

非均相复合驱数值模拟方法研究与应用

曹伟东¹,戴涛¹,于金彪¹,鲁统超²,程爱杰²,席开华²

(1. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营 257015; 2. 山东大学数学学院,山东济南 250100)

摘要:非均相复合驱是一项应用于聚合物驱后油藏进一步提高采收率的化学驱方法,其主要的驱替剂为预交联凝胶颗粒B-PPG、聚合物和表面活性剂。从室内实验结果看,B-PPG颗粒的物理化学性质及驱油特征与聚合物有着明显的区别。传统的化学驱数学模型与应用软件无法准确描述其驱油机理。为深入研究非均相复合驱体系的驱油机理,基于室内实验的认识,引入了颗粒通过因子的概念,描述B-PPG颗粒的非连续性运移特征,并修正了残余阻力系数的数学表征方式,建立了新的数学模型,进行了快速求解算法研究和软件实现。算例测试表明,新的数学模型较好地反映了预交联凝胶颗粒的驱油机理,拟合了室内实验结果,并实现了矿场的拟合、跟踪应用。

关键词:渗流特征;通过因子;数学模型;数值模拟;非均相复合驱;提高采收率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

A numerical simulation method of heterogeneous combination flooding

Cao Weidong¹, Dai Tao¹, Yu Jinbiao¹, Lu Tongchao², Cheng Aijie², Xi Kaihua²

(1. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China;

2. School of Mathematics, Shandong University, Jinan, Shandong 250100, China)

Abstract: Heterogeneous combination flooding is a new chemical flooding method for further enhancing oil recovery in post-polymer-flooding reservoirs, and its main components of displacing agents include branched preformed particle gel (B-PPG), polymer and surfactant. According to laboratory experiments, the physicochemical properties of B-PPG and its oil-displacing characteristics are obviously different from that of polymer. The traditional mathematics model and simulators for chemical flooding can not accurately describe the oil displacement mechanism of B-PPG. In order to figure out the mechanism of heterogeneous combination flooding, a concept of particle throughput factor was introduced based on laboratory experiment results. We described the discontinuous migration features of B-PPG particles, modified the mathematical representation of residual resistance coefficient, built a new mathematical model, and performed fast solution algorithm research and software realization. Numerical experiments showed that the mathematical model can satisfactorily describe the oil-displacing mechanism of B-PPG, fit laboratory experiment results, and show good performance in history matching and dynamic tracking in field application.

Key words: seepage characteristics, throughput factor, mathematical model, numerical simulation, heterogeneous combination flooding, enhanced oil recovery

目前,国内大多数老油田进入高含水甚至特高含水阶段,化学驱尤其是聚合物驱提高油藏采收率的方式得到了广泛的应用。然而,由于受驱油机理的限制,聚合物驱后仍有50%~60%的原油滞留地下,有进一步挖潜的物质基础。聚合物驱后油藏条件更加复杂,剩余油更趋分散但普遍分布,油藏非均质性更加突出,目前已有的化学驱技术很难满足进一步大幅度提高采收率的要求。室内实验、数值模拟和矿场试验均表明,聚合物驱后依靠传统的二元复合驱和三元复合驱等化

学驱油方式提高采收率效果不理想。

随着化学驱研究的日益深入,以非均相[B-PPG (Branched Preformed Particle Gel) + 聚合物 + 表面活性剂]复合驱为代表的新型驱油体系快速发展^[1-4],其主要驱替剂为半支化半交联的预交联凝胶颗粒(B-PPG)。B-PPG在多孔介质中流动时是以固体颗粒的形式悬浮在溶液中,随着驱替液流动,在运移过程中由于表面沉积和颗粒聚集会对孔喉产生堵塞,而随着压力的升高,颗粒会变形通过孔喉,继续运移。相比传统

收稿日期:2015-10-21;修订日期:2016-03-23。

第一作者简介:曹伟东(1983—),男,博士研究生、高级工程师,油藏数值模拟。E-mail:caoweidong085.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05011-004,2016ZX05011003)。

的聚合物和凝胶类化学剂, B-PPG 在粘弹性上具有更好的表现, 从室内实验上来看, 其运移呈现出高效封堵、时堵时驱的非连续性特征, 能够有效调节地层的非均质性。

