

文章编号: 1000-5862(2015)05-0492-05

聚合物溶液在岩心中的运移阻力及主要影响因素

崔杰^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京) 北京 102249;

2. 中国石化股份胜利工程有限公司钻井工艺研究院 山东 东营 257017)

摘要: 聚合物溶液对地层渗透率、孔隙度等参数的影响,对储层的开发方案调整措施至关重要,同时由于聚合物作为一种储层外来液体必定对储层产生影响,因此研究储层对地层的敏感性有着重要的现实意义. 试验研究分析了储层对聚合物的速敏性,调查研究了聚驱后的速敏性变化,探索聚后储层渗透率的变化规律和地层内流体流速之间的相互影响程度,测量分析了速敏性的临界流速,然后通过数据比对和分析得出速敏程度. 分析结果表明:聚合物溶液注入岩心后,地层中之前易迁移微粒会被其黏住,改善了地层开采环境,同时聚合物溶液会导致岩心地层无速敏性,有益于聚驱后对储层的在此开发.

关键词: 聚合物溶液; 岩心储层; 岩心; 储层参数

中图分类号: TE 357.431 **文献标志码:** A **DOI:** 10.16357/j.cnki.issn1000-5862.2015.05.11

0 引言

聚驱是能够有效提高采收率的化学驱技术中的一种并且也是现在国内几大通过水驱已经没有明显收益油田区块所使用的新型主流增产措施. 聚驱后,储层地质状态和参数会渐渐回到之前的原始地层,可依然存在大量油藏没有被开发. 聚驱后的储层的渗透率、束缚水饱和度等各项数据会有改变,同时这些变化会对整个油井的开采方针产生重要的影响,研究聚驱后渗透率、孔隙度等各项参数的变化规律,为聚驱后的储层剩余油的生产开发方案的设计给出数据和理论上的支持^[1-3].

由于油田对储层不断地开采使得储层中的含水量一直在增长,聚驱已经成为国内大部分油田使用的增产和控制储层中的含水率的主要技术,其作为使油井增产的驱油液注入储层,聚合物溶液对地层渗透率、孔隙度等参数的影响,对储层的开发方案调整措施至关重要,同时由于聚合物作为一种储层外来液体必定对储层产生影响,因此研究储层对地层的敏感性有着重要的现实意义^[4-6]. 本文试验研究分析了储层对聚合物的速敏性,速敏性是指储层中各种微粒因流体流动速度增加引起的颗粒运移,并堵塞孔道造成而造成“桥堵”储层渗透率下降的可

能性及其程度^[7]. 本文速敏试性调查研究了聚驱后的速敏性变化,认识清楚聚后储层渗透率的变化规律和地层内流体流速之间的相互影响程度,测量分析获得速敏性的临界流速,然后通过数据比对和分析得出速敏程度.

1 聚合物溶液的储层参数变化特征

1.1 试验样品的制取

本次实验选用模拟岩心,模拟-实际油井中的岩心数据制作,本着尽量还原现实情况的试验基本方针,根据储层实际情况制作岩心,事先制2组直径为2.36 cm,高度为5 cm的岩心模具,之后对2组岩心模具施加8 MPa的外压,最后生成2组物性参数(渗透率)不一的岩心,其中通过控制加入沙粒的多少来控制所制成的岩心的孔隙度,渗透率大概为 $3\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的高渗透模拟岩心的控制其填砂密度大概在 $2.000 \text{ g} \cdot \text{cm}^{-3}$ 附近,渗透率大致为 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的中渗透样品的填砂密度大概 $2.048 \text{ g} \cdot \text{cm}^{-3}$ 左右.

1.2 实验步骤

挑选2组渗透率有明显差异的人造模拟岩心,通过各项试验测定其各项物性参数,而后同样地另

收稿日期: 2015-04-09

作者简介: 崔杰(1973-) 男 山东博兴人 高级工程师 博士研究生 主要从事地质工程模型研究和图形软件开发的研究.

挑选一组样品,模拟聚驱对岩心进行模拟去替后,把 2 组岩心用模拟水驱所制的具有一定矿化度的水清洗,测量出 2 组岩心的各项物性参数后罗列数据对比.具体的试验步骤为:1) 测量初始状态下的模拟岩心的各项物性参数;2) 岩心饱和标准溶液;3) 使用模拟现场水驱所使用的矿化水对岩心进行水驱后测定液体有效渗透率;4) 对 2 组岩心分别进行模拟聚合物驱(注入孔隙体积倍数为 5、10、30 和 50);5) 对聚驱后的 2 组岩性进行水驱试验的同时测定其物性参数;6) 岩心烘干;7) 测量岩心渗透率、孔隙度、含水饱和度等等储层参数.

