调驱剂后的压力,kPa; Δp_w 为注入调驱剂前水驱压力,

kPa; η 为B-PPG封堵效率,%; K_w 和 K_p 分别为注入B-PPG调驱剂前、后岩心渗透率, μm^2 。

为研究B-PPG的调剖能力,设计了非均质平行双管填砂岩心驱替实验,通过记录驱替过程岩心分流量随注入孔隙体积倍数的变化,探讨岩心非均质性、注入段塞和质量浓度等因素对B-PPG调整非均质岩心分流效果的影响。实验方式为合注分采,步骤为水驱—注B-PPG段塞—后续水驱,注入速度为0.3 mL/min,实验温度为70℃。实验条件见表1。

表1 B-PPG调剖能力实验条件

实验分组	填砂岩心	孔隙度, %	渗透率/ μm^2	渗透率/级差	注入段塞/孔隙体积倍数	质量浓度/ $(\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$
1	低渗透岩心	38.5	1.2	3.4	0.5	1 000
	高渗透岩心	37.2	4.1			
2	低渗透岩心	39.0	1.1	7.1	0.5	1 000
	高渗透岩心	37.5	7.8			
3	低渗透岩心	38.6	1.3	15.6	0.5	1 000
	高渗透岩心	37.0	20.3			
4	低渗透岩心	38.9	1.2	6.9	0.25	1 000
	高渗透岩心	36.7	8.3			
5	低渗透岩心	38.7	1.2	6.3	1	1 000
	高渗透岩心	37.5	7.5			
6	低渗透岩心	39.4	1.1	7.0	0.5	2 000
	高渗透岩心	37.3	7.7			
7	低渗透岩心	38.6	1.2	6.4	0.5	3 000
	高渗透岩心	37.0	7.7			

2 实验结果与分析

2.1 B-PPG封堵性能与影响因素

考察了70℃下质量浓度为1 000 mg/L的B-PPG的封堵性能,填砂岩心渗透率为 $4.5 \mu\text{m}^2$,注入速度为0.3 mL/min,实验用水矿化度为20 g/L,由岩心注入压力和阻力系数随注入孔隙体积倍数变化(图1)可见,注B-PPG阶段,注入压力和阻力系数都迅速上升,并有小幅度的上下波动,说明B-PPG具有很强的封堵能力;后续注水阶段,注入压力和阻力系数呈现锯齿状波动状态的缓慢下降,但依然维持高值,说明B-PPG具有很强的耐冲刷能力^[21]。

注B-PPG时,注入压力和阻力系数波动升高的原因是:①凝胶颗粒进入并封堵岩心孔道,对驱替相造成附加的流动阻力;②颗粒具有粘弹性,驱动压力大于其在孔喉处的流动阻力时,会变形通过孔道,压力降低,造成压力曲线的波动,但由于B-PPG

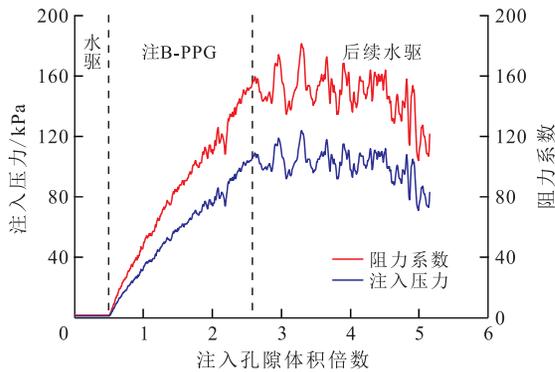


图1 B-PPG 驱替过程注入压力随注入孔隙体积倍数的变化
Fig.1 Variation of the injection pressure along with the porosity volume during B-PPG flooding

不断注入,粘弹性凝胶颗粒不断在岩心中堆积堵塞。后续水驱阶段,堵塞在孔道中的凝胶颗粒在驱替水相的推动下继续向岩心深部运移,由于没有B-PPG的继续注入,注入压力和阻力系数波动幅度较大,并且呈缓慢下降趋势。Bai等^[17]研究注PPG对裂缝介质中水流运移规律的影响时发现,注PPG后再进行水驱会在PPG颗粒之间形成稳定的水流通路,造成注入压力和阻力系数的大幅降低,下降幅度达80%。观察B-PPG后续水驱阶段的阻力系数曲线可以看出,阻力系数下降不大,注2.5倍孔隙体积B-PPG后阻力系数降低幅度小于20%,并有不断波动的现象,说明相对传统PPG,B-PPG封堵后注水时水流在凝胶颗粒和孔隙之间挤出的水流通路是暂时的,由于颗粒的弹性作用,水流通路会不断闭合与开启,也是造成注入压力和阻力系数下降缓慢和波动的一个原因。

