



CSTAM 2012-B03-0081

华庆超低渗透油藏非线性渗流数值模拟

徐庆岩，杨正明，何英

中国科学院渗流流体力学研究所

中国石油勘探开发研究院廊坊分院

第七届全国流体力学学术会议

2012年11月12—14日 广西·桂林

华庆超低渗透油藏非线性渗流数值模拟¹⁾

徐庆岩^{*、2)}, 杨正明⁺, 何英

^{*}(中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007)

⁺(中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007)

摘要 应用研制的非线性渗流数值模拟软件对华庆超低渗透油藏进行数值模拟研究, 根据储层最小启动压力梯度和临界启动压力梯度将地层压力梯度场划分为不流动区域、非线性渗流区和拟线性渗流区, 进而评价现有井网的动用程度和适应性。设计 5 套井网转注方案研究不同转注时机对油田开发的影响。研究表明: 非线性渗流数值模拟软件适用于超低渗透油藏; 华庆油藏现有菱形反九点 480×130m 井网动用程度低, 井网适应性差, 需通过井网调整改善油藏动用程度; 综合含水率 60% 为转注最佳时机; 井网转注提高了地层压力梯度, 增大了流动区域, 进而改善了油田的开发效果; 超低渗透油藏开发过程中, 非线性渗流占据了流体渗流的主导地位, 以非线性渗流规律为基础的数值模拟软件能够更准确的预测该类型油藏的开发特征。

关键词 超低渗透, 非线性渗流, 数值模拟, 压力梯度场, 流动区域, 转注时机

引言

超低渗透多孔介质喉道细小, 微观结构复杂, 液固作用力显著且存在边界层流体, 流体在其中的流动规律偏离达西定律^[1-4]。流体在超低渗透储层中的流动呈现明显的非线性特征, 储层有效渗透率随驱动压力梯度的变化而变化^[5-7], 且随储层绝对渗透率的降低, 渗流曲线弯曲段愈发明显。储层最小启动压力梯度和临界启动压力梯度将地层渗流划分为不流动区、非线性渗流区和拟线性渗流区^[8]。在超低渗透油藏开发过程中, 达西渗流模型的应用会夸大储层的渗流能力, 考虑启动压力梯度为常数的拟启动压力梯度模型^[8,9]会夸大储层的渗流阻力, 非线性渗流模型^[10]能够准确的描述超低渗透储层的渗流特征。目前, 比较成熟的油藏数值模拟软件均是以达西渗流模型为基础, 在超低渗透油藏中的应用受到了一定的限制。由于程序规模等原因, 以非线性渗流模型为基础的油藏数值模拟软件仅在概念模型^[11-13]得到了一定应用。因此, 有必要将考虑非线性渗流规律的数值模拟软件应用到实际超低渗透油藏中去, 以指导油田开发。

本文应用已开发的非线性渗流数值模拟软件对长庆华庆超低渗透油藏进行数值模拟研

究。在历史拟合基础上, 通过划分地层流动区域评价华庆油藏现有菱形反九点井网的动用程度和井网适应性。针对现有菱形反九点面积注水井网, 设计 5 套方案研究不同转注时机对油田开发的影响。研究结果为华庆油藏下一步井网调整提供决策依据, 也为非线性渗流数值模拟技术在类似超低渗透油藏中的应用提供参考依据。

1 研究方法

1.1 非线性渗流数值模拟软件

根据流体在低渗透多孔介质中的渗流特征, 开发了三维三相非线性渗流油藏数值模拟软件。下面给出了油气水的流动方程和辅助方程。其中, 油相和水相遵循非线性渗流规律; 液相有效渗透率随驱动压力梯度的变化而变化; 气相遵循达西定律。在黑油模型基础上实现了非线性数值渗流求解方法, 并输出不同模拟时间的地层压力梯度分布来评价井网动用程度, 研究井网适应性。

$$\text{液相: } -\nabla \cdot \left(\frac{\rho_l K_{ri}^* (\nabla P_i) K_{ri}}{B_l \mu} \nabla P_i \right) + q_l = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi R \rho_l}{B_l} \right)$$

1) 基金资助项目: 国家油气重大专项 (2011ZX0513-006)

