

·油气钻采工程·

相对渗透率调节剂作用机理

宋金波¹,柴永明²,燕春如³,郑铎¹

(1.中国石化胜利油田分公司采油工艺研究院,山东东营257000; 2.中国石油大学(华东)重质油国家重点实验室,山东青岛266555; 3.中国石化胜利油田分公司现河采油厂,山东东营257000)

摘要:利用分子模拟技术与岩心流动装置相结合的优势,研究了相对渗透率调节剂的控水机理。为了从分子层面考察相对渗透率调节剂调节油水渗流的原理,构建了油水混相通过负载于二氧化硅表面的相对渗透率调节剂的动态模型。结果显示,聚合物分子在水相中呈舒展状态,而在油相中呈收缩状态,油相压缩相对渗透率调节剂膜;模拟计算油水混相通过相对渗透率调节剂的扩散系数比为4.2,与岩心驱替实验结果一致,两者结合验证了合成的相对渗透率调节剂达到了分子结构设计的要求,具有相对渗透率调节能力。相对渗透率调节剂控水机理是:相对渗透率调节剂遇水膨胀后,水相以渗流方式通过相对渗透率调节剂时,由于水与相对渗透率调节剂分子链的极性部分相互作用,通过速率较慢;由于油水两相具有界面,油相对吸水后的相对渗透率调节剂弹性膜施加压力,形成油相通道,使油相快速通过。

关键词:相对渗透率调节剂 分子模拟 选择性堵水 控水 标准流体阻力比

中图分类号:TE358.3

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2013)01-0104-03

相对渗透率调节剂是一种只对出水层进行封堵,而对出油层基本没有封堵能力的选择性堵水剂。其在地层条件下与油、水发生不同的作用,从而产生对油水渗流的不同阻碍,以达到控水的目的。多年来,油气工业对相对渗透率调节剂研究极其关注^[1-6]。分子模拟包括基于量子力学和统计力学的模拟,其可利用计算机给出被研究体系的实验可测物理量及现有实验无法测量的物理量。为此,笔者利用分子模拟技术与岩心流动装置相结合的优势,对相对渗透率调节剂的控水机理进行了研究。

1 实验器材与方法

材料与仪器 实验材料为自制的单体配比不同的相对渗透率调节剂,质量分数为2%的氯化钾溶液。实验仪器为SC-II型岩心流动实验仪。实验岩心为铅锡合金包裹的粒径中值为0.1 mm自制岩心地层砂。

控水性能实验评价方法 首先,将制作好的地层砂岩心和控水砂岩心浸入烧杯中,岩心一端微露出液面,抽真空(真空度为0.09 MPa)并饱和质量分数为2%的盐水;然后,在驱替装置围压为8 MPa、回

压为0.5 MPa、泵速为5.0 mL/min和夹持器温度为60 °C的条件下,测定原砂岩心的水相和油相渗透率;再在相同的驱替条件下,注入2倍孔隙体积、质量分数为1%的相对渗透率调节剂,测定原砂岩心的水相和油相渗透率;最后计算水油阻力比值^[4]。

将水油阻力比值作为衡量相对渗透率调节剂控水性能的主要指标,在一定压降下,该值越大,说明相对渗透率调节剂的控水能力越强。

控水机理研究方法 按照水驱—油驱—水驱的顺序进行驱替实验,通过驱替实验中渗透率和压力的变化来研究相对渗透率调节剂的宏观控水机理;并利用分子模拟技术在分子设计及动态模拟的优势,从微观角度明确其控水机理。

2 驱替实验结果分析

2.1 相对渗透率调节剂吸附膜的形成

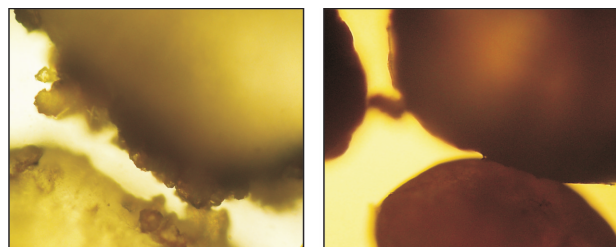
相对渗透率调节剂本身含有强吸附性基团,水解后形成类似冻结状物质粘附在多孔介质表面,加之其他功能性基团与砂岩表面羟基存在氢键,会进一步提高相对渗透率调节剂的吸附性。对驱替实验中的地层砂进行显微镜观察,发现其表面吸附了

收稿日期:2012-11-19。

作者简介:宋金波,男,工程师,从事油水井防砂方面的研究。联系电话:13054696440, E-mail:dongying200909@126.com。

基金项目:中国石化提高采收率先导项目“中高渗整装疏松砂岩油藏控水防砂技术研究与应用”(P10086)。

大量相对渗透率调节剂(图1)。这些吸附的相对渗透率调节剂在砂粒的表面相互连接形成膜构造,这层膜是相对渗透率调节剂发挥作用的关键。将这些砂粒在烘干箱中于90℃烘干,再次观察表面,发现吸附物失水紧贴在砂粒表面,由此证明吸附膜是客观存在的。



a—水湿状态
b—干燥状态
图1 吸附相对渗透率调节剂的地层砂表面形态

2.2 相对渗透率调节剂吸附膜的稳定性

在实验温度为60℃、驱替盐水矿化度为30 000 mg/L的条件下,由相对渗透率调节剂的耐冲刷性能(图2)可知,当盐水驱替量为500倍岩心孔隙体积时,水相残余阻力系数约为5,有较好吸附稳定性,仍可以保持稳定的控水性能。这是由于相对渗透率调节剂通过化学键与静电作用吸附在岩心孔隙表面上,吸附强度大,所以耐冲刷性能较好。