与水驱相比, 化学驱的驱油机理更加复杂, 其数值模拟方法也有着更多的挑战。化学驱数值模拟不仅需要油、气、水各个相的物质守恒方程, 还需要对各种化学剂组分的物质守恒方程进行计算, 同时对不同化学剂组分的物化参数模型, 也要分别考虑^[5-9]。国外基于聚合物微凝胶体系, 开展过关于 PPG 的实验与数值模拟研究^[10-14], 其主要是作为堵水调剖剂考虑, 化学剂体系及数值模拟方法与 B-PPG 存在一定的差别。针对这种新型的粘弹性颗粒驱油剂 B-PPG, 需要通过建立新的数学模型准确描述其驱油机理, 合理解释复配体系在室内实验和矿场应用上的驱替特征, 定量区分体系各个物化参数的影响作用。本文在大量实验研究的基础上, 借助数值模拟的手段, 建立了非均相复合驱数学模型, 研发了数值模拟软件, 深入认识了非均相复合驱的驱油机理, 指导了聚合物驱后油藏开发方式调整与优化。

1 B-PPG 数学模型

1.1 B-PPG 主要的物化性能与渗流特征

B-PPG 作为一种半支化半交联的聚合物凝胶颗粒驱油剂, 在多孔介质运移过程中, 主要通过其粘弹性实现对剩余油的驱替。本节根据室内实验结果, 分析 B-PPG 溶液表观粘度、渗透率下降系数的影响因素。

1) B-PPG 溶液粘度

实验表明, B-PPG 溶液粘度主要受溶液浓度、矿化度、温度的影响。然而, 在实际矿场实施过程中, 进行化学驱开发的油藏区块范围内温度变化较小, 仅需要通过室内实验确定在具体的油藏温度下 B-PPG 溶液的粘度即可。因此, 在考虑数学模型时仅需要考虑浓度和矿化度两方面因素。

由表 1 可知, B-PPG 溶液表观粘度随浓度增加而逐渐增大, 当浓度大于 2 000 mg/L 后粘度快速升高; 当矿化度增加时, B-PPG 溶液表观粘度逐渐减小。

表 1 B-PPG 溶液浓度与矿化度对其体相粘度的影响
Table 1 Effects of concentration and salinity of B-PPG solution on viscosity of bulk phase

B-PPG 溶液 浓度/ (mg · L ⁻¹)	B-PPG 溶液 粘度/ (mPa · s)	矿化度/ (mg · L ⁻¹)	B-PPG 溶液 粘度/ (mPa · s)
500	8	0	80
1 000	9	5	60
1 500	11	10	55
2 000	15	20	40
2 500	27	30	25
3 000	30	50	19

2) B-PPG 溶液封堵性能

考虑 B-PPG 溶液的封堵性能, 主要通过渗透率下降系数的变化来体现。实验表明, 温度和矿化度对渗透率下降系数的影响较小。因此, 主要考虑不同 B-PPG 溶液浓度、渗透率和注入浓度对渗透率下降系数的影响。

从表 2 可以看到, 与传统的聚合物明显不同的是, B-PPG 溶液渗透率下降系数随着绝对渗透率的升高而迅速增大, 表明其对高渗区域的封堵性能更强, 这与其液流转向的驱替特征相符^[4]。此外, 随着流速增大, 对滞留的 B-PPG 颗粒冲洗和剪切作用增强, 使得渗透率下降系数逐渐降低。

综合 B-PPG 的物化特征及室内驱油实验的认识^[2-4], B-PPG 不仅具有类似聚合物的增粘性能以及更强的封堵性能, 同时由于其良好的粘弹性, 在运移过程中沉积、封堵的颗粒在一定的压差下能够重新启动, 变形通过孔喉, 表现出时堵、时驱的非连续性运移特征。因此, B-PPG 的主要驱油机理为通过高效封堵、变形通过使得液流发生转向, 改善地层的非均质性, 从而提高波及系数。

1.2 B-PPG 驱油机理和物化参数的数学表征

化学驱的数学模型主要由相压力方程、相饱和度方程、相流动方程及油、水相中的组分浓度方程构成。对于非均相复合驱油体系来讲, 相模型与聚合物和表面活性剂两种组分的组分浓度方程描述较成熟^[15-21], 在此不再赘述。本研究中仅考虑 B-PPG 组分的新数学模型, 即组分浓度方程和物化参数方程。