试验之所以算用不同的注入孔隙倍数是因为聚驱时,在实际情况下储层内井筒附近油层岩心的注入孔隙体积倍数比远高于离井筒的储层的测得值,研究比对试验所测得的参数,概括分析聚合物驱油后储层的渗透率孔隙度等参数的特点.

1.3 孔渗参数测量特征

聚合物溶液注入后,实验室模拟岩心的各项渗透率均会由于向不同孔隙体积倍数的岩心注入聚合物溶液而产生幅度不一的变少(见表 1).聚合物注入实验室模拟岩心后的任何渗透率的岩心所测得的液体渗透率的数值均有明显的下滑,其中对渗透率相对较低的模拟岩心的影响效果要远远高于对渗透率相对较高的模拟岩心,可是试验结果对于不同的孔隙体积倍数下模拟聚合物驱试验后所测得的数值分析表明,现实中越接近井筒附近渗透率的恢复程度越高,即孔隙体积越大则储层渗透率的恢复程度越高^[8].通过试验测得的模拟的岩心的孔隙度,分别在模拟聚合物驱前后测量并对比数据(见表 1),得出结论储层的孔隙度会根据距离井筒的距离远近有较小数值的增加即随着注入孔隙体积倍数的加減而变化,但是变化数值过小可以忽略.

表 1 聚驱后模拟岩心孔渗参数

| 岩样 编号 | 岩心 类型 | 注入孔 隙体积 倍数 | 气测渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | | 气测渗 透率保 留值/% | 液体渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | | 液体渗 透率保 留值/% | 孔隙度/% | | |
|----------|-------------|------------------|------------------------------------|------------|--------------------|------------------------------------|------------|--------------------|------------|------------|-----------|
| | | | 聚合物 注入前 | 聚合物 注入后 | | 聚合物 注入前 | 聚合物 注入后 | | 聚合物 注入前 | 聚合物 注入后 | 相对变 化率 |
| 1-8 | 高 渗 透 | 水驱 | 3 343 | 2 750 | 82.3 | 170 | | | 42.1 | 42.5 | 0.83 |
| 1-4 | | 5 | 2 792 | 2 083 | 74.6 | 180 | 82.2 | 46.0 | 40.3 | 40.8 | 1.29 |
| 1-9 | | 10 | 3 292 | 2 479 | 75.3 | 171 | 87.8 | 51.3 | 40.0 | 40.8 | 1.92 |
| 1-6 | | 30 | 3 059 | 2 371 | 77.5 | 155 | 87.5 | 56.4 | 41.0 | 41.7 | 1.71 |
| 1-11 | | 50 | 2 896 | 2 239 | 77.3 | 146 | 79.2 | 54.2 | 40.0 | 40.8 | 2.13 |
| 2-8 | 中 渗 透 | 水驱 | 970 | 849 | 87.5 | 45.7 | | | 36.1 | 36.1 | 0.53 |
| 2-4 | | 5 | 1 020 | 827 | 81.1 | 79.2 | 31.6 | 39.9 | 36.6 | 36.6 | 0.93 |
| 2-6 | | 10 | 926 | 780 | 84.2 | 90.2 | 38.3 | 42.5 | 34.2 | 34.2 | 1.46 |
| 2-10 | | 30 | 1 030 | 890 | 86.4 | 45.7 | 21.2 | 46.3 | 35.6 | 35.6 | 1.83 |
| 2-12 | | 50 | 1 001 | 852 | 85.1 | 103.0 | 48.2 | 46.8 | 35.1 | 35.8 | 2.05 |

1.4 相对渗透率变化特征

通过图表中的统计数据,分析相对渗透率的规律,可分析出试验中所注入的聚丙烯酰胺在进行模拟聚驱时对模拟岩心的各项性质的影响,结果见表 2,并能够初步得出结论^[9]:岩心被聚丙烯酰胺模拟聚合物驱油之后,束缚水饱和度越来越大,但是其余各项参数均越来越小,其中包括残余油饱和度、水相渗透率、油相渗透率.试验统计分析相对渗透率曲线得出结论(见图 1).

