

低渗透多孔介质变渗透率数值模拟方法

于荣泽^{1,2,3}, 卞亚南³, 杨正明³, 雷群³, 齐亚东^{1,2,3}, 巩玉政⁴

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007
2. 中国科学院研究生院, 北京 100049
3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007
4. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司开发事业部, 新疆库尔勒 841000

摘要 根据流体在低渗透多孔介质中的渗流特征,建立了低渗透多孔介质数学模型,通过引入无因次渗透率变化系数描述低速非达西渗流规律,并基于黑油模型数值模拟系统,开发了低渗透多孔介质变渗透率数值模拟软件。采用矿场实际数据,分别使用达西渗流、考虑启动压力梯度为常数的拟线性渗流和变渗透率渗流模型,对五点井网进行模拟计算,对比分析了不同渗流规律下的油井产油量、含水率、含油饱和度及不同时间的地层渗透率分布。结果表明,变渗透率渗流模型计算的油井产油量、含水率和含油饱和度分布介于达西渗流和拟启动压力梯度渗流模拟结果之间,油水井附近地层渗流能力强,远离主流线地层渗流能力弱;井距越小,地层渗流能力越强;流体在低渗透多孔介质的渗流过程中,达西渗流仅发生在井筒附近小面积区域内,地层大部分区域发生变渗透率渗流,且占据了地层渗流的主导地位,变渗透率数值模拟方法弥补了其他方法未考虑渗透率变化因素的不足,变渗透率数值模拟软件能够更准确地预测流体在低渗透多孔介质中的流动特征。

关键词 低渗透;多孔介质;变渗透率;数学模型;数值模拟

中图分类号 TE348

文献标识码 A

文章编号 1000-7857(2010)20-0029-05

Numerical Simulation of Variable Permeability of Low-permeability Porous Media

YU Rongze^{1,2,3}, BIAN Yanan³, YANG Zhengming³, LEI Qun³, QI Yadong^{1,2,3}, GONG Yuzheng⁴

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, Hebei Province, China
2. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China
3. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploitation and Development, Langfang 065007, Hebei Province, China
4. Department of Exploitation, Tarim Oilfield Company, China National Petroleum Corporation, Korla 841000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China

Abstract According to the fluid flow characteristics in low-permeability porous media, a mathematical model is built, and the dimensionless permeability variation coefficient is used to describe the low-velocity non-Darcy flow. The variable permeability numerical simulation software is developed based on the black-oil model. Actual field data is used to simulate a five-spot well unit. The comparative analysis of Darcy flow, quasi-linear flow which assumes the starting pressure gradient to be constant and variable permeability flow, is carried out in the simulation. The oil production, water cut, oil saturation distribution and permeability distribution are compared, which indicates that the flow ability of the formation near the oil and water well is strong while the flow ability of the formation far away from the main stream line is weak; the formation flow ability becomes stronger with the decrease of the well spacing. When the fluid flows in low-permeability porous media, Darcy flow only occurs in area near the wells, and the variable permeability flow area is much larger than that of Darcy flow. The variable permeability numerical simulation results show the limitations of quasi-linear flow, which can not describe the change of liquid permeability with pressure gradient. The variable permeability flow plays a dominant role in fluid flow and the variable

收稿日期: 2010-07-27; 修回日期: 2010-09-14

基金项目: 国家自然科学基金项目(10672187); 中国石油天然气股份有限公司重点科技攻关项目(06-02A-02-01)

作者简介: 于荣泽, 博士研究生, 研究方向为低渗透油田开发, 电子信箱: yurongze2006@163.com; 杨正明(通信作者), 高级工程师, 研究方向为渗流理论、低渗透油气田开发和三次采油, 电子信箱: yzmlhxj@263.net

permeability numerical simulation software could be used to simulate the percolating process of the fluid in the low-permeability porous media quite accurately.

Keywords low-permeability; porous media; variable permeability; mathematical model; numerical simulation

0 引言

低渗透多孔介质孔隙度和渗透率低,孔道细小,微观结构复杂^[1],流体在低渗透多孔介质中的渗流规律明显区别于中高渗透多孔介质,流动不再符合经典的渗流规律——达西定律^[2]。1924年,苏联学者 H. Л. 布兹列夫斯基首先指出,在某些情况下,在多孔介质中,只有当超过某个起始压力梯度时才能发生流体的流动^[3]。之后,对流体在低渗透多孔介质中的非达西流动有了一系列研究^[4-9],形成了比较成熟的考虑拟启动压力梯度的渗流理论。随着研究的深入,实验研究和矿场实际均表明,流体在低渗透多孔介质中的流动呈现明显的非线性特征,介质的渗透率不再是常数,而是随压力梯度的变化而变化^[10-12]。流体在低渗透多孔介质中流动,渗透率变化的渗流特征导致常规数值模拟软件的应用受到了一定限制。虽然一些学者也探讨了考虑启动压力梯度及渗透率变化的数值模拟方法,但仍存在一定局限性,主要表现为:①所考虑的启动压力梯度为常数,不能准确描述具有渗透率变化特征的渗流过程;②没有给出地层渗透率分布和变化规律^[13-22]。因此,需要形成一套成熟的变渗透率数值模拟方法和软件,模拟流体在低渗透多孔介质中流动特征,对低渗透油藏油井产量等生产数据进行评价和预测。

本文根据流体在低渗透多孔介质中的渗流特征,建立了变渗透率渗流数学模型,引入无因次渗透率变化系数描述渗透率变化特征,模拟流体在低渗透多孔介质中的低速非达西渗流规律,并在此基础上开发了低渗透多孔介质变渗透率数值模拟软件。以某油田实际数据为基础,对五点井网单元进行模拟计算,对比分析了不同条件下的油井产油量、含水率、含油饱和度分布,同时模拟了不同时间、井距条件下的地层渗透率分布。