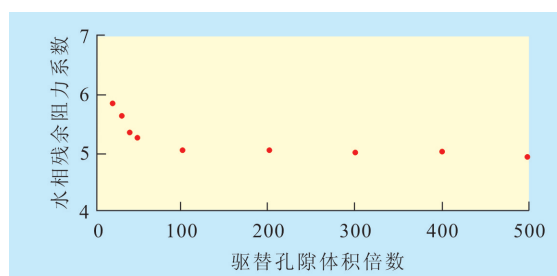


图2 水相残余阻力系数与驱替孔隙体积倍数的关系

2.3 驱替过程中渗透率变化

通过观察水驱—相对渗透率调节剂驱—水驱—油驱—水驱驱替过程中渗透率的变化,来研究相对渗透率调节剂形成弹性吸附膜的控水机理。实验岩心在相对渗透率调节剂处理前水驱渗透率为 $1\ 450\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,相对渗透率调节剂驱后水驱渗透率平均值降至 $270\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 以下,水相残余阻力系数为5.3,说明稳定吸附在孔隙结构中的相对渗透率调节剂具有较好的控水能力。主要是因为吸附在孔隙结构中的相对渗透率调节剂形成了弹性膜,水膜内的水以渗流形式通过;由于弹性膜的存在,在油相通过时,水油存在明显界面,油相挤压弹性膜会引起渗透率的增大和波动,油相渗透率平均值在相对稳定阶段恢复到 $1\ 120\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ (图3);最后水驱

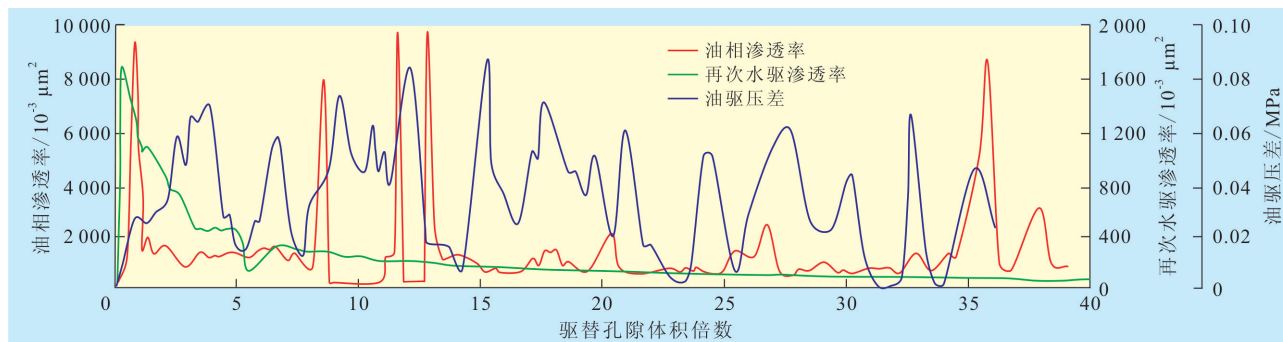


图3 驱替实验中油、水相渗透率及油驱压差变化

时,水相渗透率再次降低,接近于首次水驱时测定的渗透率(图3),该现象证实了被油相挤压的相对渗透率调节剂吸附膜遇水再次膨胀的机理。

2.4 驱替过程中压力变化

在油驱过程中,油相压力变化较大,这与油相在相对渗透率调节剂中的渗流特性及作用机理有关。煤油挤压溶胀的相对渗透率调节剂膜,导致压力增大,当压力突破后,又会形成新的压力峰,压力变化呈现波动特征(图3)。油相压降梯度为0~0.4 MPa/m,明显小于水相压降梯度。

分析驱替实验结果可知:相对渗透率调节剂在孔隙介质中通过膨胀收缩—挤压通过机理实现对油、水相渗透率的有效调节;再次遇水恢复膨胀状

态,说明其选择性控水效果好;每次切换油相时,油驱压差表现出明显波动性,这表明油相在驱替压力的作用下,弹性挤压通过吸附有相对渗透率调节剂的砂粒表面。

3 分子模拟结果分析

为了更好地考察相对渗透率调节剂在水相和油相中的形态及调节油、水渗流比的原理,分别模拟了相对渗透率调节剂在水相和油相中的形态,构建了二氧化硅负载的相对渗透率调节剂在油相和水相共存时的模型,并对油相和水相渗透率进行了计算。