表 2 渗透率下降系数随不同参数的变化

Table 2 Permeability reduction factor vs. different parameters

B-PPG 溶液浓度/(mg · L ⁻¹)	渗透率下降系数	流速/(mL · min ⁻¹)	渗透率下降系数	渗透率/μm ²	渗透率下降系数
1 000	40.54	0.5	112.07	0.8	166.32
1 500	58.62	1.0	81.52	1.3	178.57
2 000	92.58	1.5	62.57	2.3	192.37
2 500	135.14	2.0	53.61	3.2	205.88
3 000	168.47	2.5	35.81	4.1	252.28
3 500	182.69			5.2	309.52

1) B-PPG 复合驱数学模型假设条件

①流体模型为油-水两相模型,油相与水相间没有质量交换;②聚合物、表面活性剂为水相中的组分,随水相同步流动;③B-PPG 颗粒为水相中的悬浮颗粒,随水相一同流动,但并不同步运移;④B-PPG 的吸水溶胀在地面完成,地下运移过程中不考虑其溶胀;⑤B-PPG 存在不可及孔隙体积。

2) B-PPG 运移过程描述与组分质量守恒方程

考虑到 B-PPG 在水中并不是均相溶液,而是非均相的悬浮液,颗粒随水一起流动。当通过孔隙的时候,孔隙会对颗粒有一定的过滤作用,使得颗粒在孔隙发生沉积。因此,B-PPG 颗粒与水相并不同步流动,其在孔喉中流动时,流过某一单元体的前后浓度会有所变化。随着颗粒的逐渐沉积并在孔喉中形成封堵,液流发生转向,而 B-PPG 沉积处的压差逐渐增大。随着压力增大,B-PPG 颗粒变形并通过孔喉,依靠其有效的粘度发挥驱油剂的作用。在这个过程中,主要体现了 B-PPG 颗粒沉积滞留、堵塞孔喉、变形通过的驱替特征。

为了描述 B-PPG 在孔喉中的这种流动规律,本研究以两相多组分数学模型为基础,建立新的非均相数学模型。其中 B-PPG 颗粒质量守恒方程表述如下:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\Phi S_w C_{\text{PPG}}) + \nabla [C_{\text{PPG}} \beta v_w - D_{\text{PPG}} \nabla C_{\text{PPG}}] = Q_{\text{PPG}} \quad (1)$$

式中: Φ 为孔隙度,%; S_w 为水相饱和度,%; v_w 为水相流动速度,m/d; C_{PPG} 为 B-PPG 的组分浓度,%; D_{PPG} 为扩散系数,m²/d; Q_{PPG} 为注入速度,m³/d; β 为 B-PPG 颗粒的通过因子,与压差、颗粒浓度、粒径大小有关,无量纲, $\beta \in [0,1]$ 。

公式(1)将 B-PPG 颗粒看作水相中的一种组分,使用组分模型(对流扩散方程)描述 B-PPG 颗粒的运移过程。与聚合物和表面活性剂等组分浓度方程不同的是,为描述 B-PPG 颗粒在多孔介质中的滞留与再运移,以及颗粒与水运移的不完全同步性,此处引入了一个新的参数——通过因子。通过因子表示 B-PPG 通过单位孔隙体积前后的浓度比,反映了 B-PPG 颗粒通过一个数值模拟网格体的运移、沉积、堵塞能力。

关于 B-PPG 的通过因子,一方面,其可以反应颗粒通过孔喉时的通过能力,另一方面,该参数与颗粒运移的启动压力有关,即满足:

$$\beta = \begin{cases} 0, & \Delta p \leq p_{\max} \\ (0,1], & \Delta p > p_{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $p_{\max}$ 表示 B-PPG 颗粒的启动压力,MPa。由公式(1)可知,如果不考虑 B-PPG 颗粒的扩散,那么当压差小于启动压力时,通过因子较小,B-PPG 浓度传播缓慢,颗粒在孔隙中聚集,形成封堵,压差超过启动

压力后,公式(1)中的对流项增大,颗粒加速运移。需要注意的是,公式(2)中的启动压力梯度仅针对 B-PPG 颗粒,描述的是 B-PPG 单一组分的运移,并不影响水相的流动规律,水相流动方程仍然符合达西定律。

