

非均质岩心调堵结合技术室内实验

王嘉晨^{1,2,3}, 侯吉瑞^{1,2,3*}, 赵凤兰^{1,2,3}, 冷光耀^{1,2,3}, 曹淑君^{1,2,3}, 王俊华⁴

(1.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249; 2.中国石油三次采油重点实验室
低渗油田提高采收率应用基础理论研究室,北京 102249; 3.石油工程教育部重点实验室,北京 102249;
4.中国石化中原油田分公司 采油四厂,河南 濮阳 457001)

摘要:为了研究调剖堵水顺序和调剖堵水时机对提高非均质岩心采收率的影响,选择1种堵水剂和强度不同的2种调剖剂作为研究对象,利用双层非均质岩心模型物理模拟实验,设定3种不同的调剖堵水顺序和7种不同的调剖堵水时机。研究表明,先调剖后堵水起到了很好的调堵效果,与先堵水后调剖以及同时调剖堵水相比,采收率增加幅度更大,强胶体系最终采收率为69.26%,弱胶体系最终采收率为64.94%。研究调剖堵水时机时发现,调剖与堵水间隔时间越长降水增油效果越好,且调剖堵水结合的最佳时机为调剖后水驱至0.5倍孔隙体积进行堵水,继续增加水驱时间采收率不再增加。

关键词:非均质岩心模型 物理模拟实验 调剖堵水顺序 调剖堵水时机 采收率

中图分类号:TE313.7

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)06-0099-03

在水驱过程中,多数油藏因非均质性严重,致使注入水沿注水井和生产井之间的高渗透层和裂缝突进,导致中低渗透层动用程度较低或不动用,剩余油较多,水驱稳产难度较大^[1-4]。通过调剖和堵水增产措施,可以有效封堵高渗透层及裂缝,启动中低渗透层,改善注入水波及体积,达到降水增油、改善注水开发效果的目的^[5-9],从而提高采收率。在矿场实践过程中,调剖和堵水经常结合使用,前人对二者结合过程中的规律与存在问题一直没有系统的认识;为此,笔者利用双层非均质岩心、采用2种调堵体系研究调剖堵水的顺序及调堵结合的时间对降水增油的影响,以期为矿场调剖堵水措施的实施提供理论依据。

1 实验器材和条件

实验装置主要包括平流泵、恒温箱、岩心夹持器、中间容器、精密压力传感器以及若干管线的等;实验仪器主要包括 Brookfield DV- II 型粘度计、HAAKE 流变仪。

实验试剂主要有:改性淀粉;丙烯酰胺为分析纯;相对分子质量为 1.7×10^7 的聚丙烯酰胺;交联剂

A;自制的有机交联剂和无机引发剂。调剖剂强胶体系由质量分数为0.2%的聚丙烯酰胺和1.6%交联剂A组成,弱胶体系由质量分数为0.15%的聚丙烯酰胺和0.85%交联剂A组成;堵水剂由4%改性淀粉、4%丙烯酰胺单体、有机交联剂以及无机引发剂组成;压制非均质岩心,尺寸为 $4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 30 \text{ cm}$,高渗透层渗透率为 $1 \mu\text{m}^2$,低渗透层渗透率为 $0.02 \mu\text{m}^2$;吉林扶余油田地层水,其中 Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , HCO_3^- , CO_3^{2-} 和 SO_4^{2-} 的质量浓度分别为2 171, 23, 65, 2 313, 2 053, 76和77 mg/L;模拟油粘度为 $301 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

实验温度为 $30 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

2 实验结果与讨论

2.1 调剖剂静态成胶性能

研究结果(图1)表明,调剖剂强胶体系在配制完成后即开始成胶,24 h后基本成胶,然后粘度下降,在配制完成35~65 h之间,粘度基本稳定为 $33\ 000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;弱胶体系在配制完成2 h后开始成胶,到25 h基本成胶,最终粘度基本稳定为 $22\ 000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。2种凝胶都经历了一个粘度至最大强度后