不同因素对B-PPG封堵性能的影响(表2)不同。

表2 不同因素对B-PPG封堵性能的影响
Table2 Effects of different factors on B-PPG plugging performance

岩心编号	岩心渗透率/ μm^2	B-PPG质量浓度/ $(\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$	注入速度/ $(\text{mL}\cdot\text{min}^{-1})$	温度/ $^{\circ}\text{C}$	模拟地层水矿化度/ $(\text{g}\cdot\text{L}^{-1})$	岩心阻力系数	封堵效率/%
1	1.9	1 000	0.3	70	20	96	98.96
2	4.5	1 000	0.3	70	20	144	99.31
3	10	1 000	0.3	70	20	177	99.44
4	5.1	1 500	0.3	70	20	532	99.81
5	5.7	2 000	0.3	70	20	1 158	99.91
6	4.1	1 000	0.1	70	20	334	99.70
7	5.1	1 000	0.6	70	20	41	97.56
8	4.8	1 000	0.3	50	20	171	99.42
9	5.1	1 000	0.3	90	20	132	99.24
10	5.2	1 000	0.3	70	5	58	98.28
11	5.3	1 000	0.3	70	10	62	98.39

岩心渗透率 由1—3号岩心实验结果可以看出,岩心阻力系数和封堵效率随岩心渗透率的增大而增大,说明B-PPG对高渗透岩心具有更强的封堵能力,这与凝胶颗粒在油田现场中大孔道、高渗透地层的的良好应用效果相一致^[11,14-16]。

B-PPG质量浓度 2,4,5号岩心实验结果对比表明,岩心阻力系数和封堵效率随B-PPG质量浓度的增加而迅速升高,原因在于B-PPG质量浓度越高,在岩心孔隙中滞留阻塞的颗粒数量越多,产生的附加阻力越大,阻力系数和封堵效率越高。但B-PPG质量浓度过高会对岩心造成严重堵塞,因此在油田现场应用中应合理选择质量浓度,提高作业效率的同时防止对地层造成伤害。

注入速度 对比2,6,7号岩心实验结果可以看出,注入速度越小,岩心阻力系数和封堵效率越大。这是由于注入速度较小时,单位时间进入岩心中的颗粒数量少,颗粒有足够的时间在岩心孔道处接触、滞留,发挥封堵作用,后续颗粒注入会使堵塞在孔道处的颗粒产生“压实”效果,增加封堵强度。

温度 对比2,8,9号岩心实验结果可以看出,岩心阻力系数和封堵效率随温度的升高而降低,但降低幅度不大,温度每升高 10°C ,封堵效率才降低0.1%,说明B-PPG具有良好的耐高温性能,对高温油藏具有良好的适应性。

模拟地层水矿化度 2,10,11号岩心实验结果对比表明,随着模拟地层水矿化度的升高,岩心阻力系数和封堵效率都升高。尽管由于吸水溶胀性的原因,颗粒在低矿化度溶液中的尺寸比高矿化度溶液中的大,但在低矿化度溶液中B-PPG颗粒更加柔软,也更容易变形,因此具有较低的注入压力,这说明在控制封堵效果上,B-PPG颗粒的柔软性与变形性比它们本身颗粒大小的作用更大^[17]。由于B-PPG在高矿化度溶液中封堵能力更强,因此B-PPG对高矿化度油藏有良好的适应性。

从表2还可以看出,不同因素下B-PPG封堵效率都大于97%,说明B-PPG在所研究的条件下具有良好的封堵能力。

2.2 B-PPG调剖能力影响因素

2.2.1 岩心非均质性

由1—3组不同渗透率级差下B-PPG的调剖效果(图2)可见,水驱过程中高渗透岩心和低渗透岩心的分流量差异巨大,分流比接近100:0;水驱后注入B-PPG,高低渗透岩心分流量迅速发生变化,低渗透岩心分流量迅速上升,高渗透岩心分流量迅速下降,出现即时的液流转向现象;随着B-PPG继续

