

文章编号: 0253-2697(2002)03-0060-05

交联聚合物封堵平面非均质油藏物理模拟

王家禄¹ 沈平平¹ 李振泉² 刘玉章¹ 江如意¹

(1. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083; 2. 胜利油田石油地质科学研究院 山东东营 25700)

摘要: 利用平面非均质填砂模型进行了有机交联聚合物封堵的油藏物理模拟实验,对比研究了水驱、聚合物驱和交联聚合物封堵对开采效果的影响。通过布置49个高精度的压差传感器测量交联聚合物封堵过程中油藏压力场的动态变化,用数码相机照相定性观察了油藏流体变化情况。实验中发现,交联聚合物封堵最终采收率比水驱提高33%,比聚合物驱提高14%。交联聚合物能有效地封堵高渗条区,形成“段塞”,改变了油藏内流体流动方向,扩大了波及范围,驱替出低渗区的油,提高了采收率。

关键词: 平面非均质油藏; 物理模型; 交联聚合物; 封堵; 采收率; 波及机理;

中图分类号: TE319 **文献标识码:** A

目前我国东部大部分油田已进入中后期开发阶段,有些油田综合含水达90%以上^[1]。在注水开发的过程中,由于注入水的长期冲刷,使储层的孔隙结构及其物理性质发生了变化,加剧了层间和层内的非均质性,甚至出现严重的窜流,影响后期开发效果。解决这一问题的有效手段是利用交联聚合物在平面和纵向上对地层的非均质性进行调整,即:将一定浓度的聚合物和交联剂注入地下,在地层温度下,聚合物与交联剂发生反应,形成高强度凝胶堵塞大孔道。文献[2~4]分别就交联聚合物封堵提高采收率进行了物理模拟、数值模拟、矿场试验研究,物理模拟主要是研究单管驱替实验驱替机理。但是对交联聚合物封堵的油藏物理模拟研究的文献较少。笔者利用平面非均质填砂模型进行有机交联聚合物驱的油藏物理模拟实验,对比研究水驱、聚合物驱和交联聚合物封堵开采效果的影响。

1 实验装置和实验方法

1.1 实验装置

实验装置由驱动系统、实验模型、加热保温系统、压力控制系统、采出液收集系统、控制及测量系统六部分组成。实验流程见文献[5]。

模型选取直井注一直井采五点井网的1/4单元作为物理模拟对象,模型的几何尺寸:长 $L=50\text{cm}$,宽 $W=50\text{cm}$,厚 $H=10\text{cm}$ 。采用非均质填砂模型,根据不同粒径的石英砂混合装填来达到所需的渗透率。对角方向渗透率为 $(3000 \pm 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,宽约为 10cm ,两侧渗透率为 $(500 \pm 200) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙体积为 8L ,孔隙度为30%。49个差压传感器布置在模型中间平面上用于测量二维压力场的变化,测点分布见图1。

驱动系统采用一台ISCO 500D柱塞泵,加热保温系统采用卧式高温箱。控制及测量系统包括49个压差传感器、一个压力传感器、两个热电偶、HP75000数据采集器和一台奔腾II PC计

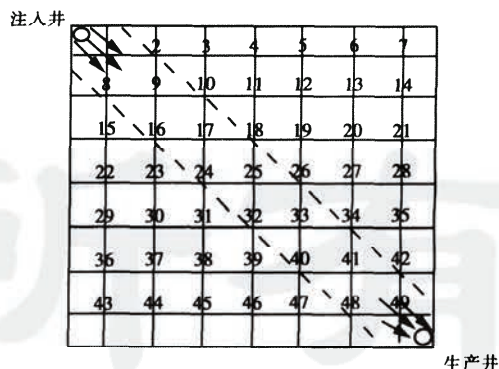


图1 测压点分布

Fig. 1 Distribution of pressure transducers

基金项目: 国家重点基础研究发展规划项目“大幅度提高石油采收率的基础研究”(G1999022511)资助。

作者简介: 王家禄,男,1963年4月生,1992年毕业于北京航空航天大学流体力学专业,获博士学位,现为中石油勘探开发研究院采收率所高级工程师。

算机。49个差压传感器量程为 $\Delta p = 0 \sim 70 \text{ kPa}$,精度为 $\pm 0.25\%$ 。

1.2 实验方法

首先在圆管填砂模型上利用不同目数的石英砂的不同配比分别测量出填砂模型的渗透率,选定渗透率为 $(3000 \pm 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $(500 \pm 200) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的石英砂,利用湿填法填充模型。抽真空模型饱和地层水,水的组分见表1。 $T = 70^\circ\text{C}$ 时,水密度为 $\rho_w = 1.002 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,粘度为 $\mu_w = 1.12 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