2) Email: xqingyan007@163.com

$$\text{气相: } -\nabla \cdot \left[\frac{\rho_g K K_{rg}}{B_g \mu_g} \nabla P_g + \frac{\rho_i K_i^* (\nabla P_i) K_{ri}}{B_i \mu} \nabla P_i \right] + q_g$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R S_i}{B_i} \right) \right]$$

辅助方程: $S_g + \sum S_i = 1, P_{cgw} = P_g - P_w,$
 $P_{cow} = P_o - P_w$

式中: k —绝对渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; k^* —液相有效渗透率, 随液相压力梯度的变化而变化, $10^{-3} \mu m^2$; K_r —相对渗透率, 无量纲单位; ∇P —压力梯度, $MPa \cdot m^{-1}$; μ —粘度, $mPa \cdot s$; ρ —密度, $kg \cdot m^{-3}$; B —体积系数, $m^3 \cdot m^{-3}$; P —压力, MPa ; ϕ —孔隙度, f ; S —饱和度, 无量纲单位; R —溶解气液比, $m^3 \cdot m^{-3}$; P_{cgw}, P_{cow} —气水和油水界面毛管压力, MPa ; q —质量流量, $Kg \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}$ 。下标: i —油, 水; g —气。

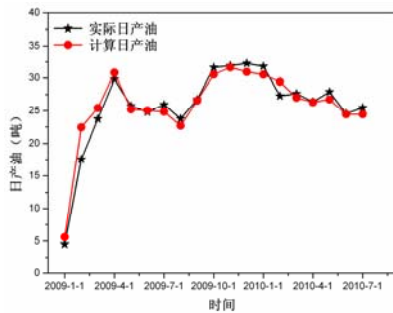


图1 区块日产油拟合曲线

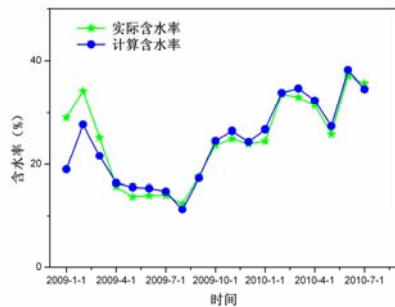


图2 区块含水率拟合曲线

1.2 华庆超低渗透区块概况

华庆油藏属于鄂尔多斯沉积盆地陕北斜坡南部, 为湖底滑塌浊积扇沉积, 主力油层为三叠系延长组长6油藏, 本次数值模拟研究以白153附近井组为目标区块。平均地层厚度29.4m, 平均油层厚度为18.4m。岩芯分析资料表明: 储层平均孔隙度为0.118; 平均渗透率为 $0.38 \times 10^{-3} \mu m^2$, 为一典型的超低渗透油藏。区块采用 $480 \times 130m$ 菱形反九点面积注水井网, 布置油井17口, 水井8口, 于2008年

7月开始超前注水, 2009年1月油井投产。油井投产后, 地层压力下降迅速。目前存在的主要问题是单井产量递减快, 地层能量补充不足。

1.3 三维地质模型

综合应用白153区块前期油藏描述成果, 测试分析资料和生产动态建立了白153区块三维地质模型。采用不均匀网格, 针对井密集区域及非均质较强区域适当减小网格尺寸, 增加网格数目。利用等效方法模拟人工裂缝, 裂缝所在网格宽度为1m, 相邻网格形成一定的过渡, 在考虑压裂措施同时保证了运算的收敛性和计算精度。基于上述考虑, 对小排距区块建立了 $43 \times 61 \times 12$ 的三维地质网格模型, 总节点数31476个。

1.4 历史拟合

在收集整理、核实区块动静态资料基础上, 对华庆区块进行储量、压力、日产油及含水率拟合。图1和图2为华庆区块日产油及综合含水拟合曲线, 开发初期, 由于油井陆续投产及油井排液等导致计算含水与实际有所偏离, 待油井全部投产后含水拟合符合程度较高; 全区单井拟合精度达到90%以上。拟合结果表明: 非线性渗流油藏数值模拟软件适用于超低渗透油藏, 能够准确的描述流体的渗流规律。