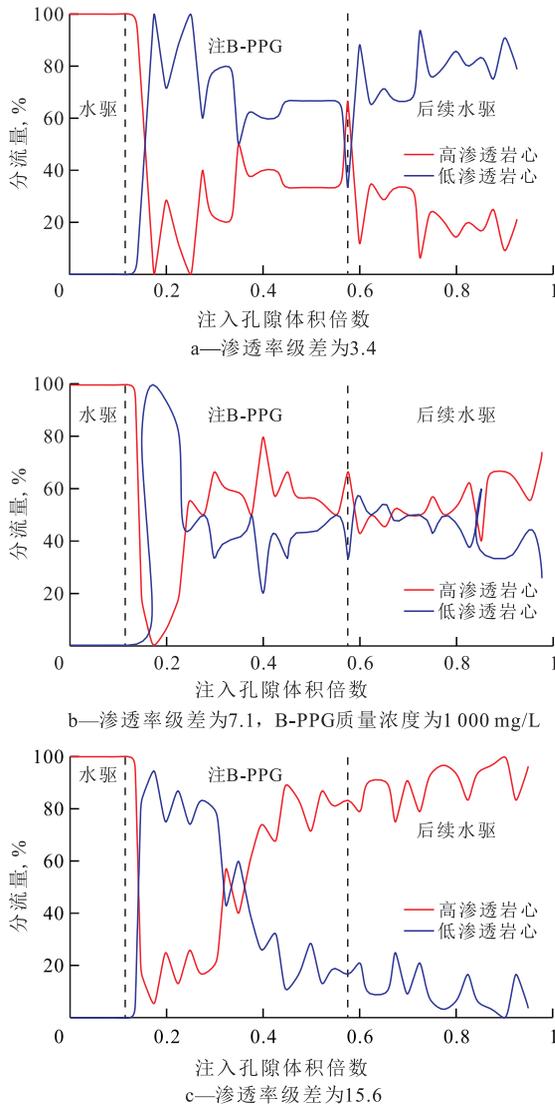


图2 不同渗透率级差下高、低渗透岩心分流比随注入孔隙体积倍数的变化

Fig.2 Fractional flows in parallel sandpack models of different permeability ratios at different injection stages

注入,高低渗透岩心分流比呈现波动式变化,低渗透岩心分流比波动下降,高渗透岩心分流比波动上升,高低渗透岩心分流比呈现逐渐接近的趋势。这是因为在注B-PPG阶段,粘弹性的凝胶颗粒优先进入并封堵高渗透岩心,致使高渗透岩心渗流阻力增大,渗透率降低,后续驱替液得以进入低渗透岩心,说明B-PPG对非均质岩心具有很强的选择性封堵能力。随着B-PPG不断在低渗透岩心堆积堵塞,使低渗透岩心渗流阻力也不断增大,驱替液重新进入高渗透岩心。由于B-PPG具有粘弹性,在一定压力作用下可变形通过岩心孔道,在驱替过程中不断对非均质岩心进行交替封堵,造成分流曲线的波动。

由图2还可以看出,随着岩心非均质性的增强,B-PPG调剖后高渗透和低渗透岩心的分流比逐渐升高。当渗透率级差为3.4时,注B-PPG后低渗透

岩心分流比一直高于高渗透岩心,后续水驱阶段高渗透和低渗透岩心分流比在20:80附近波动。当渗透率级差增大到约7.1时,高渗透和低渗透岩心分流比大致相当,后续水驱阶段分流比在50:50附近波动,说明对于非均质性较强的岩心,B-PPG仍能有效地改善其吸水剖面,并有显著调整分流的效果。当渗透率级差增大到15.6时,注B-PPG阶段仍能发生液流转向,随后低渗透岩心分流比逐渐降低,高渗透岩心分流比逐渐升高并超过低渗透岩心,后续水驱结束时高渗透和低渗透岩心分流比约为90:10。说明B-PPG对强非均质性岩心仍有一定的调剖效果,但在驱替过程中调剖效果逐渐减弱。