用模拟油驱替模型中的饱和油,束缚水饱和度为 $20\% \sim 30\%$ 。

$T = 70^\circ\text{C}$ 时,模拟油密度 ρ_o 为 $0.9 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,粘度 μ_o 为 $50.2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。实验是在模拟地层温度 $T = 70^\circ\text{C}$ 时进行的,每间隔5s采集

一次49个压差和进口压力以及油、水产出量及测量交联聚合物封堵过程中油藏压力场的动态变化。实验结束后打开模型用数码相机拍摄油藏内剩余油分布情况。所有实验的驱替速度均为 $Q = 1 \text{ mL/min}$ 。 $T = 70^\circ\text{C}$ 时,聚合物溶液(浓度为 1500 mg/L)的粘度 μ_o 为 $120.2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (剪切速率 10 s^{-1})。交联聚合物溶液(1500 mg/L 聚合物 + 1200 mg/L 交联剂)成胶后的流变特性见文献[6]。

2 实验结果与讨论

实验是在模拟地层温度 $T = 70^\circ\text{C}$ 时进行的,对比研究水驱、聚合物驱和交联聚合物封堵对油藏压力场和开采效果的影响的实验内包括:①在均质模型上进行水驱实验至含水 98% ;②在平面非均质模型上进行水驱实验至含水 98% ;③在平面非均质模型上进行水驱实验至含水 90% 时,注入 1500 mg/L 的聚合物溶液 0.3 PV ,然后水驱至含水 98% ;④在平面非均质模型上进行水驱实验至含水 90% 时,注入交联聚合物溶液 0.2 PV (1500 mg/L 聚合物 + 1200 mg/L 交联剂),停泵 48 h ,使交联聚合物成胶后再以相同速度水驱至含水 98% 。

这里仅讨论不同驱替方式对开采效果和油藏内压力场变化的影响,详细的实验照片和压力场动态变化图像见文献[6]。

2.1 开采效果分析

不同驱替方式下的实验开采曲线见图2。由图2(a)可见,均质模型渗透率 K 为 $3.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,在生产井见水前的水驱阶段,采出程度曲线是一条直线,无水采收率 21% ;生产井见水之后,含水率开始上升,采出程度曲线上升速度减缓,最后不出油(含水率达 95% 以上),含水率曲线和采出程度曲线都变平缓。由于油水粘度比值高($\mu_o/\mu_w \approx 50$),驱替过程中粘性指进严重,无水采收率很低。在注入体积倍数为 0.08 PV 时开始见水。见水后,含水率迅速上升,最终采收率只有 41% 。

由图2(b)可见,生产井见水前,非均质模型水驱实验的采出程度曲线是一条直线,无水采收率为 10% ;生产井见水后,含水率曲线开始上升,采出程度曲线上升速度减缓,但仍然增加。直到最后不出油(含水率达 95% 以上),最终采收率为 24% 。

由图2(c)可见,非均质模型聚合物驱时,生产井见水前,采出程度曲线是一条直线,无水采收率为 10% ;含水率达到 90% 时,转注浓度为 1500 mg/L 、注入体积倍数为 0.3 PV 聚合物。转注过程中,含水率曲线迅速下降,一直降到含水率为 22% ,采收率继续增加。后含水缓慢上升,到聚合物驱完成后(注入体积倍数为 0.44 PV),采收率从 11% 增加到 28% 。然后继续水驱,直到最后不出油为止(含水率达 98% 以上),最终采收率为 38% 。由此可见,聚合物驱比水驱的最终采收率提高了 14% 。

在平面非均质油藏开采时,生产井一旦见水,含水率迅速达到 90% ,也就是“水淹”现象,见图2(d)、图2(b)和图2(c)。但是,含水率达到 90% 时以相同速度注入 0.2 PV 交联聚合物溶液(1500 mg/L 聚合物 + 1200 mg/L 交联剂),含水率迅速下降,一直降到 12% 。然后含水曲线出现了上升和下降的小波动,但是采收率始终增加,从 11% 上升到 27% ,见图2(d)。