1) 以本次试验为例,聚丙烯酰胺对水影响高于对油的影响,所以岩心中水的相对渗透率下滑幅度

也高于油的;

2) 聚驱后的模拟岩心束缚水饱和度比一般情况下的束缚水饱和度大,但聚合物驱油后的岩心残余油饱和度小于一般情况下的水驱残余油饱和度;

3) 由于注入孔隙体积倍数的增加,所有的地层参数都会发生相应的变化,一般情况下含水饱和度都会有不同幅度的增值.

相对渗透率曲线变化总结为以下原因引起:① 由于聚合物对水的影响要高于对油的影响,并且其具有的吸附能力会导致孔隙体积变小和水润湿性的提高,结果会导致水相的相对渗透率降低.② 岩心孔隙

空间大小和聚丙烯酰胺所作用的储层的厚度有着密不可分的关系,其所驱的储层厚度越厚,会导致孔隙体积变小;另外,从微观上来看,残留在储层中的聚丙烯酰胺聚分子还与水分子形稳定的化学键,并且这回导致水与聚合物交合反应并且会在岩心孔道表面上形成一个稳定的分子水化层并且具有吸附效果,这会导致聚合物驱油后束缚水饱和度会增加,这表明聚合物与水的相互作用性更强,会导致储层中水相渗透率降低.③聚合物还会在储层中岩石孔隙

表面形成更适合于油相流动吸附层.从数据上来看,这导致聚合物驱后并没有对油相渗透率产生较大的影响;残余油饱和度降低可以认为是聚合物分子吸附/滞留形成的水化层增强了岩石的水湿程度,而聚合物溶液与原油之间的剪切应力大于水与原油之间的剪切应力,由于聚合物有着较强的粘性会使其所驱的储层压力增高,导致聚丙烯酰胺被压入渗透进入更加细微的孔隙中,提高了波及系数,致使降低残余油储量,提高了油田采收率.

表 2 聚驱后模拟岩心相对渗透率变化

| 岩样 标号 | 岩心 类型 | 注入孔隙 体积倍数 | 束缚水饱 和度/% | 残余油饱 和度/% | 束缚水下油相 渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | 残余油下水相 渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
|----------|----------|--------------|--------------|--------------|--|--|
| 1-12 | 高渗透 | 0 | 30.50 | 19.60 | 1 000 | 526.0 |
| 1-5 | | 5 | 48.30 | 17.90 | 455 | 56.2 |
| 1-3 | | 50 | 56.90 | 18.00 | 305 | 38.9 |
| 2-8 | 中渗透 | 0 | 39.80 | 24.30 | 378 | 104.0 |
| 2-11 | | 5 | 54.20 | 22.30 | 262 | 33.3 |
| 2-2 | | 50 | 58.90 | 19.40 | 165 | 25.0 |

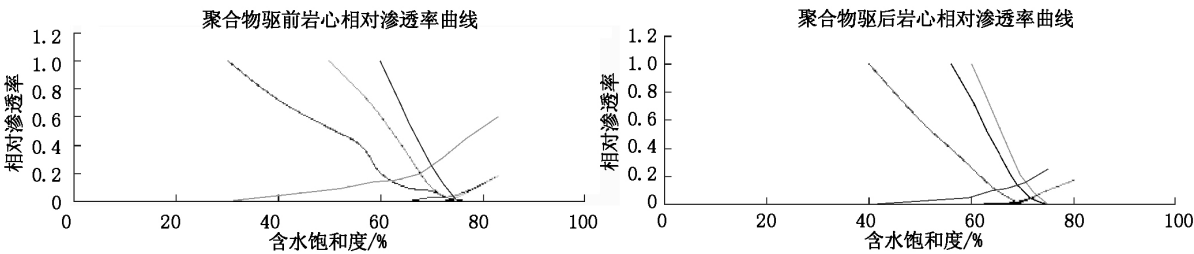


图 1 聚合物驱后岩心的相对渗透率曲线

1.5 相对渗透率变化特征

聚丙烯酰胺在储层岩心里相对于二次采油技术水驱对储层岩心冲刷所带来的影响,其高粘性所带来的吸附滞留效果对储层的影响更为明显.概括地说,聚驱后会对储层的效渗透率产生不良影响,其中对渗透率较低的储层影响更为明显.经聚合物溶液冲刷后,岩心的孔隙结构特征发生了变化,由于聚合物在孔隙中的吸附和滞留造成了岩心可流通孔隙减少,而地层多孔介质中受聚合物对岩石的冲刷作用影响最大的是少数较大孔隙,聚合物对地层的影响作用是非均质的.相对渗透率曲线的变化显示了聚合物的选择作用,聚合物吸附对水相相对渗透率的影响要大于对油相相对渗透率的影响,同时其影响效果也会由于注入孔隙体积倍数的增加而增加.由于聚合物的亲水性和吸附性参与在孔隙里的聚合物还会提高岩石的亲水性,从而导致储层的束缚水含量增加,与此同时减少了储层中参与有的饱和度,

最终提高了油田储层的最终采收^[10].