2.2.2 注入段塞

由2,4和5组相同渗透率级差非均质岩心注入不同段塞B-PPG的调剖结果(图2b,图3)可见,水驱后转注不同孔隙体积倍数的B-PPG,低渗透岩心分流比都会迅速超过高渗透岩心分流比,出现即时的液流转向。当注入0.25倍孔隙体积的B-PPG段塞时,高渗透岩心分流比一直小于低渗透岩心,后续水驱阶段高渗透与低渗透岩心的分流比在15:85附近波动;当注入0.5和1.0倍孔隙体积的B-PPG段塞时,高、低渗透岩心分流比都在50:50附近波动。这是因为水驱后进行B-PPG调剖,B-PPG会首先选择性进入高渗透岩心,增大高渗透岩心的渗流阻力,

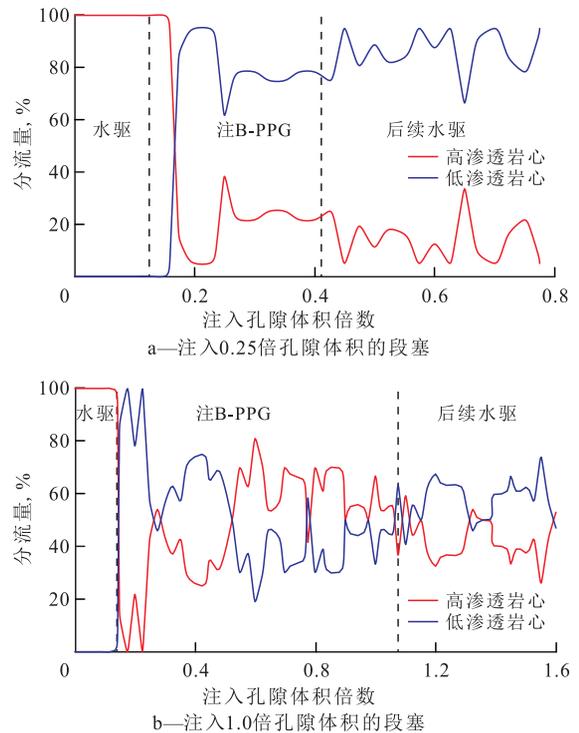


图3 不同B-PPG段塞调剖时高、低渗透岩心分流比随注入孔隙体积倍数的变化

Fig.3 Fractional flows in parallel sandpack models of different B-PPG slugs at different injection stages

当注入的B-PPG段塞较小时,由于后续没有足够的B-PPG进入来封堵低渗透岩心,致使调驱后低渗透岩心的渗流阻力一直小于高渗透岩心。当注入B-PPG段塞较大时,B-PPG进入高渗透岩心进行有效封堵后,后续有足够的B-PPG再进入低渗透岩心进行封堵,因此高低渗透岩心分流量又趋于接近。

从图2b和图3还可以看出,当注入0.25倍孔隙体积B-PPG段塞时,高、低渗透岩心分流量都出现1次液流转向,低渗透岩心分流量超过高渗透岩心;当注入0.5倍孔隙体积B-PPG段塞时,高、低渗透岩心分流量在注B-PPG阶段出现2次较为明显的液流转向(0.1~0.25倍孔隙体积和0.25~0.6倍孔隙体积);当注入1.0倍孔隙体积B-PPG段塞时,高、低渗透岩心分流量在注B-PPG阶段也出现2次较为明显的液流转向(0.1~0.5倍孔隙体积和0.5~1.1倍孔隙体积),后续水驱阶段出现1次较为明显的液流转向。同样体现出B-PPG在岩心孔道中渗流时不断地对高渗透岩心和低渗透岩心进行交替封堵,可动态调整非均质岩心的分流能力。

2.2.3 注入质量浓度

由2,6和7组不同质量浓度的B-PPG对非均质岩心的调剖效果(图2b,图4)可见,非均质岩心水驱后注不同质量浓度的B-PPG进行调剖,都能出现低渗透岩心分流量迅速超过高渗透岩心的液流转向