3) B-PPG 物化参数模型

① 渗透率下降规律

B-PPG 颗粒封堵的作用主要体现在降低油藏的绝对渗透率,故可以通过渗透率下降因子描述该机理。根据实验结果,渗透率下降因子和颗粒浓度、渗透率、水相流速有关,在实验数据拟合基础上,建立了如下的新的渗透率下降系数($R_{\text{PPG}}, \mu\text{m}^2$)公式:

$$R_{\text{PPG}} = R(C_{\text{PPG}}, K, v_w) = 1 + (R_{\max} - 1) \frac{bK^{\alpha_1} C_{\text{PPG}}}{(1 + bC_{\text{PPG}}) |v_w|^{\alpha_2}} \quad (3)$$

式中: $R_{\max}$ 为与孔隙度、渗透率、含盐量有关的参数,无量纲; K 为渗透率, μm^2 ; α_1, α_2, b 为需要根据实验结果通过回归方法得到的参数,无量纲。

② B-PPG 增粘性质

根据表1的实验结果,B-PPG 溶液的粘度和颗粒的浓度、含盐量有关。根据实验数据拟合,其表观粘度($\mu_{\text{PPG}}^0, \text{mPa} \cdot \text{s}$)计算公式如下:

$$\mu_{\text{PPG}}^0 = \mu_w [1 + (A_{p1} C_{\text{PPG}} + A_{p2} C_{\text{PPG}}^2 + A_{p3} C_{\text{PPG}}^3) C_{\text{sep}}^{S_{\text{PPG}}}] \quad (4)$$

式中: μ_w 为水相粘度,mPa·s; $A_{p1}, A_{p2}, A_{p3}, S_{\text{PPG}}$ 为需要根据实验结果回归的参数,无量纲; C_{sep} 为矿化度,mg/L。

与聚合物复配后,体系的粘度还与聚合物浓度有关,计算公式如下:

$$\mu_{\text{PPG}}^0 = \mu_w [1 + (a_1 C_{\text{PPG}} + a_2 C_{\text{PPG}}^2 + b_1 C_p + b_2 C_p^2 + d_1 C_{\text{PPG}} C_p) C_{\text{sep}}^{S_{\text{PPG}}}] \quad (5)$$

式中: a_1, a_2, b_1, b_2, d_1 为需要根据实验结果回归的参数,无量纲; C_p 为聚合物的组分浓度,%。

聚合物和 B-PPG 颗粒形成的复配体系仍具有空间网状结构,在多孔介质中渗流时会发生剪切降解,会反映出剪切变稀的非牛顿流体的特性,剪切后的粘度($\mu_{\text{PPG}}, \text{mPa} \cdot \text{s}$)公式为:

$$\mu_{\text{PPG}} = \mu_w + (\mu_{\text{PPG}}^0 - \mu_w) / [1 + (\dot{\gamma} / \dot{\gamma}_{\frac{1}{2}})^{p_{\alpha}-1}] \quad (6)$$

式中: $\dot{\gamma}$ 为剪切速率,1/s; $\dot{\gamma}_{\frac{1}{2}}$ 表示粘度为 $\frac{\mu_{\text{PPG}}^0 + \mu_w}{2}$ 时的剪切速率,1/s; p_{α} 为需要通过实验回归的参数,无量纲。

2 数学模型求解算法

对本研究提出的数学模型,采用基于上游排序思想的隐式求解方法求解^[19,22],即隐式离散相压力方程并利用 ILU 分解预处理共轭梯度法求解线性代数方程组,然后根据势场按照流动方向进行网格排序,按照排

序结果隐式离散化学剂组分浓度方程。该算法的优势是利用隐格式的离散方法获得显格式的计算量,既提高了压力方程、组分浓度方程的计算速度,又保障了计算结果的稳定性。

3 模型测试与应用

3.1 概念模型测试

本节通过平面非均质概念模型,对上文中建立的数值模拟方法开展测试。通过二元复合驱、非均相复合驱的模拟,对比两者在聚合物驱后驱油效果的差异。进一步地,对不同渗透率的区域。对比聚合物驱、非均相复合驱条件下产液量的变化,以验证非均相复合驱封堵高渗、改善非均质性的驱油机理。

