

文章编号:1673-5005(2011)01-0098-04

双重介质油藏基质动用程度及规律

杨胜来¹, 李梅香^{1,2}, 王立军³, 康铭辉³, 张小霞¹

(1. 中国石油大学 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油塔里木油田公司 勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000; 3. 中国石油辽河油田公司 沈阳采油厂, 辽宁 盘锦 110316)

摘要:采用数值模拟方法,对双重介质油藏中基质动用机制、程度及影响因素进行研究。针对 ECLIPSE 数值模拟软件不能给出基质产油量的情况,首次提出用饱和度变化计算基质累积产油量的方法和基质贡献率的概念,研究基质的动用程度,分析块度系数、基质渗透率、裂缝渗透率、注水速度等因素对水驱基质贡献率的影响。结果表明:裂缝发育程度是决定基质动用程度的主要因素,裂缝越发育越能发挥基岩的渗吸排油作用,基质贡献率越高;基质渗透率越高,基质贡献率越高;裂缝渗透率对基质贡献率的影响较小;注水速度越低,越能发挥基质的渗吸排油作用。

关键词:双重介质油藏; 基质贡献率; 影响因素; 块度系数; 注水速度

中图分类号:TE 34 **文献标志码:**A **doi:**10.3969/j.issn.1673-5005.2011.01.019

Producing degree and law of matrix in dual-porosity reservoir

YANG Sheng-lai¹, LI Mei-xiang^{1,2}, WANG Li-jun³, KANG Ming-hui³, ZHANG Xiao-xia¹

(1. CMOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Exploration and Development Research Institute, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China;
3. Oil Production Plant of Shenyang in Liaohe Oilfield Company, PetroChina, Panjin 110316, China)

Abstract: The matrix producing mechanism, degree and influencing factors in dual-porosity reservoir were studied by numerical simulation method. Since the software of ECLIPSE can not calculate the matrix production, a new method for calculating the matrix cumulative oil production using saturation change was proposed. The concept of matrix contribution rate was introduced to research the matrix producing degree. The effect of size index, matrix permeability, fracture permeability, water injection rate on the matrix contribution rate of water flooding was analyzed. The results show that the degree of fracture development is the main factor affecting the matrix producing degree. The more the fracture developed in the reservoir, the more obvious the effect of imbibitions oil-drain in matrix and the higher the matrix contribution rate is. The higher matrix permeability, the higher matrix contribution rate is. Fracture permeability has relative small effect on the matrix contribution rate. The lower water injection rate, the better matrix imbibitions oil-drain effect is.

Key words: dual-porosity reservoir; matrix contribution rate; influencing factors; size index; water injection rate

双重介质油藏的开发难点是水驱过程中水沿裂缝突进而导致基质动用程度低。前人进行了自吸水排油物理试验^[1-5],建立了裂缝性油藏的渗流数学模型^[6-8],用于研究井网布置、预测油藏动态及其影响因素^[9-12]。但是,前人的研究未能把裂缝和基质的采出程度分开(只能给出总产油量),未能回答基质部分的采出程度及其与总采出程度的关系。笔者采用数值模拟方法,提出根据基质饱和度变化计算基

质累积产油量及采出程度的方法,研究水驱过程中基质采出程度及其对总产油量的贡献率,分析块度系数、基质渗透率、裂缝渗透率、注水速度等因素对基质采出程度的影响。

1 数学模型

假设:储层为双重介质,流体在裂缝中连续流动,基质和裂缝之间存在流体交换;油藏中存在油、

收稿日期:2010-03-14

基金项目:国家自然科学基金项目(50874114)

作者简介:杨胜来(1961-),男(汉族),河北辛集人,教授,博士,博士生导师,从事油气田开发工程方向的教学和研究工作。

水两相渗流;油藏中岩石和流体均可压缩;考虑毛管力及重力。

1.1 双重介质中油水渗流方程

裂缝中油相:

$$\nabla \cdot [\lambda_{of}(\nabla p_{of} - \rho_o g \nabla D)] + q_o = \partial(\varphi_o \rho_o S_{of}) / \partial t; \quad (1)$$

裂缝中水相:

$$\nabla \cdot [\lambda_{wf}(\nabla p_{wf} - \rho_w g \nabla D)] + q_w = \partial(\varphi_w \rho_w S_{wf}) / \partial t; \quad (2)$$