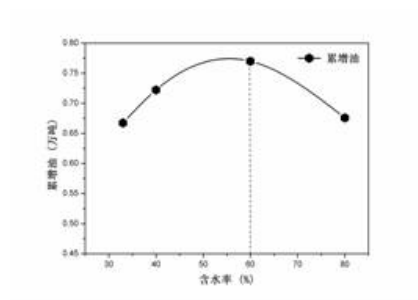


图3 不同含水率转注的累增油曲线

1.5 方案设计

针对华庆油藏白153区块产量递减快, 井排距过大, 注水反应迟钝的开发特征, 共设计5套方案, 并预测至含水率达到98%时的开发指标。方案1为基础井网预测方案。以方案1预测结果为基础, 研究不同转注时机对油田开发的影响。方案2-5为在拟合结束后直接转注、含水率为40%时转注、含水率为60%时转注、含水率为80%转注。图3给出了不同含水

率转注的累增油（相对于基础井网增加的累产油）曲线。由图可知，随着转注时含水率的增大，累增油逐渐先升高后降低，含水率为 60% 时出现一个明显的拐点，即含水率为 60% 为最佳转注时机。因此，在不考虑经济评价的基础上，根据技术评价可确定含水率 60% 是转注时机的一个临界点，现场转注措施应在整体含水率在 60% 之前实施，才能取得较好的开发效果。

1.6 动用程度分析

通过白 153 区块地层流动区域分布，研究井网的动用程度，评价井网的适应性。华庆白 153 区块储层平均最小启动压力梯度为 $0.02\text{MPa}\cdot\text{m}^{-1}$ ，平均临界启动压力梯度为 $0.18\text{MPa}\cdot\text{m}^{-1}$ 。地层压力梯度小于最小启动压力梯度的区域为非流动区域，地层压力梯度大于临界启动压力梯度区域为拟线性渗流区域，非线性渗流区域的地层压力梯度介于储层最小启动压力梯度和临界启动压力梯度之间。2 号小层为区块主力油层，本次研究以 2 号小层为例分析不同井网方案的流动区域。

图 4 给出了 2 号小层拟合期末地层流动区域分布图，由图可知：拟合期末，地层非流动区域面积大，非线性渗流区和拟线性渗流区所占面积相对较小，地层未能得到有效的动用；井筒及人工裂缝附近地层压力梯度较高，地层动用程度高，流体的流动遵循拟线性渗流规律；远离井筒地层压力梯度低，动用程度差，流体的流动遵循非线性渗流规律；压力梯度小于最小启动压力梯度的非流动区域为剩余油的主要富集区。基础菱形反九点井网在拟合期末对储层控制程度较低，井网适应性较差，需要通过井网调整以提高储层的动用程度。由图还可以看出：拟线性渗流仅发生在井筒及人工裂缝附近小面积地层中，地层大部分区域发生非线性渗流，非线性渗流占据了流体渗流的主导地位，这也验证了考虑非线性规律的必要性。

图 5 和图 6 给出了华庆油藏白 153 区块基础井网和直接转注方案预测 20 年时地层流动区域分布，由图可知：基础井网生产，地层可流动区域面积较小，非流动区域面积大，油藏整体动用程度低，井网适应性较差。直接转注后，地层流动区域分布表明：井网转注提高了