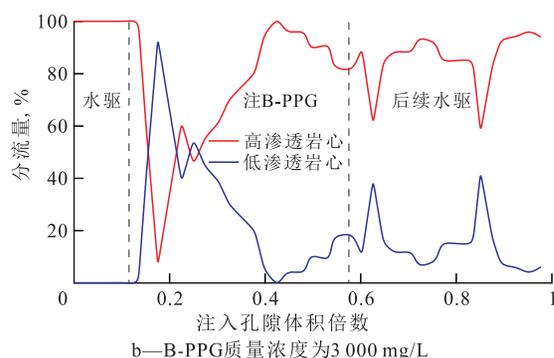
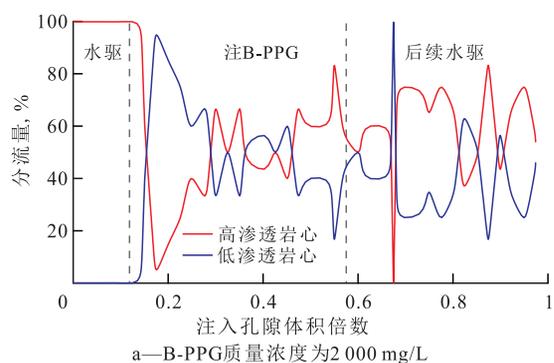


图4 不同质量浓度B-PPG调剖时高、低渗透岩心分流量随孔隙体积倍数的变化

Fig.4 Fractional flows in parallel sandpack models of different concentrations at different injection stages

现象。注入质量浓度为1 000和2 000 mg/L的B-PPG进行调剖后,高、低渗透岩心分流量接近一致,并在后续水驱阶段维持较好的分流能力。注入质量浓度为3 000 mg/L的B-PPG进行调剖后,在出现第1次液流转向后,高渗透岩心分流量又持续上升,低渗透岩心分流量持续下降,B-PPG调剖效果逐渐变差,后续水驱阶段高渗透岩心和低渗透岩心分流比升高到90:10。可见B-PPG质量浓度在一定范围内都具有良好的改善非均质岩心吸水能力的效果,质量浓度过高容易堵死岩心,造成调剖效果变差。因此油田现场应选择合适质量浓度的B-PPG进行调剖。

3 结论

B-PPG溶液具有粘弹性,溶解后的B-PPG颗粒能够有效封堵岩心孔喉,增大岩心阻力系数,并能在岩心孔隙中以重复堵塞与变形通过的方式运移,具有较强的耐冲刷能力。

不同因素对B-PPG封堵性能的影响不同。岩心阻力系数和封堵效率随岩心渗透率的增大而增大,随B-PPG质量浓度的升高而迅速升高,随注入速度的增大而减小,随模拟地层水矿化度的增大而增大,随温度的升高而减小。其中B-PPG质量浓度和注入速度对岩心阻力系数和封堵效率影响较大。

B-PPG对非均质岩心的选择性封堵能力和动态液流转向作用,能够改善非均质岩心的吸水剖面。岩心非均质性和注入B-PPG质量浓度对B-PPG调剖效果有非常大的影响。渗透率级差小于7.1时B-PPG具有良好的调整分流能力,对强非均质岩心仍有一定的调剖效果;质量浓度过高会影响B-PPG的调剖效果,选择合适的质量浓度对现场调剖有重要意义;注入B-PPG段塞为0.25~1.0倍孔隙体积时对非均质岩心都有显著的调剖效果。

参考文献:

- [1] 元福卿,张以根,姜颜波,等.胜利油田聚合物驱作法及效果[J].油田化学,2001,18(2):148-151.
Yuan Fuqing, Zhang Yigen, Jiang Yanbo, et al. The practice and results of polymer flood programs at Shengli Oil Fields [J]. Oil-field Chemistry, 2001, 18(2): 148-151.
- [2] 周总瑛,张抗.中国油田开发现状与前景分析[J].石油勘探与开发,2004,31(1):84-87.
Zhou Zongying, Zhang Kang. Development situation and prospect of oil fields in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 84-87.