基质中油相:

$$-q_o = \frac{\partial}{\partial t}(\varphi_m \rho_o S_{om}); \quad (3)$$

基质中水相:

$$-q_w = \frac{\partial}{\partial t}(\varphi_m \rho_w S_{wm}). \quad (4)$$

其中

$$q_o = \sigma \lambda_{om}(p_{om} - p_{of}), \quad q_w = \sigma \lambda_{wm}(p_{wm} - p_{wf}),$$

$$\lambda_{of} = \frac{k K_{rof} \rho_o}{\mu_o}, \quad \lambda_{wf} = \frac{k K_{rwf} \rho_w}{\mu_w}, \quad \lambda_{om} = \frac{k K_{rom} \rho_o}{\mu_o}, \quad \lambda_{ow} = \frac{k K_{row} \rho_w}{\mu_w}.$$

式中, q_o 和 q_w 分别为基质系统与裂缝系统之间的油水交换项; σ 为块度系数, m^{-2} ; p 为压力, MPa; k 为绝对渗透率, μm^2 ; K_r 为相对渗透率; ρ 为密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度; D 为垂向深度, m; φ 为孔隙度; S 为流体饱和度; t 为时间, d; 下标 f 和 m 分别代表裂缝和基质; o 和 w 分别表示油相和水相。

1.2 裂缝的描述

裂缝的规模、尺度、密度是影响宏观渗流和微观渗吸的主要因素, 定义基质块的几何尺寸 L_x, L_y, L_z , 基质块尺度系数 (简称块度系数) 为

$$S_d = 4/L_x^2 + 4/L_y^2 + 4/L_z^2. \quad (5)$$

L_x, L_y, L_z 分别表示 x, y, z 方向裂缝间的距离 (它不是网格块的大小), 它是裂缝切割形成的基质的平均尺寸。若将基质块视为立方体, 由式 (5) 计算块度系数与基质块尺寸的关系见图 1。

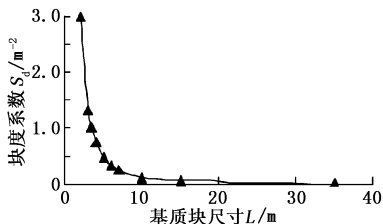


图 1 块度系数与基质块尺寸的关系

Fig. 1 Relation of size index with size of matrix block

2 物理模型及网格划分

将 ECLIPSE 软件的双重介质模型中网格层数增加 1 倍, 上半部分处理成基质网格块, 下半部分处

理成裂缝网格块。基质网格块和其对应的裂缝网格块之间会自动使用非相邻网格块连接。基质网格块之间没有流体流动, 基质只起储油作用, 裂缝是导油通道。每个单元体由一个基质岩块及其周围的裂缝构成。ECLIPSE 软件并没有计算基质产量的功能, 本文中首次提出根据基质饱和度变化计算基质累积产油量的方法。

辽河油田曹台裂缝性潜山油藏基本参数: 原始油层压力 15 MPa, 油层温度 60 °C, 原油黏度 28 mPa · s, 基质孔隙度 15%, 裂缝孔隙度 3%, 基质渗透率 $5 \times 10^{-3} \mu m^2$, 裂缝渗透率 $2 \mu m^2$, 基质束缚水饱和度 20%, 裂缝束缚水饱和度 0, 岩石压缩系数 C_r 为 $7.5 \times 10^{-5} MPa^{-1}$, 地层水压缩系数 C_w 为 $4.1 \times 10^{-5} MPa^{-1}$, 原油压缩系数 C_o 为 $1.5 \times 10^{-5} MPa^{-1}$, 原油体积系数 B_o 为 1.11; 基质储量 (容积法) 64 864.9 m^3 , 裂缝储量 (容积法) 16 216.2 m^3 , 总地质储量 81 081.1 m^3 ; 日注水量 40 m^3 , 注入水井底温度 80 °C。

研究模型为 1/4 的 5 点井网 (一注一采两口井), 同步注水, 模型几何尺寸为 200 m × 200 m × 15 m。网格 10 × 10 × 3 个, 单个网格为 20 m × 20 m × 5 m。油层全部射开。