收稿日期:2014-09-02。

作者简介:王嘉晨,女,在读硕士研究生,从事提高采收率与油田化学方面的研究。联系电话:18911089875, E-mail: wangjiachen9159@163.com。

*通讯作者:侯吉瑞,男,教授,博导。联系电话:13718816146, E-mail: houjirui@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“油田开采后期提高采收率技术”(2011ZX05009-004)。

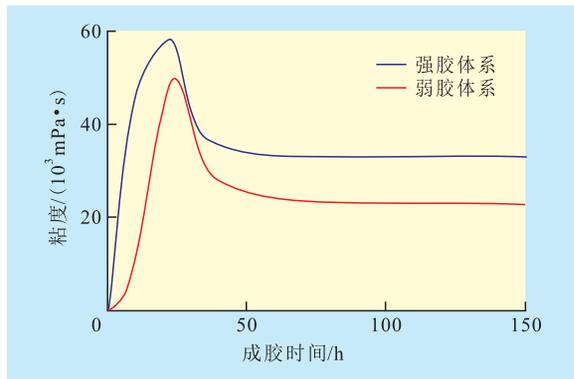


图1 调剖剂粘度随时间的变化

逐渐稳定的过程,在粘度迅速增加阶段,聚合物分子与交联剂分子交联在一起,形成大量的空间网状结构,体系粘度大幅度上升;经过聚合物分子与交联剂分子的充分结合,体系粘度逐渐趋于稳定,最终形成一定强度的凝胶^[10]。

2.2 调剖剂流变性

调剖剂未成胶时,其流变性主要由聚合物的性质决定,在双对数坐标下,剪切速率与粘度近似成线性关系。当剪切速率在 $0.1 \sim 1\,000\text{ s}^{-1}$ 变化时,剪切作用对凝胶的破坏作用较小,在矿场实际的驱替流速下,剪切速率均在此变化范围内,因此可以保证聚合物可保持原有的大分子结构,使成胶反应时的交联点不减少,进而保证成胶后的凝胶强度。

调剖剂成胶后,其流变性取决于成胶胶体的交联状况,成胶胶体呈三维网状结构,强度比成胶前大幅度上升,在较低的剪切速率时可以保持较高的强度。由实验结果(图2)可以看出,当剪切速率大于 10 s^{-1} 时,强度出现明显下降,凝胶的分子结构遭到破坏。如果剪切速率进一步增大,凝胶强度急剧下降直至破裂。

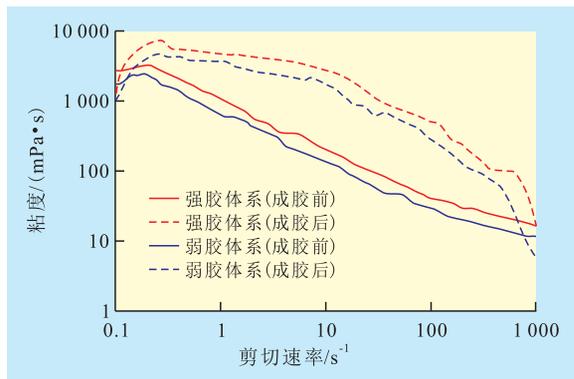


图2 调剖剂成胶前后强胶和弱胶体系的流变曲线

2种凝胶均属于非牛顿流体。成胶前,在低剪切速率区,大分子构象基本不变,流态对结构没有影响;随着剪切速率的增大,大分子构象发生变化,

粘度降低。由于聚合物的含量有所差别,剪切速率为 $0.1 \sim 1\,000\text{ s}^{-1}$ 强胶体系的粘度大于弱胶体系。成胶后,剪切速率为 $0.1 \sim 10\text{ s}^{-1}$ 时,流态对结构影响较小,随着剪切速率的增大,粘度变化很小,说明调剖剂有一定的抗剪切能力;当剪切速率大于 10 s^{-1} 时,凝胶受到严重破坏,粘度急剧下降;当剪切速率大于 100 s^{-1} 后粘度降低到 $100\text{ mPa}\cdot\text{s}$,最终降为 $10\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