1) 模型初始参数设置

模型规模:网格 450 ($15 \times 15 \times 2$),时间为 10 000 d;网格步长:20 m $\times$ 20 m $\times$ 2 m;初始含油饱和度:76% (束缚水对应的含油饱和度);孔隙度:30%;平面渗透率分布:左上 1/4 与右下 1/4 的区域为 $3 \mu\text{m}^2$,其余区域为 $1 \mu\text{m}^2$;段塞设置:3 000 ~ 4 500 d 注入 1 000 mg/L 的聚合物,6 000 ~ 7 000 d 注入 1 000 mg/L 的聚合物 + 2 000 mg/L 表面活性剂 + 1 000 mg/L 的 B-PPG (二元情况下不注 B-PPG),其余时间水驱;注入速度:30 m^3/d (0.1 PV/a)。

2) 模拟结果

从图 1 可以看到,对于平面非均质较强的地层条件下,非均相复合驱相比二元复合驱降低含水的幅度与时间段均增大(长)。同时,非均相复合驱相比聚合物驱、二元复合驱见效更快,转后续水驱后,其含水上升的速度也更快,证明其对低渗区域的伤害相比聚合物驱、二元复合驱更剧烈。

从图 2 可以看出,聚合物驱对非均质的改善程度有限,高、低渗区域的液流转向能力不足。相比之下,非均相复合驱除具备二元复合驱的流度控制和洗油效率外,可以使高、低渗区域的液流发生转向,加大对低渗透区域的驱替。

3.2 室内实验结果拟合

利用本研究中建立的数学模型进行室内非均质双管实验模拟。高渗管渗透率为 $3 \mu\text{m}^2$,低渗管渗透率为 $1 \mu\text{m}^2$,初始状态下模型中饱和水。为与实验条件相匹配,模型中高渗管和低渗管之间传导率为 0,无流体交换。注入段塞设置为:初始阶段为水驱,注入到 1.38 PV 时开始注入浓度为 2 000 mg/L 的聚合物,注入到 2.67 PV 时转后续水驱。注入量达到 3.43 PV 时,转注 1 000 mg/L 的聚合物 + 1 000 mg/L 的 B-

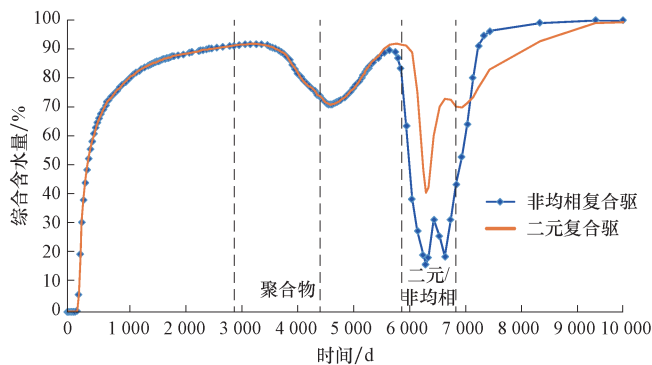


图 1 平面非均质模型非均相复合驱与二元复合驱综合含水对比

Fig. 1 Total water cut comparison between heterogeneous combination (surfactant/polymer/B-PPG) flooding and surfactant/polymer combination flooding in plane heterogeneity model

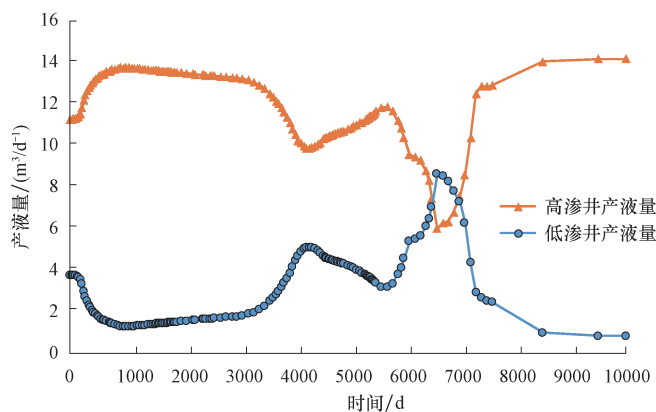


图 2 平面非均质模型非均相复合驱高、低渗井产液量变化曲线

Fig. 2 Liquid production curves of high permeability and low permeability wells under heterogeneous combination flooding in plane heterogeneity model