- [3] 王端平.对胜利油区提高原油采收率潜力及转变开发方式的思考[J].油气地质与采收率,2014,21(4):1-4.
Wang Duanping.Some thoughts about potential of oil recovery efficiency and development model transition in Shengli district [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 1-4.
- [4] 刘朝霞,王强,孙盈盈,等.聚合物驱矿场应用新技术界限研究与应用[J].油气地质与采收率,2014,21(2):22-24,31.
Liu Zhaoxia, Wang Qiang, Sun Yingying, et al. Study and application of new technological limit for polymer flooding in field application [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 22-24, 31.
- [5] 陆雪皎,王友启,魏翠华,等.聚合物驱后二元复合驱油藏的层系调整——以孤东油田七区西为例[J].油气地质与采收率,2014,21(2):25-28.
Lu Xuejiao, Wang Youqi, Wei Cuihua, et al. Study on layer adjustment for surfactant-polymer flooding reservoirs after polymer flooding—case of Gudong west7 area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 25-28.
- [6] 曹瑞波,韩培慧,高淑玲.不同驱油剂应用于聚合物驱油后油层的适应性分析[J].特种油气藏,2012,19(4):100-103.
Cao Rui bo, Han Peihui, Gao Shuling. Reservoir adaptability analysis of different oil displacement agents in polymer flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(4): 100-103.
- [7] 汪萍,常毓文,唐玮,等.聚合物驱油后提高采收率优化研究[J].特种油气藏,2011,18(4):73-74.
Wang Ping, Chang Yuwen, Tang Wei, et al. EOR optimization after polymer flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(4): 73-74.
- [8] Liu Y, Bai B, Wang Y. Applied technologies and prospects of conformance control treatments in China [J]. Oil & Gas Science and Technology, 2010, 65(6): 859-878.
- [9] 白宝君,刘伟,李良雄,等.影响预交联凝胶颗粒性能特点的内因分析[J].石油勘探与开发,2002,29(2):103-105.
Bai Baojun, Liu Wei, Li Liangxiong, et al. An analysis on intrinsic factors influencing the properties of pre-crosslinking gelled particles [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2): 103-105.
- [10] Coste J P, Liu Y, Bai B, et al. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles: Laboratory study and pilot testing [C]//SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2000.
- [11] 崔晓红.新型非均相复合驱油方法[J].石油学报,2011,32(1):122-126.
Cui Xiaohong. A study on the heterogeneous combination flooding system [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 122-126.
- [12] 吴应川,白宝君,赵化廷,等.影响预交联凝胶颗粒性能的因素分析[J].油气地质与采收率,2005,12(4):55-57,86.
Wu Yingchuan, Bai Baojun, Zhao Huating, et al. Analysis on factors influencing the performance of pre-crosslinked gel particles [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(4): 55-57, 86.
- [13] Bai B, Liu Y, Coste J P, et al. Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media [C]//SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 2004.
- [14] 陈晓彦.非均相驱油剂应用方法研究[J].石油钻采工艺,2009,31(5):85-88.
Chen Xiaoyan. Method study for application of heterogeneous oil displacement agent [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(5): 85-88.
- [15] 李之燕,王学民,陈美华.预交联颗粒凝胶调驱技术[J].石油钻采工艺,2002,24(S1):30-33,100.
Li Zhiyan, Wang Xuemin, Chen Meihua. Technology of profile control and oil displacement with pre-cross linking gel particle [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(S1): 30-33, 100.
- [16] 娄兆彬,王志鹏,邹丽,等.文25东交联聚合物-预交联凝胶颗粒复合调驱试验[J].新疆石油地质,2005,26(3):290-292.
Lou Zhaobin, Wang Zhipeng, Zou Li, et al. Complex displacement test with crosslinked polymer and pre-crosslinked gel agent in Wenliu-25 east block [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(3): 290-292.
- [17] Bai B, Zhang H. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow [J]. SPE Journal, 2011, 16(2): 388-400.
- [18] 于龙,李亚军,宫厚健,等.支化预交联凝胶颗粒驱油机理可视化实验研究[J].断块油气田,2014,21(5):656-659.
Yu Long, Li Yajun, Gong Houjian, et al. Visualization experiments of the displacement mechanism of B-PPG system [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(5): 656-659.
- [19] 孙焕泉.聚合物驱后井网调整与非均相复合驱先导试验方案及矿场应用——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J].油气地质与采收率,2014,21(2):1-4.
Sun Huanquan. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding—case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 1-4.
- [20] 李蕾,雷光伦,姚传进,等.聚合物与弹性微球二元复合段塞调剖效果研究[J].科学技术与工程,2013,13(9):2352-2356.
Li Lei, Lei Guanglun, Yao Chuanjin, et al. Study on profile control effects of polymer and elastic microspheres binary complex slug [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(9): 2352-2356.
- [21] 李蕾,雷光伦,姚传进,等.孔喉尺度弹性微球调整油层分流能力实验研究[J].科学技术与工程,2013,13(17):4793-4796,4818.
Li Lei, Lei Guanglun, Yao Chuanjin, et al. Study on reservoir diversion adjustment ability of the pore-scale elastic microspheres [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(17): 4793-4796, 4818.

编辑 刘北羿