2.3 调剖堵水顺序

实验步骤为:①将岩心抽真空、饱和地层水,测定岩心的孔隙体积。②饱和油,计算原始含油饱和度。③水驱油至含水率达到90%以上。④以先调剖后堵水、先堵水后调剖和同时调剖堵水等3种不同的顺序注入调堵剂:第1种先从水井(岩心注入端)注入0.2倍孔隙体积的调剖剂,候凝后继续注水,待含水率达到98%以上再从油井(岩心出口端)注入0.1倍孔隙体积的堵水剂,后续水驱至含水率达到98%以上;第2种先从油井注入0.1倍孔隙体积的堵水剂,候凝后继续注水,待含水率达到98%以上再从水井注入0.2倍孔隙体积的调剖剂,后续水驱至含水率达到98%以上;第3种在油井和水井中依次注入0.1倍孔隙体积的堵水剂和0.2倍孔隙体积的调剖剂,候凝后再后续水驱至含水率达到98%以上。⑤记录各时刻的产水量、产油量及相关压力值(表1)。

表1 不同调堵顺序下层内非均质岩心物性参数及驱油效果

调堵体系	方案	调剖堵水顺序	孔隙度, %	原始含油饱和度, %	一次水驱采收率, %	注调堵体系采收率, %	最终采收率, %
强胶—堵水剂	A-1	先调剖后堵水	21.56	68.00	30.28	38.98	69.26
	A-2	先堵水后调剖	21.40	67.69	30.45	31.95	62.40
	A-3	同时调剖堵水	21.39	67.44	30.66	26.30	56.96
弱胶—堵水剂	A-4	先调剖后堵水	21.73	68.18	30.11	34.83	64.94
	A-5	先堵水后调剖	21.68	67.97	30.63	30.02	60.65
	A-6	同时调剖堵水	22.22	68.22	30.58	24.40	54.98

通过非均质岩心模型实验,由强胶体系计算得到的实验结果(图3)表明,在一次水驱过程中,含水率变化是一致的,在较短的水驱时间内含水率就达到了90%以上,后因水窜通道含水率上升逐渐变

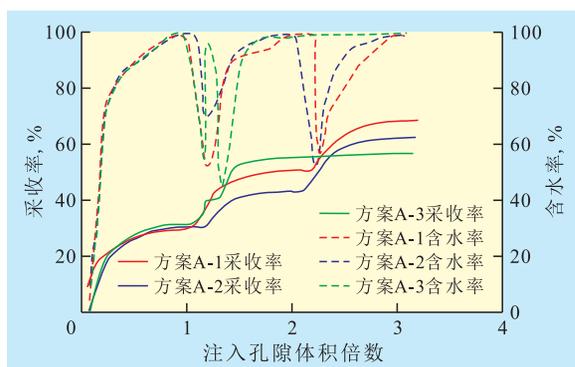


图3 不同调堵顺序的强胶体系采收率与含水率变化

缓。在3组实验中,先调剖后堵水注入调剖剂后含水率下降幅度最大,再注入堵水剂后含水率下降至56%,注入调剖剂时含水率出现第1个下降漏斗,采收率增幅较大,说明调剖剂成胶后有效地封堵了窜流通道,此过程中驱替出来的主要是低渗透层水驱未波及到的剩余油,水驱至含水率达到98%以上时再注入堵水剂,含水率出现第2个下降漏斗。从实验结果可以看出,先调剖后堵水时堵水剂起到了很好的封堵效果,致使采收率增加幅度较大,最终采收率为69.26%,比先堵水后调剖和同时调堵分别高出了6.86%和12.3%。

从图4可见,弱胶体系一次水驱过程中含水率的变化也是一致的,同样在较短的水驱时间内含水率就达到90%以上,形成水窜通道。在3组实验中,注入堵水剂后含水率均下降至58%,堵水剂成胶后有效地封堵了窜流通道,使得采收率增幅上升。