3 基质贡献率

基质贡献率 η 定义为一段时间内的基质累积产油量 N_{pm} 与油田总累积产油量 N_p 之比, 其计算公式为

$$\eta = \frac{N_{pm}}{N_p}.$$

基质贡献率是衡量裂缝性油藏基质渗吸排油作用的一个指标。考虑块度系数、基质渗透率、裂缝渗透率、日注水量等因素制定多个模拟方案, 各方案模拟生产 10 a。

3.1 块度系数的影响

在其他条件相同的情况下, 模拟不同块度系数 (S_d) 下各方案的生产过程, 结果见图 2 ~ 4。

随着块度系数的提高, 总采出程度提高 (裂缝 + 基质) (图 2)。由图 3 可以看出, 随着块度系数增大, 基质贡献率逐渐增大, 即裂缝越发育, 基质渗吸作用发挥得越好, 当块度系数大于 1.0 时, 基质贡献率增加幅度变小, 对基质贡献率块度系数的影响敏感度降低。当块度系数小于 0.1 时, 基质贡献率的增加幅度较大, 基质贡献率对块度系数的影响很敏感, 也就是说裂缝发育程度对基质发挥渗吸作用的影响较大。由图 4 可以看出, 裂缝越发育 (基质块

尺寸越小),基质的采出程度越高。可见,双重介质油藏中,裂缝的发育程度决定基质的采出程度,也是决定油藏采收率的重要因素。

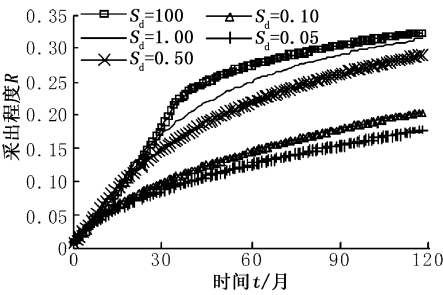


图2 不同块度系数下采出程度随时间的变化
Fig.2 Variation of ratio of total oil produced to OOIP with time

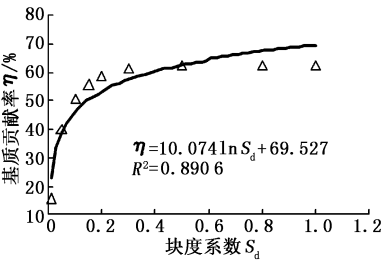


图3 基质贡献率与块度系数的关系
Fig.3 Relation of matrix contribution rate with size index

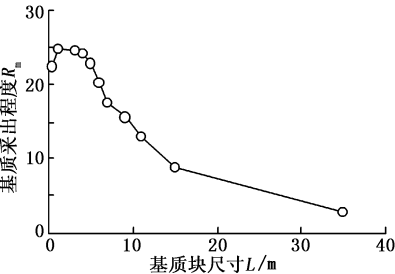


图4 不同基质块采出程度
Fig.4 Ratio of total oil produced to OOIP of matrix block with different size

3.2 基质渗透率的影响

其他参数保持不变,改变基质渗透率进行模拟计算。图5为基质贡献率与基质渗透率的关系曲线。由图5可以看出,基质贡献率随基质渗透率的增大而逐渐增大,即基质渗透率越大,基质渗吸作用发挥越好。当基质渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,基质贡献率增加的幅度较大,说明基质贡献率对基质渗透率的影响敏感;当基质渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,基质贡献率增加幅度变小。

3.3 裂缝渗透率的影响

保持其他参数不变,改变裂缝渗透率,模拟计算

基质贡献率与裂缝渗透率的关系,结果见图6。

由图6可见,基质贡献率随裂缝渗透率的变化几乎不变,说明裂缝渗透率对基质的渗吸作用影响较小。

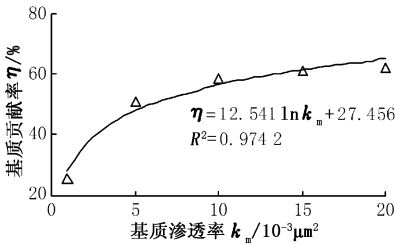


图5 基质贡献率随基质渗透率的变化
Fig.5 Variation of matrix contribution rate with matrix permeability

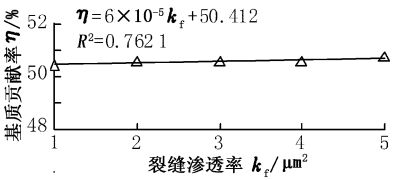


图6 基质贡献率随裂缝渗透率的变化
Fig.6 Variation of matrix contribution rate with fracture permeability