表1 地层水离子组分

Table 1 Iron composition of formation water

TDS (mg/L)	Ca ⁺² (mg/L)	Mg ⁺² (mg/L)	Na ⁺¹ +K ⁺¹ (mg/L)	Cl ⁻¹ (mg/L)	SO ⁻² (mg/L)	HCO ₂ ⁻¹ (mg/L)
5727	80	28	2059	3070	90	400

停泵 48h 后再水驱,注入的交联聚合物在高渗区内成胶,起到了“段塞”作用,使注入水改变了流动方向,波及到低渗区,驱替出低渗区的油,采收率上升。在注入体积倍数为 0.4PV 至 0.5PV 时,含水降到零,呈现无水采油,采收率迅速上升。在注入体积倍数为 0.51PV 时,含水又缓慢增加,直到最后不出油(含水率达 98% 以上),最终采收率为 57%。实验结果表明,交联聚合物驱比水驱最终采收率提高了 33%,比聚合物驱提高了 19%。

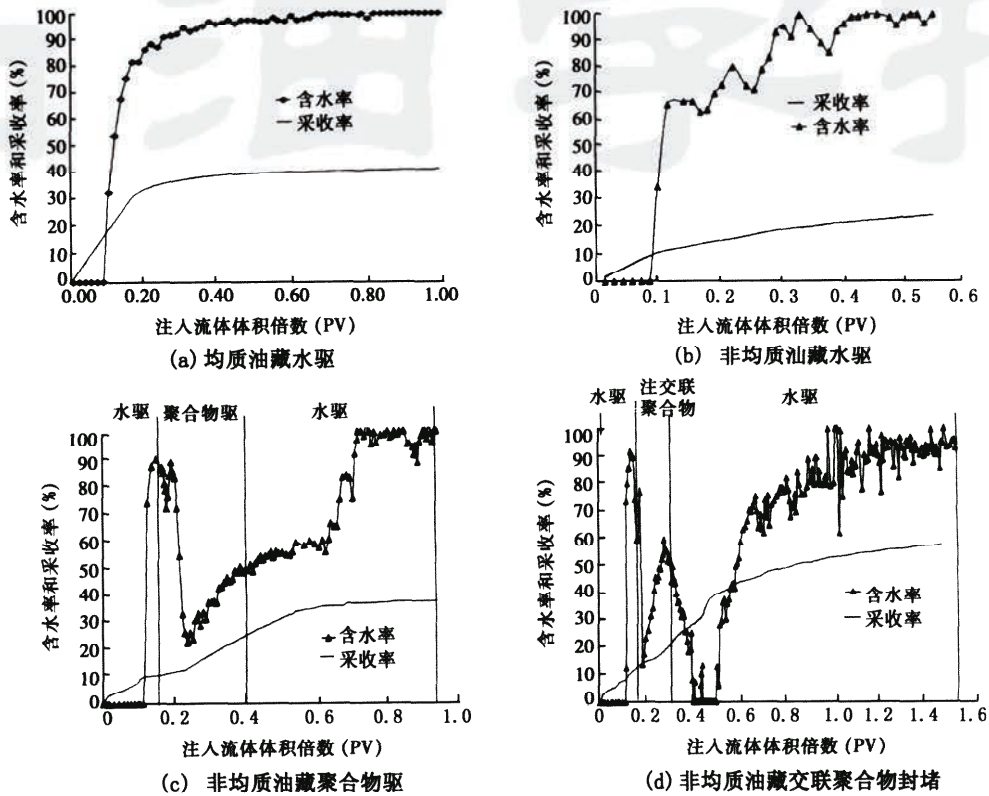


图2 不同驱替方式下的开采曲线

Fig.2 The production curves of different displacement methods

2.2 油藏内流场变化分析

2.2.1 高渗区内1点和49点压力变化

图3(a)是水驱非均质油藏内主流线上1点和49点压力随时间的变化曲线(坐标点位置见图1)。水驱过程中高渗区内1点与49点之间存在 3kPa 左右的压力差,由达西定律可知流体在主流线上流动。