2 测量分析聚合物溶液对储层速敏性

2.1 实验材料

岩样:本次试验选用实验室自制的模拟岩心.岩心数据见表 3;

聚合物:本次试验选用的聚合物是聚丙烯酰胺;

实验用水:配置聚合物溶液模拟矿化地层水.矿化度为 $4\,580\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$;

聚合物浓度:配置聚合物驱所用的聚合物溶液,配制的聚合物溶液浓度为 $1\,000\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$.

2.2 实验仪器

多功能岩心驱体装置(气罐、高压调压阀、低压调压阀)、恒温箱(增湿器、岩心夹持器、压力变送器、储液容器)、平流阀;回压缓冲器、回压表、环压

表、手动泵、回压阀、气液分离器、气体质量流量计 (高)、气体质量流量计(低)。如图 2 所示。

表 3 试验岩心数据表

| 序号 | 岩心编号 | 岩心长度/cm | 岩心直径/cm | 岩心截面积面积/cm ² | 岩心空气渗透率/10 ⁻³ μm ² |
|----|------|---------|---------|-------------------------|--|
| 1 | 12 | 6.74 | 2.52 | 4.98 | 671.635 |
| 2 | 8 | 6.99 | 2.51 | 4.95 | 990.160 |
| 3. | 21 | 6.27 | 2.51 | 4.95 | 508.470 |
| 4 | 15 | 8.09 | 2.52 | 4.98 | 1 257.640 |
| 5 | 16 | 7.10 | 2.54 | 5.07 | 576.720 |
| 6 | 3 | 6.85 | 2.47 | 4.79 | 712.980 |

2.3 试验步骤

1) 按流程接好管线; 2) 装好岩心 ,注意放置好岩心的方向 ,使注入的液流方向与气层渗透率方向统一. 加环压 ,环压必须高于内压 1 ~2 MPa; 3) 按照流程排气 ,使注入的配置好的聚合物溶液充满泵至岩心进口端 ,并且决不能有气体进入岩心; 4) 将平流泵流量选至系列流量的最小流量上 ,标准规定为 0.1 mL · min⁻¹. 5) 开始测第一点 ,打开岩心夹持器和出口阀门 ,而后开泵. 待流动态稳定后进行测定 ,记录压力、流量值 ,计算此时的岩心渗透率; 6) 改换下一流量 ,按以下流量等级依次测出不同流量下的渗透率 ,流量分级具体数值为 0.1、0.25、0.5、0.75、1.0、1.5、2.0、2.5、3.0、3.5、4.0、4.5、5.0、5.5、6.0 mL · min⁻¹. 对于低渗透岩心 ,当岩心压力梯度大于 3 MPa · m⁻¹ 仍未引起渗透率下降 ,认为岩心流速不敏感.

2.4 试验结果

选择实验室制备的岩心 ,在制备的时候要求所加入的沙粒的量和施加压力几乎相同制备出各项物性参数基本一致的岩心: 002 和 007 ,并对这 2 岩心进行了注聚合物溶液前后的各项参数比对试验.

1) 聚驱前模拟油井水驱对岩心 003 进行各项参数测量 ,注入水的流速上升时会导致岩心的水相渗透率大幅度降低 ,由 148.9 × 10⁻³ μm² 降为 98.45 × 10⁻³ μm² ,通过实验数据分析明显得出其速敏性的临界流速为 0.5 mL · min⁻¹ ,同时由于流速增加 ,储层渗透率会持续减少(见图 2) .

2) 因为聚合物具有吸附和滞留的特性 ,并且具有亲水性这会导致岩心水相渗透率在岩心经历过聚合物驱后会有大幅度的提升 ,从实验数据结果分析来看 12 号样的水渗透率聚驱前为 140.0 ×

10⁻³ μm² ,而经历了聚合物驱油后其水相渗透率变为 20.1 × 10⁻³ μm² ,前后之间产生了巨大的差距.

3) 试验模拟聚驱后的岩样 12 号 ,注入岩心的水驱流速冲 0.25 mL · min⁻¹ 慢慢增加到 5.0 mL · min⁻¹ 时 ,通过观察数据发现岩心渗透率也随之逐渐变大.