PPG,至 6.4 个 PV 后转后续水驱。高渗管与低渗管的分流量模拟结果如图 3 所示。

通过双管实验模拟,验证了 B-PPG 的液流转向功能的有效性。目前,国内外商业化油藏数值模拟软件可以模拟聚合物驱的液量变化结果,尚不能模拟非均相段塞的液流转向效果。非均相体系驱替后,由于 B-PPG 颗粒在高渗区域启动压力低,通过因子较高,容易进入高渗区域并形成封堵。大量的 B-PPG 颗粒进入高渗管中,在高渗管的孔喉处形成暂时性堵塞,使得液流发生转向,增加了低渗管的采液量。

3.3 矿场模型应用实例

模型选区某聚合物驱后矿场先导试验区,在开展非均相复合驱先导试验前,全区采出程度 52.3%,综合含水率达到 98%。地质模型的网格规模 105 450 ($74 \times 75 \times 19$),平面网格步长 10 m。化学剂段塞设置为:1 ~ 638 d,水驱;639 ~ 1 018 d,注入聚合物 + B-PPG 前置段塞;1 019 ~ 2 249 d,注入非均相体系主段塞。

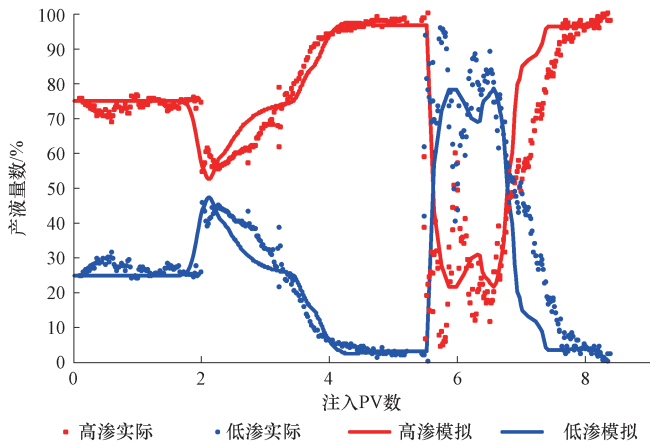


图 3 非均质双管实验分流量拟合

Fig. 3 Fractional flow fitting of heterogeneous dual tubes flow experiment

通过本研究中的数值模拟方法形成的数值模拟软件开展了相应的历史拟合工作,并与商业化软件的模拟结果进行了对比。

需要说明的是,目前国内外商业化的数值模拟软件并不能描述 B-PPG 的驱油机理,因此图 4 中的商业化软件模拟结果为二元复合驱的模拟结果。根据拟合结果的对比,进一步说明了本研究提出的数值模拟方法对非均相复合驱驱油机理与流动特征的有效描述与反映。

基于上文中的矿场模型,分别对聚合物驱、二元复合驱以及非均相复合驱条件下剩余油饱和度大于 30% 的孔隙体积变化情况进行了统计(表 3)。

从表 3 可以看出,对剩余油饱和度较高的区域,聚合物驱后比例由 25.7% 降低到 21.4%,动用了约 4.3% 的比例。二元复合驱在聚合物驱的基础上,进一步小幅度动用了一部分高剩余油饱和度的油藏区域,使这部分比例降低到 19.4%,其原因主要是由于表面活性剂的洗油作用。而非均相复合驱由于液流转向作用,大幅度波及了高含油饱和度的区域,同时由于提高波及带来的表活剂洗油作用增强,使得高含油饱和度的孔隙体积大幅度下降,所占比例下降到 7.4%。

因此,非均相体系的扩大波及作用,增加了对高剩余油饱和度区域的动用。

表 4 B-PPG 颗粒配伍性对驱替效果和见效时间的影响

Table 4 Influences of B-PPG's compatibility on flooding effects and responding time

不可及孔隙体积	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
累产油量/(10 ⁴ t)	3.67	4.37	5.33	8.38	9.14
含水下降幅度/%	1.84	4.61	8.40	18.57	20.50
初见效时注入的孔隙体积倍数	0.43	0.38	0.29	0.22	0.18
含水最低点时注入的孔隙体积倍数	0.57	0.57	0.49	0.36	0.32