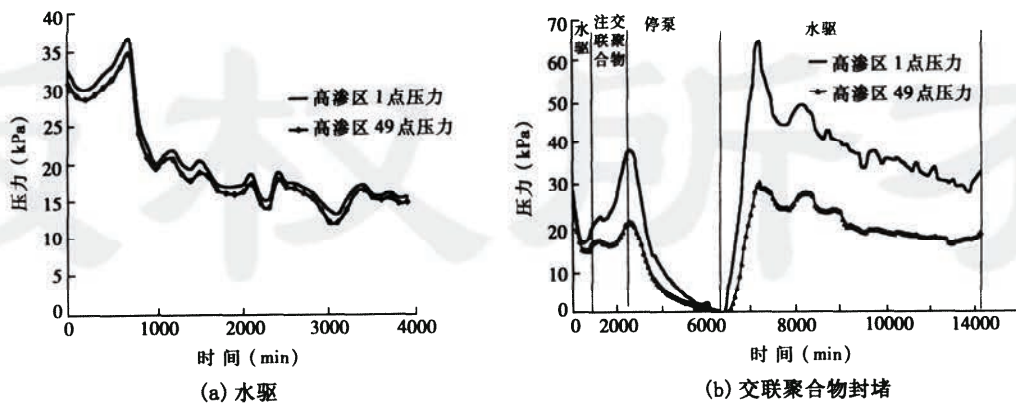


图3 高渗区内1点和49点压力随时间变化

Fig.3 The pressure variation of points 1 and 49 in the high permeability region

交联聚合物封堵时[图3(b)],开始水驱的压力变化与图3(a)相近。含水率达到90%时转注交联聚合物,使1点与49点之间的压差增加,注完交联聚合物时 Δp 为18~20kPa;停泵后两点压差逐渐下降到零;48h后交联聚合物成胶后再进行水驱,1点与49点的压差迅速上升到 Δp 30~40kPa。在水驱过程中两点之间的压差 Δp 始终在20~25kPa左右。成胶后的交联聚合物在高渗区内形成了高阻力带,起到了“段塞”作用。成胶后的交联聚合物是一种粘弹性流体^[6],弹性模量 G' 高于粘性模量 G'' ,高弹性模量导致了1点与49点之间的高压差。

2.2.2 高渗区内1点和低渗区15点压力变化

图4给出不同驱替过程中高渗区内1点与低渗区内15点之间的压差随时间的变化情况。水驱时1点和15点之间的压差很小[图4(a)],高渗区内流体几乎不向低渗区流动。交联聚合物封堵时[图4(b)],开始水驱的两点之间压差为零,注交联聚合物后停泵再进行水驱,1点压力高于15点压力, $\Delta p = 5\text{kPa}$ 。由于高渗区内“段塞”作用,使高渗区内流体向低渗区流动,从而提高了水流动的波及范围。

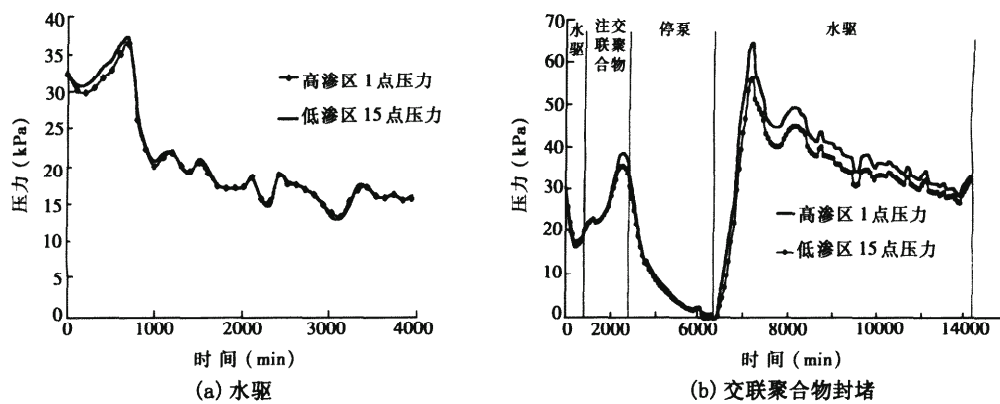


图4 高渗区内1点和低渗区15点压力随时间变化

Fig. 4 The pressure curves of point 1 in the high permeability region and point 15 in the low permeability region