由相对渗透率调节剂在水相和油相中的分子形态(图4)可见,相对渗透率调节剂在水相中比较舒展,而在油相中相对分子链发生了弯曲收缩。

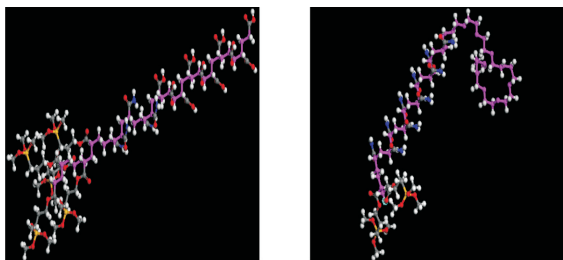


图4 相对渗透率调节剂在水相和油相中的分子形态

从相对渗透率调节剂在水、油两相共存时的分子形态(图5)可以看出:相对渗透率调节剂的分子链下部较直,而上部发生了弯曲;水分子相对均匀地分布在空间格子中,而油相则较多集中在分子链的上部。这说明水与相对渗透率调节剂分子链具有较好的相互作用,分子链在水中舒展、溶胀形成弹性膜,而油相以挤压弹性膜的方式通过。

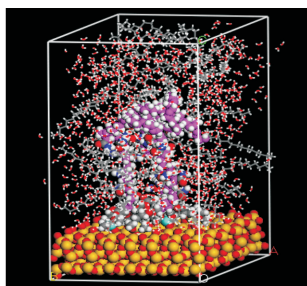


图5 相对渗透率调节剂在水、油两相共存时的分子形态

油相和水相在二氧化硅负载的相对渗透率调节剂表面的扩散系数分别为 10.98×10^{-2} 和 2.62×10^{-2} cm^2/s ,两者比值为4.2。这与驱替实验结果(标准流体阻力比为3~4)接近,验证了合成的相对渗透率调节剂达到了分子模拟设计的要求;并且设计的分子结构确实具有调节相对渗透率的能力。

4 相对渗透率调节剂控水机理

近年来,研究者基于岩心和填砂模型测试聚合物凝胶系统的相对渗透率调节机理^[7-10],形成了2种观点:①通过调控流体分离流而实现相对渗透率调节功能。在多孔介质中,水和油通过不同渗流通道流动,大部分凝胶进入水的渗流通道,因此降低了水相渗透率。②渗透率不均衡降低的原因是孔壁效应。凝胶被孔道壁吸附形成凝胶膜,有些学者认为聚合物形成的凝胶膜硬度较高,另一些则认为膜层可能在油流过喉道时被挤压变形,通过润湿效应、

空间效应及润滑作用,改变了两相流特点^[6]。

油田开发中后期普遍面临高含水的问题,这时的油井渗流面大部分为水湿,少量油流呈线性流动,使得两相渗流表现出分流特征。注入相对渗透率调节剂后可以明显降低油井含水率,主要是水溶性的相对渗透率调节剂优先进入水的渗流通道。又由于相对渗透率调节剂同时具有强吸附基团和两相渗流调节基团,所以进入水湿表面后稳定地吸附在孔隙表面。分子模拟结果显示,该结构在水中伸展,势必对水流产生“拖曳”阻力,从而宏观上表现为水相渗透率下降;然而吸附的聚合物单层或聚合物分子单层不足以将渗透率降至所测量的水平,因而在水湿表面发挥作用的是多层的聚合物弹性膜。相对渗透率调节剂链缠绕,在水中表现出弹性,其缠绕结构中存在缓慢的水相流动,缠绕结构外层是以渗流方式流动的水相。结合驱替实验与分子模拟结果,提出了基于油水分离理论的膨胀收缩—挤压通过机理(图6):相对渗透率调节剂遇水膨胀后,水相以渗流方式通过相对渗透率调节剂时,由于水与相对渗透率调节剂分子链上的极性部分相互作用,通过速率较慢;而油相遇到吸水后的相对渗透率调节剂,由于油水两相存在界面,油相可对水相施加压力,挤压吸水的相对渗透率调节剂膜,形成油相通道,使流经孔喉的油相快速通过。

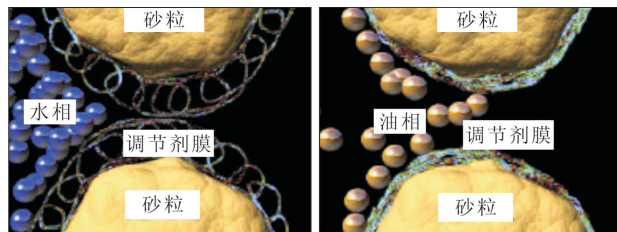


图6 相对渗透率调节剂膨胀收缩—挤压通过机理

5 结论

相对渗透率调节剂控水机理是基于油水两相分离流理论基础上的膨胀收缩—挤压通过机理。相对渗透率调节剂遇水膨胀后,水相以渗流方式通过相对渗透率调节剂时,由于水与相对渗透率调节剂分子链的极性作用,通过速率较慢;油相遇到吸水后的相对渗透率调节剂,由于油水两相存在界面,油相可对水相施加压力,挤压吸水的相对渗透率调节剂,形成油相通道,从而快速通过。

(下转第110页)