4) 其模拟岩心所得的速敏性的临界流速不会高于 0.7 mL · min⁻¹ ; 而聚驱后的的岩心没有临界流速.

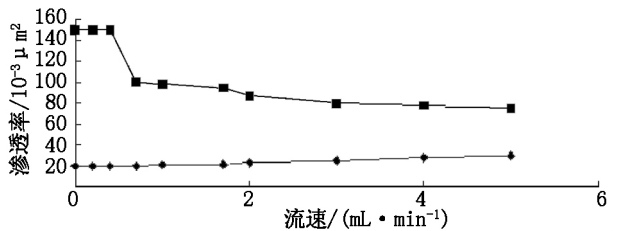


图 2 注聚合物前后速敏变化曲线

3 小结

本文试验研究分析了储层对聚合物的速敏性 ,调查研究了聚驱后的速敏性变化 ,探索聚后储层渗透率的变化规律和地层内流体流速之间的相互影响程度 ,测量分析了速敏性的临界流速 ,然后通过数据比对和分析得出速敏程度 ,得到如下结论:

1) 由于聚合物的粘弹性 ,聚合物注入岩心后 ,地层中之前易迁移微粒会被其黏住 ,改善了地层开采环境 ,进而保护了地层阻止了地层颗粒迁移所造成孔喉堵塞等不利于油田开采的地层现象;

2) 聚丙烯酰胺的特性导致岩心渗透率大幅度减小(80% 左右) ;

3) 聚合物会导致油藏地层无速敏性 ,有益于聚驱后对储层的在此开发.

4 参考文献

- [1] 侯健,杜庆军,张本华,等. 聚合物驱宏观剩余油受效机制及分布规律 [J]. 石油学报, 2011, 32(1): 97-99.
- [2] 廖广志,牛金刚. 大庆油田工业化聚合物驱效果及主要做法 [J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 23(1): 48-50.
- [3] 夏惠芬,王德民. 粘弹性聚合物溶液提高微观驱油效率的机理研究 [J]. 石油学报, 2010, 31(4): 51-60.
- [4] 王新海,王刚,吴军政,等. 聚合物驱油技术在大庆油田的应用 [J]. 石油学报, 2015, 36(1): 75-78.
- [5] 高建,侯加根,王军,等. 聚合物驱后砂岩储层岩石物理特征变化机制 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009(3): 75-83.
- [6] 张继成,李朦,穆文志,等. 聚合物驱后宏观和微观剩余油分布规律 [J]. 齐齐哈尔大学学报: 自然科学版, 2008(1): 11-23.
- [7] 李宜强,隋新光,李斌会. 聚合物驱后提高采收率方法室内实验研究 [J]. 石油学报, 2008, 29(3): 32-29.
- [8] 郭艳东,赵英杰,李治平. 聚合物驱对储层及其自身性质影响实验研究 [J]. 内蒙古石油化工, 2008(10): 51-60.
- [9] 施雷庭,徐豪飞,叶仲斌,等. 剪切作用对不同聚合物溶液流度控制能力影响研究 [J]. 油田化学, 2010(2): 62-71.
- [10] 张云宝,任艳滨,卢祥国. 几种驱油聚合物在多孔介质中传输能力实验研究 [J]. 油田化学, 2009(4): 23-30.

The Variation of the Polymer Solution in the Core of Reservoir Parameters

CUI Jie^{1,2}

(1. China University of Petroleum Beijing, Beijing 102249, China;

2. Drilling Research Institute of Shengli Oil Field, Dongying Shandong 257017, China)

Abstract: Polymer solution to the formation permeability, the effects of parameters such as porosity, adjustment measures for reservoir development scheme is essential, as a kind of reservoir at the same time because of the polymer external liquid will surely affect the reservoir, so the reservoir sensitivity to the formation has important practical significance. Experimental study on analyzing the velocity sensitivity of reservoir for the polymer, the investigation and study the velocity sensitive sex change after polymer flooding, explore together within the changing rule of the reservoir permeability and formation after the interaction degree between fluid flow and measuring the velocity sensitivity of the critical flow velocity is analyzed, then the velocity sensitive data comparison and analysis, the analysis results show that the polymer solution injected into the core, formation of easy migration of particles are the stick before, improved formation mining conditions, at the same time without velocity sensitive polymer solution can lead to formation cores, benefit in the development of the reservoir after polymer flooding.

Key words: polymer solution; reservoir cores; core; reservoir parameters

(责任编辑: 刘显亮)