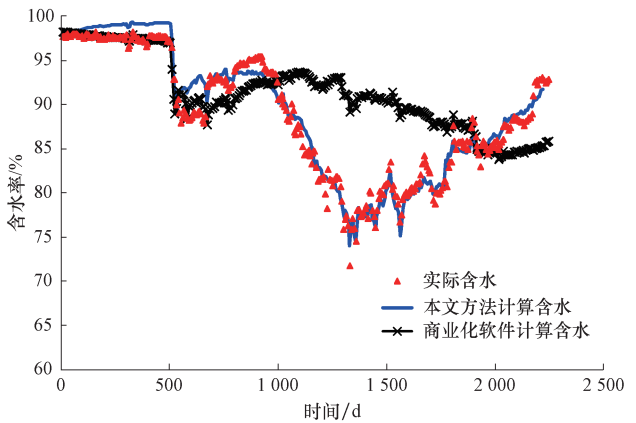


图 4 不同方式数模计算含水对比

Fig. 4 Comparison of water cut curves obtained from different simulators

表 3 剩余油饱和度 30% 的孔隙体积比例变化

Table 3 Pore volume ratios under residual oil saturation of 30%

时间/d	638	915	1 019	1 076	1 330	2 100
聚合物驱	25.70	25.52	25.39	25.34	24.38	21.44
二元复合驱	25.70	25.56	25.35	25.07	23.60	19.44
聚合物 + PPG 驱	25.70	23.83	22.92	21.96	17.94	9.11
非均相复合驱	25.70	23.99	23.11	20.77	16.68	7.44

为了进一步分析配伍性(这里主要指不可及孔隙体积)对开发效果的影响,我们基于矿场模型针对 B-PPG 的不可及孔隙体积开展了数值模拟的测试分析,不同的 PPG 颗粒粒径不可及孔隙体积不同,对见效特征的影响也不同。

从表 4 的结果可以看出,B-PPG 颗粒粒径与孔喉的配伍性对见效时间与见效效果的影响较大。因此,在矿场应用中,需要在实验基础上深入认识配伍性的调整范围与作用机制。

4 结论

1) B-PPG 主要流动特征体现在运移、堵塞、滞留、变形通过等方面,其数学模型通过在 B-PPG 组分浓度方程中引入颗粒通过因子来描述,通过因子体现了颗粒运移时的启动压力和与水相的非同步运移;

2) B-PPG 主要驱油机理体现在粘弹性与封堵性能方面,基于实验的基本认识,通过含盐量和 B-PPG 浓度与粘度的函数关系描述粘性的机理,通过渗透率、流速、B-PPG 浓度与渗透率下降系数的函数关系描述其封堵性能。

3) 通过概念模型的模拟分析与室内典型实验结果、矿场含水指标的拟合,验证了新型预交联凝胶颗粒数学模型的有效性,为非均相复合驱的数值模拟研究及矿场应用研究提供了有效的手段。