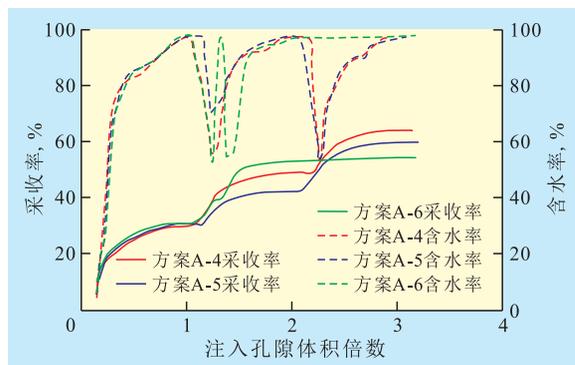


图4 不同调堵顺序的弱胶体系采收率与含水率变化

2.4 调剖堵水时机

研究结果表明,3组实验中先调剖后堵水为最优方案,且强胶体系的效果好于弱胶体系,由此对调剖堵水时机进行研究。

实验步骤为:①将岩心抽真空、饱和地层水,测定岩心的孔隙体积;②饱和油,计算原始含油饱和度;③水驱油至含水率达到90%;④注入0.2倍孔隙体积的调剖剂,候凝后分别水驱至0.02,0.06,0.1,

0.3,0.5和0.7倍孔隙体积,然后再注入0.1倍孔隙体积的堵水剂;⑤后续水驱直至含水率达到98%以上;⑥记录各时刻的产水量、产油量及相关压力,分析提高采收率的效果。

从表2中可以看出,12组实验一次水驱采收率基本一致。注入调剖剂后,随着水驱孔隙体积倍数由0.02增加到0.5,注入堵水剂后的最终采收率增幅也逐渐增大,强胶体系采收率由25.8%增加到36.61%,弱胶体系采收率由22.82%增加到32.79%,但水驱至0.7倍孔隙体积时,最终采收率略有降低,说明低渗透层的剩余油已被充分采出,接近调堵结合提高采收率的极限,再进行水驱将造成水的无效循环,且增加了经济成本,所以最佳调堵时机应该为调剖后水驱至0.5倍孔隙体积时。

表2 不同调剖堵水时机层内非均质岩心物性参数及驱油效果

调剖堵水体系	方案	调剖堵水时机/孔隙体积倍数	孔隙度, %	原始含油饱和度, %	一次水驱采收率, %	注调堵体系采收率, %	最终采收率, %
强胶—堵水剂	B-1	0.02	21.40	67.38	31.24	25.80	57.04
	B-2	0.06	21.07	67.19	30.47	28.65	59.12
	B-3	0.1	21.73	67.67	30.80	30.19	60.99
	B-4	0.3	21.40	67.69	31.14	33.92	65.06
	B-5	0.5	21.15	68.25	31.51	36.61	68.12
	B-6	0.7	21.07	67.41	31.06	36.02	67.08
弱胶—堵水剂	B-7	0.02	21.39	66.89	31.88	22.82	54.70
	B-8	0.06	21.07	66.74	31.80	24.49	56.29
	B-9	0.1	21.23	68.02	31.91	26.46	58.37
	B-10	0.3	21.40	67.69	31.14	30.70	61.84
	B-11	0.5	21.14	68.25	31.51	32.79	64.30
	B-12	0.7	21.07	67.50	31.06	32.39	63.45

3 结论

调剖和堵水的顺序对降水增油的效果有一定的影响。相同段塞大小的条件下,无论是强胶体系还是弱胶体系,先调剖后堵水均比先堵水后调剖和同时调堵的降水增油效果更好。强胶体系的调剖效果明显好于弱胶体系。调堵结合时,调剖与堵水间隔时间越长,即调剖后水驱孔隙体积倍数越大,降水增油效果越好,但是无论是强胶还是弱胶体系,当水驱孔隙体积倍数大于0.5时,采收率基本不再增加,因此调堵结合的最佳时机为调剖后水驱0.5倍孔隙体积再进行堵水。

(下转第106页)