裂缝性碳酸盐岩油藏凝胶堵水方案优化模拟研究

李贺^{①②*}, 刘新新^②

① 浙江大学地球科学学院, 杭州 310007;

② 中国石油集团长城钻探工程有限公司, 北京 100192

* E-mail: lihefly@hotmail.com

收稿日期: 2014-12-28; 接受日期: 2015-06-01

摘要 为解决 S 油田含水率上升过快, 减缓产量递减速度, 需要对其进行凝胶堵水措施. 通过对聚合物凝胶的机理研究, 考虑了堵水过程中包括地下成胶化学反应、各种化学剂的损耗、化学组分的吸附和滞留、凝胶的降解、流动性能以及化学组分对水相黏度的影响等因素, 建立起可动凝胶的三相七组分数值模型. 通过模拟计算得出了合理的凝胶注入方式和注入量. 为改善油田开采效果, 减缓产量递减, 提高采收率提供一条有效途径.

关键词

碳酸盐岩油藏
凝胶堵水
数值模拟

1 引言

凝胶堵水在改善高含水期油田开发效果方面起着非常重要的作用, 其数值模拟研究是可动凝胶调驱研究的一个重要方面, 有助于弄清水驱状况, 并且是可动凝胶调驱参数优化、方案设计和效果预测的主要手段^[1]. S 油田位于伊朗西南部, 属于底水裂缝性碳酸盐岩油藏, 该油田目前属于中含水期, 为解决该油田含水率上升过快, 减缓产量递减速度, 需要对该油田油井进行堵水措施. 本文通过对聚合物凝胶的机理研究, 考虑了堵水过程中包括地下成胶化学反应、各种化学剂的损耗、化学组分的吸附和滞留、凝胶的降解、流动性能以及化学组分对水相黏度的影响等^[2]. 建立起可动凝胶的三相七组分数值模型, 通过历史拟合使模型符合计算要求, 再通过模拟预测计算对凝胶注入方式和注入量进行最优化选择. 计算结果对现场实施具有指导意义, 为改善油田开采效

果, 减缓产量递减, 提高采收率提供一条有效途径.

2 研究区域地质概况

S 油田位于伊朗南部, 为底水裂缝性碳酸盐岩油藏, 该区块开发于 20 世纪 90 年代, 目前含水率普遍高于 50%. 含油层位 Asmari 层, 平均孔隙度为 8%, 裂缝发育, 为低孔高渗储层, 油层物性较好. 储层埋深 2603~2647 m, 有效厚度 38 m. 原油密度 0.86 g/cm³, 油藏条件下黏度为 1.1 mPa s, 属轻质低黏原油.

3 建立单数值模拟模型

本次模拟采用 CMG-STARs 油藏数值模拟软件, 根据凝胶堵水的机理和油田的地质、流体特征, 建立三维三相多组分单井数值模拟模型. 模型考虑了凝胶堵水过程中的多种机理, 主要包括地下成胶化学

引用格式: 李贺, 刘新新. 裂缝性碳酸盐岩油藏凝胶堵水方案优化模拟研究. 中国科学: 技术科学, 2015, 45: 1149–1156
Li H, Liu X X. Numerical simulation optimization of gel polymer water plugging in the fractured carbonate reservoir (in Chinese). Sci Sin Tech, 2015, 45: 1149–1156, doi: 10.1360/N092014-00247

反应、各种化学剂的损耗、吸附、阻力系数等^[3].

模型网格维数为 $23 \times 23 \times 12$. 为尽可能精确描述井周围参数场的变化, 网格尺寸采用不均匀大小, 从近井网格到远处网格尺寸从4~80 m不等. 垂向网格尺寸根据

测井解释成果不等距划分, 油层内部进行了适当均分. 因只有单井地质数据, 层内不考虑非均质性(图 1)^[4].

为了体现底水锥进的影响, 在油层底部设置网格水体(图 2).

图 1 (网络版彩图)单井地质模型三维构造图

图 2 (网络版彩图)单井原始含水饱和度剖面图

流体模型中为了体现地下生成凝胶的反应机理及其他化学剂的注入, 设计了交联剂、聚合物、凝胶和聚丙烯腈等油藏流体外的组分(表 1)^[5~7].

结合实际生产动态参数对模型进行历史拟合, 拟合误差小于 5%, 证明模型真实可用(图 3).

4 单井凝胶堵水段塞优化

在不采取任何措施的情况下, 继续自然递减生产, 日产油急剧下降, 含水率快速上升(图 4). 因此, 为了提高生产效果, 控制含水快速上升的势头, 必须采取凝胶堵水措施控制底水的锥进.

4.1 凝胶堵水段塞设计

共设计 4 个段塞: 依次注入清水、弱凝胶、强凝胶和清水(图 5).

前后 2 个清水段塞分别为 150 和 140 m³, 现在需要对强胶和弱胶的用量 R1 和 R2 分别进行优化^[8].

4.2 强胶用量 R1 优化

设计第 1 和 4 段塞清水用量分别为 150 和 140 m³, 弱胶用量为 315 m³, 对比强胶用量分别为 210, 280,

350, 420 m³ 时的堵水效果. 模拟结果见图 6 和 7. 对比表明强胶用量为 280 m³ 时曲线出现拐点, 堵水效果最优.