4) 在矿场应用的基础上,认识到液流转向、扩大波及是非均相矿场试验见效的主要机理,配伍性是影响非均相复合驱开发效果的关键因素。

参 考 文 献

- [1] Cui Xiaohong, Li Zhenquan, Cao Xulong, et al. A novel PPG enhanced surfactant-polymer system for EOR[J]. SPE 143506, 2011.
- [2] 曹绪龙. 非均相复合驱油体系设计与性能评价[J]. 石油学报, 2013, 29(1): 115-121.
Cao Xulong. Design and performance evaluation on the heterogeneous combination flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 29(1): 115-121.
- [3] 陈晓彦. 非均相驱油剂应用方法研究[J], 石油钻采工艺, 2009, 31(5): 85-88.
Chen Xiaoyan. Method study for application of heterogeneous oil displacement agent[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(5): 85-88.
- [4] 崔晓红. 新型非均相复合驱油方法[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 122-126.
Cui Xiaohong. A study on the heterogeneous combination flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 122-126.
- [5] Delshad M. UTCHEM Version 6. 1 technical documentation[M]. Austin, USA: Center for Petroleum and Geosystems Engineering. The University of Texas at Austin, 1997.
- [6] Poolen, Van H K, Poolen H K. Fundamentals of enhanced oil recovery[J]. Enhanced Recovery, 1980.
- [7] 侯健, 李振泉, 陈玉斗, 等. 考虑扩散和吸附作用的聚合物驱替过程渗流数值模拟[J], 计算物理, 2003, 20(3): 239-244.
Hou Jian, Li Zhenquan, Chen Yudou, et al. Numerical simulation of polymer flooding with dispersion and adsorption[J]. Chinese Journal of Computation Physics, 2003, 20(3): 239-244.
- [8] 哈利德·阿齐兹, 安东尼·塞特瑞(著), 袁士义, 王家禄译. 油藏数值模拟[M]. 石油工业出版社, 2004.
Khalid A, Settari A. Translated by Yuan Shiyi and Wang Jialu. Petroleum reservoir simulation[M]. Petroleum Industry Press, 2004.
- [9] 杨承志. 化学驱提高石油采收率[M]. 石油工业出版社, 2007.
Yang Chengzhi. Enhanced oil recovery by chemical flooding[M]. Petroleum Industry Press, 2007.
- [10] Coste J P, Liu Y, Bai B, et al. In-Depth fluid diversion by pre-gelled particles[J]. Laboratory Study and Pilot Testing, 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium (SPE 59362).
- [11] 王敬, 刘慧卿, 王增林, 等. 多孔介质中预交联凝胶颗粒渗流规律模拟[J], 中国石油大学学报(自然科学版), 2003, 37(3): 103-109.
Wang Jing, Liu Huiqing, Wang Zenglin, et al. Modeling on flowing rules of performed-particle-gel in porous media[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2003, 37(3): 103-109.
- [12] Wu Y S, Bai B. Modeling particle gel propagation in porous media[C], SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2008 (SPE 115678).
- [13] Zhang H, Bai B. Preformed particle gel transport through open fractures and its effect on water flow[J]. SPE Journal, 6(2), June 2011, pp. 388-400.
- [14] Bai Baojun, Wei Mingzhen and Liu Yuzhang. Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control[J]. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies nouvelles, Vol. 67 (2012), No. 6, pp. 941-952.
- [15] Shen Pingping, Yuan Shiyi, Deng Baorong, et al. Quantitative description of the effects of sweep efficiency and displacement efficiency during chemical flooding on a heterogeneous reservoir[J]. Petroleum Science, 2004, 1(3): 41-48.
- [16] 陈国, 赵刚, 马远乐. 粘弹性聚合物驱油的数学模型[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2006, 46(6): 882-885.
Chen Guo, Zhao Gang, Ma Yuanle. Mathematical model of enhanced oil recovery for viscous-elastic polymer flooding[J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2006, 46(6): 882-885.
- [17] 戴涛, 席开华, 戴家林, 等. 基于毛管数插值的二元驱油藏模拟方法[J]. 山东大学学报(理学版), 2012, 47(8): 55-59.
Dai Tao, Xi Kaihua, Dai Jialin, et al. A method for numerical simulation of binary combination flooding based on interpolation of capillary number[J]. Journal of Shandong University (Natural Science), 2012, 47(8): 55-59.
- [18] 王健. 化学驱物理化学渗流理论和应用[M]. 石油工业出版社, 2008.
Wang Jian. The physical chemistry percolation theory and application in chemical flooding[M]. Petroleum Industry Press, 2008.
- [19] 杨耀忠, 鲁统超, 戴涛, 等. 二元复合驱数值模拟隐格式和应用[J]. 山东大学学报(理学版), 2010, 45(8): 19-26.
Yang Yaoshong, Lu Tongchao, Dai Tao, et al. An implicit scheme for a numerical simulation of binary combination flooding and application[J]. Journal of Shandong University (Natural Science), 2010, 45(8): 19-26.
- [20] 于金彪, 席开华, 戴涛, 等. 两相多组分流有限元方法的收敛性[J]. 山东大学学报(理学版), 2012, 47(12): 19-25.
Yu Jinbiao, Xi Kaihua, Dai Tao, et al. Convergence of the finite element method for two-phase multi-component flow in porous media[J]. Journal of Shandong University (Natural Science), 2012, 47(2): 19-25.
- [21] 袁士义. 聚合物地下交联调剖数学模型[J]. 石油学报, 1991, 12(1): 60-68.
Yuan Shiyi. A mathematical model of high permeability by channel blockage in a heterogeneous reservoir by in-situ polymer gelation process[J]. Acta Petrolei Sinica, 1991, 12(1): 60-68.
- [22] 曹伟东, 戴涛, 于金彪, 等. 化学驱数值模拟的 IMPMC 方法[J]. 山东大学学报(工学版), 2015, 45(1): 88-94.
Cao Weidong, Dai Tao, Yu Jinbiao, et al. An IMPMC method for chemical simulation[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2015, 45(1): 88-94.