地层压力梯度，增大了地层可流动区域，大幅度降低了非流动区域面积，提高了地层的动用程度；转注后的井网有效控制了区块大部分区域，对油藏具有较好的适应性。

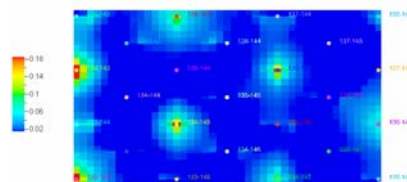


图 4 拟合期末流动区域分布

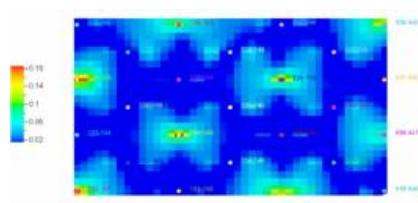


图 5 基础井网预测方案地层流动区域分布

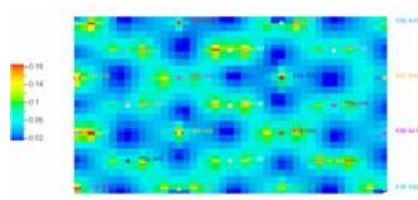


图 6 直接转注预测方案地层流动区域分布

2 结 论

(1) 将研制的非线性渗流油藏数值模拟软件应用到实际超低渗透油藏，历史拟合表明：非线性渗流数值模拟软件能够很好的描述流体在超低渗透油藏中的渗流规律。

(2) 白 153 区块超低渗透油藏小排距区块现有 $480\times 130\text{m}$ 菱形反九点井网适应性较差，地层动用程度低，流动区域小，需通过井网转注提高地层动用程度；区块综合含水率为 60% 为转注临界点；井网转注提高了地层压力梯度，流动区域增大，非流动区域减小，有效的提高了地层的动用程度，转注措施有效的控制了区块，转注井网对该区块具有较好的适应性。

(3) 超低渗透油藏开发过程中，拟线性渗流仅发生在井筒及人工裂缝附近地层，非线性流动在地层渗流中起主导作用，以非线性渗流规律为基础的数值模拟软件能够更准确的预测该类油藏的开发动态特征。

参考文献

- 1 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 2 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998
- 3 李松泉, 程林松, 李秀生等. 特低渗透油藏非线性渗流模型[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 606-612.
- 4 时宇, 杨正明, 黄延章. 低渗透储层非线性渗流模型研究[J]. 石油学报, 2009, 30(5):731-734.
- 5 徐绍良, 岳湘安, 侯吉瑞, 等. 边界层流体对低渗透油藏渗流特征的影响[J]. 西安石油大学学报, 2007, 22(2):26-28.
- 6 徐绍良, 岳湘安. 低速非线性流动特性的实验研究[J]. 中国石油大学学报, 2007, 31(5): 60 - 63.
- 7 Lei Qun, Xiong Wei, Yuan Jiangru, et al. Behavior of flow through low-permeability reservoirs. SPE 11314
- 8 韩洪宝, 程林松, 张明祿. 特低渗透油藏考虑启动压力梯度的物理模拟及数值模拟方法 [J]. 中国石油大学学报, 2004, 28(6): 49 - 53.
- 9 赵国忠. 变启动压力梯度三维三相渗流数值模拟方法[J]. 石油学报, 2006, 27(1): 119 - 128.
- 10 杨清立, 杨正明, 王一飞, 等. 特低渗透油藏渗流理论研究[J]. 钻采工艺, 2007, 30(6): 52 - 54.
- 11 杨正明, 于荣泽, 苏致新, 等. 特低渗透油藏非线性渗流数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(1), 94-98.
- 12 Yu Rongze., Lei Qun., Yang Zhengming., et al. Nonlinear flow numerical simulation of an ultra-low permeability reservoir[J]. Chinese Physics Letters, 2010, 27(7):074702(1-4).
- 13 Xu Qingyan, Liu Xiangui, Yang Zhengming, Wang Jun .The model and algorithm of a new numerical simulation software for low permeability reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, 78(2):239-242

NONLINEAR FLOW NUMERICAL SIMULATION OF HUAQING SUPER-LOW PERMEABILITY RESERVOIR

XU Qingyan¹ YANG Zhengming² HE Ying²

(1 Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China)

(2 PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang, Lang fang 065007, China)

Abstract A newly developed nonlinear flow numerical simulator was used to perform an integrated study on Hua Qing super-low permeability reservoir. The formation pressure gradient field was divided into stagnant region, nonlinear flow region and quasi-linear flow region by the reservoir minimum starting pressure gradient and critical starting pressure gradient. The reservoir producing degree and well pattern adaptability were evaluated. Five well adjustment plans were designed to identify the effect of different conversion opportunities on reservoir development. The study shows that the nonlinear flow numerical simulator were well applied to super-permeability reservoir; the reservoir producing degree with present diamond-shape inverted nine-spot well pattern 480×130m is low, and has a little adaptability to the reservoir; the objective reservoir needs well adjustment to improve reservoir driving degree; as to the conversion occasion, 60% of field water cut is a critical value; converting plans increases the reservoir pressure gradient and the flow region, and obviously improve the reservoir development; nonlinear flow plays a dominant role in the formation fluid flow during the exploitation of super-low permeability reservoir.

Key words super-low permeability, nonlinear flow, numerical simulation, pressure gradient distribution, flow region, conversion occasion