2.2.3 低渗区内36点和45点压力变化

水驱时,低渗区内45点和36点之间的压差很小[图5(a)],流体在该区域几乎不流动,因而是一个死油区,流体主要在高渗区内流动[图3(a)、图4(a)]。交联聚合物封堵前两点的压差很小[图5(b)],流体不流动。停泵后再进行水驱,36点压力比45点压力高3kPa,压差使流体从36点向45点流动。这是由于成胶后的交联聚合物在高渗区内起到“段塞”作用[图3(b)、图4(b)],流体从高渗区向低渗区流动,将低渗区内原来驱替不出的油驱替出来。

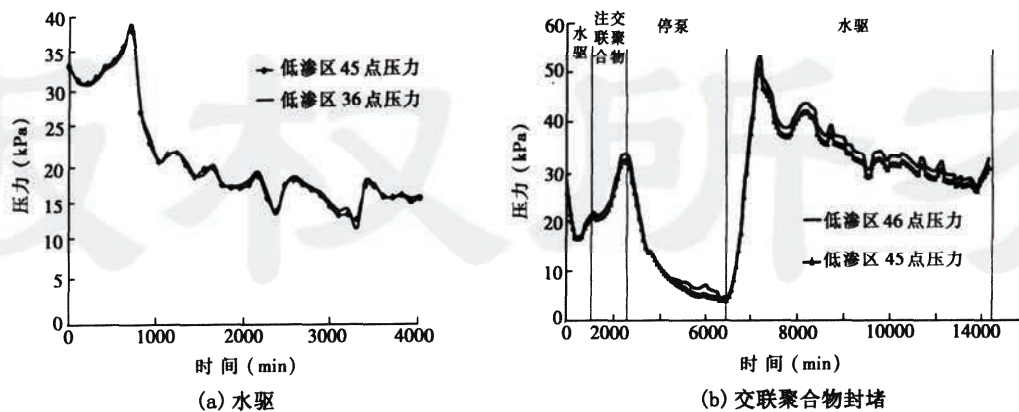


图5 低渗区内36点和45点压力随时间变化

Fig. 5 The pressure curves of points 36 and 45 in the low permeability region

2.2.4 交联聚合物封堵压力等值线图

图6为交联聚合物封堵压力等值线图。交联聚合物封堵时油藏内的压力首先从注入井向生产井方向传递,高压值首先出现在中间高渗区,然后向两侧低渗区传递,逐步波及到低渗区。该过程与多孔介质的物性参数、成胶后交联聚合物的非牛顿特性等因素有关。

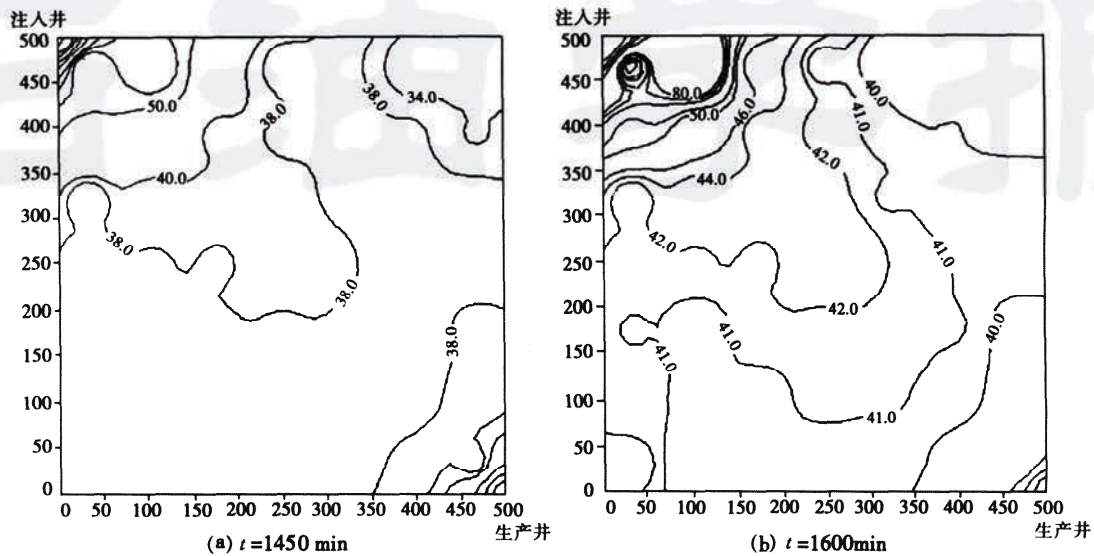


图6 交联聚合物封堵不同时刻压力等值线图

Fig.6 Isotonic photograph of gel polymer plugging at different time

3 结论

(1) 交联聚合物封堵比水驱最终采收率提高了33%,比聚合物驱提高了14%。

(2) 从定量测定的压力变化和定性观察的实验照片可以看出,交联聚合物有效地封堵了高渗条区,形成“段塞”,改善了油层平面非均质性,扩大了波及范围,改变了油藏内流体流动方向,驱替出低渗区的“死”油,提高了采收率。