4.3 弱胶用量 R2 优化

设计第 1 和 4 段塞清水用量分别为 150 和 140 m³, 强胶用量为 280 m³, 对比弱胶用量分别为 210, 280, 315, 350 m³ 时的堵水效果. 模拟结果见图 8 和图 9. 对比表明弱胶用量为 315 m³ 时曲线出现拐点, 堵水效果最优.

表 1 凝胶堵水模型中组分的设置

序号	代号	分子量	名称
1	WATER	18	水
2	XLINKER	20600	交联剂
3	POLYMER	11000000	聚合物
4	GEL	10020600	凝胶
5	POLYACRY	1000000	聚丙烯腈
6	GAS	19.1	溶解气
7	OIL	184.6	脱气油

图 3 (网络版彩图)单井日产油拟合曲线

图4 (网络版彩图)单井含水率和日产油变化曲线

图5 单井凝胶堵水示意图

5 单井凝胶堵水模拟效果

5.1 现场实施方案推荐

根据数值模拟结果, 堵水效果最好的实施方案如下.

第1段塞, 清水 150 m³; 第2段塞, 弱胶 315 m³;
第3段塞, 强胶 280 m³; 第4段塞, 清水 140 m³.

图6 (网络版彩图)不同强胶用量时含水率对比曲线

图 7 (网络版彩图)累产油随强胶用量变化曲线

5.2 凝胶堵水效果

图 10 展示了不同时间凝胶浓度的分布范围. 随着聚合物和交联剂溶液的注入, 凝胶浓度先是逐渐增加, 凝胶半径最大达到 8 m 左右, 然后逐渐减小. 整个过程体现了溶液的注入、通过成胶反应生成凝胶以及凝胶的分解稀释等细节变化. 采用凝胶堵水措施后, 含水率由措施前的 30%下降至 10%以下, 持续时间 4 个月左右(如图 11 所示). 采用凝胶堵水措施后, 日产油由措施前的 80 m^3/d 增至 120 m^3/d 以上, 持续时间 4 个月左右(如图 12 所示).

图 8 (网络版彩图)不同弱胶用量时含水率对比曲线

图 9 (网络版彩图)累产油随弱胶用量变化曲线

图 10 (网络版彩图)不同阶段凝胶浓度平面分布图

图 11 (网络版彩图)注入凝胶前后含水率对比曲线

图 12 (网络版彩图)注入凝胶前后日产油对比曲线

6 结论与建议

通过单井凝胶堵水数值模拟研究, 用 280 m³ 强凝胶和 315 m³ 弱胶效果较好, 可以有效地控制底水

推进时间, 减缓产量递减速度。
由于注凝胶模拟的地质数据、凝胶性能等参数不足, 对成胶的化学反应以及地下性能的描述还不能完全符合或接近地下实际情况, 因此建议继续完善注凝胶室内基础实验和矿场地质研究。

参考文献

1 张戈, 冯其红. 基于 IMPES 方法的可动凝胶调驱快速模拟研究. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2007, 10: 112-115
2 李金志, 杨正明. 弱凝胶体系驱油藏数值模拟研究. 油气地质与采收率, 2002, 6: 16-18
3 袁士义. 聚合物地下交联调剖数学模型. 石油学报, 1991, 12: 49-59
4 Yuan S Y, Han D, Wang Q. Numerical simulation for the combination process of profile control and polymer flooding. SPE 64792, 2000
5 冯其红, 袁士义, 韩冬. 可动凝胶深部调驱流线模拟方法研究. 应用基础与工程科学学报, 2005, 13: 146-154
6 Smith J E. Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion gels. SPE 28989, 1995
7 邓生富, 魏发林, 吴蒙, 等. 预交联凝胶颗粒堵水调剖剂的研究进展. 精细石油化工进展, 2011, 9: 17-20
8 赵敏, 周万福, 李莉. 调剖半径对可动凝胶调剖效果的影响研究. 中国科学技术大学学报, 2004, 8: 124-130

Numerical simulation optimization of gel polymer water plugging in the fractured carbonate reservoir

LI He^{1,2} & LIU XinXin²

¹ School of Earth Science, Zhejiang University, Hangzhou 310007, China;

² CNPC Great Wall Drilling Company, Beijing 100192, China

In order to avoid S Oilfield water ratio rising rapidly and slow down production decline, we need to implement plugging process with polymer gel. Through researches on the mechanism of the polymer gel, and factor in elements during underground water plugging process including underground gel chemical reaction, loss of various chemical agent, adsorption and retention of chemical component, degradation of gel, and the influence to water phase viscosity from flow properties and the chemical components, etc., we can establish a movable gel three-phase seven components numerical model. By simulative calculation, we are able to get a reasonable way of gel injection and injection volume, providing an effective way to improve the effect of oil field exploitation, slow down production decline and improve recovery efficiency.

carbonate rock reservoir, gel water plugging, numerical simulation

doi: 10.1360/N092014-00247