3.4 注水速度的影响

其他参数不变,保持注采平衡,取不同的日注水量进行各方案的模拟计算,结果见图7。

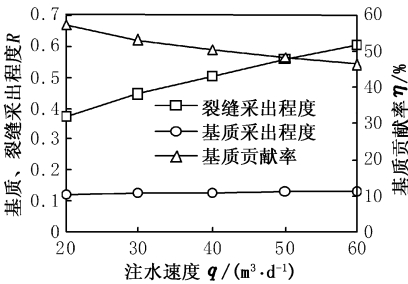


图7 基质、裂缝采出程度及基质贡献率
随日注水量的变化
Fig.7 Variation of ratio of total oil produced to OOIP of matrix and fracture and matrix contribution rate with water injection rate

由图7可见:随着日注水量提高,裂缝的采出程度快速提高,而基质的采出程度略有提高;基质产油量上升缓慢,导致基质贡献率下降,说明提高日注水量有利于动用裂缝中的原油,而对于提高基质动用程度的作用不大。因此,在裂缝性油藏中高含水期,建议尽量降低注水速度,充分发挥基质的渗吸作用,避免无效注水,提高注水的利用率和经济效益。鉴于渗吸作用缓慢,裂缝性油藏开发初期应尽早注水、

加速注水,高速采出裂缝内原油后,使基质浸泡在水中,尽早发挥渗吸作用。

4 结 论

(1) 裂缝性油藏水驱的基质动用程度主要受地质因素和注采参数的影响。在地质因素中,裂缝的发育程度(用块度系数表示)起决定作用。块度系数越大,即裂缝越发育,基质渗吸排油作用发挥越好,基质贡献率及基质的采出程度越高。

(2) 基质渗透率越高,基质渗吸排油作用发挥越好。裂缝渗透率的影响相对较小。

(3) 注采速度较低时,能很好地发挥基质的渗吸排油作用,基质动用程度高。在裂缝性油藏的注水开发过程中,应适当降低注采速度,充分发挥基质的渗吸排油作用。

(4) 本文算例中裂缝性油藏水驱时各主要参数为总采收率(基质+裂缝)小于30%,基质采收率小于25%,裂缝采收率小于60%,基质贡献率小于60%。

参考文献:

- [1] RANGEL-GERMAN E R, KOVSCEK A R. Experimental and analytical study of multidimensional imbibition in fractured porous media[J]. JPSE, 2002, 36(1/2): 45-60.
- [2] GRAHAM J W, RICHARDSON J G. Theory and application of imbibition phenomena in recovery of oil[R]. SPE 1143, 1959.
- [3] 付静,孙宝江,于世娜,等. 裂缝性低渗透油藏渗流规律实验研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2007, 31(3): 81-85.
FU Jing, SUN Bao-jiang, YU Shi-na, et al. Experimental study on seepage flow law of fractured low permeability reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(3): 81-85.
- [4] 朱维耀,鞠岩,赵明,等. 低渗透裂缝性砂岩油藏多孔

介质渗吸机理研究[J]. 石油学报, 2002, 23(6): 56-59.

ZHU Wei-yao, JU Yan, ZHAO Ming, et al. Spontaneous imbibition mechanism of flow through porous media and waterflooding in low permeability fractured sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(6): 56-59.

- [5] ZHANG X, MORROW N R, MA S. Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbibition[R]. SPE 30762, 1996.
- [6] COATS K H. Implicit composition simulation of single-porosity and dual-porosity reservoirs[R]. SPE 18427, 1989.
- [7] SAIDI A M. Simulation of naturally fractured [R]. SPE 12270, 1983.
- [8] 徐晖,党庆涛,秦积舜,等. 裂缝性油藏水驱油渗吸理论及数学模型[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2009, 33(3): 99-102.
XU Hui, DANG Qing-tao, QIN Ji-shun, et al. Water flooding imbibition theory and mathematical model in fractured reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009, 33(3): 99-102.
- [9] BLAIR P M. Calculation of oil displacement by counter-current water imbibition[R]. SPE 873, 1964.
- [10] ARONOFSKY J S, MASSE L, NATASON S G. A model for the mechanism of oil recovery from the porous matrix due to water invasion in fractured reservoirs[R]. SPE 932, 1958.
- [11] CHEN Jianping, MILLER Mark A, SEPEHRNOORI Kamy. Investigations of matrix-fracture transfer flows in dual porosity modeling of naturally fractured reservoirs[R]. SPE 29562, 1995.
- [12] CIL M, REIS J C, MILLER M A. An examination of countercurrent capillary imbibition recovery from single matrix blocks and recovery predictions by analytical matrix/fracture transfer functions[R]. SPE 49005, 1998.

(编辑 李志芬)