(3) 注入交联聚合物后增大了注入井和生产井之间的压差,注入交联聚合物后模型内整体压力升高,延长了开采时间,这是由交联聚合物非牛顿流变特性引起的。

参考文献

- [1] 袁士义. 中国油气田开发技术进展[A]. 沈平平. 21世纪石油勘探与开发——院长论坛报告集[C]. 北京:石油工业出版社, 1999:280~290.
- [2] Seright R S, Martin F D. Impact of gelation pH, rock permeability, and lithology on the performance of a monomer-based gel[C]. SPE 20999, 1991:25~37.
- [3] Gao H W, Burchfield T E. The effects of layer permeability contrast and crossflow on the effectiveness of polymer gel treatments in polymer floods and waterfloods[C]. SPE 25453, 1993:425~440.
- [4] Sydansk R D, Smith T B. Field testing of a new conformance-improvement-treatment chromium(III) gel technology[C]. SPE 17383, 1988:699~710.
- [5] 王家禄, 江如意, 等. 侧钻水平井开采剩余油的三维物理模拟研究[J]. 石油学报, 2000, 21(6):53~59.
- [6] 王家禄. 有机交联聚合物体系动态实验研究[R]. 中国石油勘探开发研究院, 2000:1~50.

reservoir between different stage of water cut change regularly. The process also controls the mode and distribution of remaining oil. This new concept is very important to the adjustment, rooting potential work and tertiary recovery for high water cut reservoir.

Key words: dynamical geologic process; liquid; change of reservoir parameter; remaining oil; Shengtuo Oilfield

CONCEPT OF RELATIVE RESERVOIR STABILITY AND ITS APPLICATION TO RESERVOIR SIMULATION

CAO Hong, et al. (*Peking University, Beijing 100087, China*) ACTA 2002,23(3):56~59

Abstract: Relative reservoir stability (RRS) is defined as that the variation of reservoir parameter is a function of given space (or time) range, taking a certain scale of reservoir characterization as a basis. Relative reservoir stability, such as lateral continuity, is a common attribute of almost all sedimentary reservoirs. It can provide a new method to quantitative reservoir simulation by incorporating well logging, seismic, and geological data. The resolution of reservoir model is improved by both maintaining high resolution information of vertical well data and that of lateral well data of seismic data. RRS is used as a constraint of reservoir lateral variation in simulation, and can be integrated with stochastic seismic inversion method for interwell parameter simulation. Application examples provided in the paper indicate that RRS can improve forecasting precision significantly.

Key words: reservoir; relative reservoir stability; reservoir simulation; stochastic seismic inversion; reservoir forecast

EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF CROSSLINK POLYMER PLUGGING IN HORIZONTAL HETEROGENEOUS RESERVOIR

WANG Jia-lu, et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China*) ACTA 2002,23(3):60~64

Abstract: Experimental investigation on crosslink polymer plugging was conducted with a sand packing model for horizontal heterogeneous reservoir. The effects of water flooding, polymer flooding and crosslink polymer plugging on enhanced oil recovery (EOR) are analyzed. Fourty nine differential pressure transducers with high accuracy were installed in the simulation model to measure the pressure field variation in reservoir during the experiments. The fluid flow variation in the reservoir was observed qualitatively with a digit camera after each experiment. In present tests, the oil recovery of crosslink polymer plugging is more than water flooding by 33%, and is more than polymer flooding by 14%. The pressure variation and test pictures clearly show that crosslink polymer plugged the central region with high permeability in the model improved the horizontal heterogeneity and expanded sweep region. The crosslink polymer plugging changed the fluid flow direction in reservoir and displaced oil from lateral regions with low permeability, which enhanced the oil recovery of reservoir.

Key words: horizontal heterogeneous reservoir model; crosslink polymer plugging; enhanced oil recovery; sweep efficiency