1 无因次渗透率变化系数

图1为低渗透岩心水测渗透率与压力梯度关系曲线。由图可知,压力梯度较小时,水测渗透率较小,此时岩心中仅有部分较大半径孔道参与流动;随着压力梯度的增加,岩心中参与流动的孔道数目增多,水测渗透率也随之增加;当压力梯度增大到一定值后,水测渗透率随压力梯度增大的幅度逐渐减小,最后趋于恒定,此时岩心中所有可动用孔道全部参与流动。为了描述液相渗透率的变化规律,引入无因次渗透率变化系数

$$\xi(\nabla p) = K_1(\nabla p) / K \quad (1)$$

其中, K 为绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; $K_1(\nabla p)$ 为液相渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是压力梯度 ∇p 的函数。

图2为岩心的无因次渗透率变化系数与压力梯度的关

系曲线。可以看出, ξ 随压力梯度增大而增大;相同压力梯度下,绝对渗透率越小, ξ 越小;若要达到相同的 ξ , 绝对渗透率越低,需要的驱动压力梯度越大,动用难度也越大。 ξ 的引入可以很好地描述流体在低渗透多孔介质中的低速变渗透率渗流规律,为变渗透率数值模拟方法提供了理论基础。

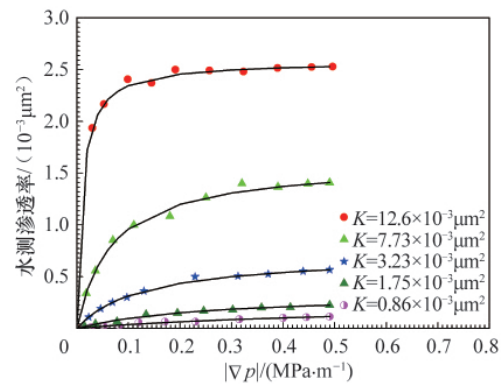


图1 水测渗透率与压力梯度关系曲线

Fig. 1 Relationship between permeability to water and pressure gradient

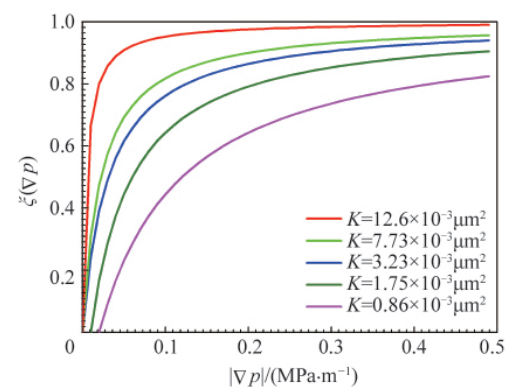


图2 无因次渗透率变化系数曲线

Fig. 2 Relationship between dimensionless permeability variation coefficient and pressure gradient

2 变渗透率数学模型

2.1 基本假设

模型假设条件:流体充满整个多孔介质,其渗流过程为等温;多孔介质中最多允许两相液体和一种气体存在,液相流体之间不互溶;气相与液相可瞬时达到相平衡,气相流体遵循达西定律,液相流体遵循变渗透率渗流规律,液相渗透率是压力梯度的函数。

2.2 数学方程

运动方程:

$$V_l = -(\xi_l K K_d / \mu_l) \nabla p_l \quad (2)$$

$$V_g = -(K K_{rg} / \mu_g) \nabla p_g \quad (3)$$

状态方程:

$$\xi_l = \xi_l(\nabla p_l) \quad (4)$$

$$\rho_l = \rho_l(p_l) \quad \mu_l = \mu_l(p_l) \quad \rho_g = \rho_g(p_g) \quad \mu_g = \mu_g(p_g) \quad \varphi = \varphi(p) \quad (5)$$

连续性方程:

$$-\nabla \cdot (\rho_l V_l) + q_l = \partial(\varphi \rho_l S_l) / \partial t \quad (6)$$

$$-\nabla \cdot \left(\frac{\rho_g V_l}{B_l} + \frac{\rho_g V_g}{B_g} \right) + q = \frac{\partial[\varphi(\rho_g S_l + \rho_g S_g)]}{\partial t} \quad (7)$$

辅助方程:

$$\sum S_l + S_g = 1 \quad (8)$$

$$K_{rl} = K_{rl}(S_l) \quad K_{rg} = K_{rg}(S_g) \quad (9)$$

$$p_{\text{eq}} = p_g = p_l \quad (10)$$

其中, V 为渗流速度, $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$; K_r 为相对渗透率; μ 为黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; ρ 为密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; p_{eq} 为气液界面毛管压力, MPa ; φ 为孔隙度, %; S 为饱和度, %。各式中下标 l 表示液相, g 表示气相。

2.3 数值求解

在黑油模型基础上,通过地层压力梯度和无因次渗透率变化系数对相对渗透率进行修正,以实现变渗透率渗流模拟过程。假设离散网格由六面体组成,以 x 方向为例给出压力梯度的处理方法。对于非边界网格,通过指定方向上相邻网格的压力梯度叠加计算该方向上的压力梯度,即

$$|\nabla p_x^i| = \frac{1}{2} \left(\left| \frac{p_{i+1}^i - p_i^i}{\Delta x_{i+1/2}} \right| + \left| \frac{p_i^i - p_{i-1}^i}{\Delta x_{i-1/2}} \right| \right) \quad (11)$$

对于边界网格,通过指定方向上相邻非边界网格插值获得该方向上的压力梯度分布。液相相对渗透率修正方程为

$$K_{rl}^{i+1} = \xi(\nabla p_x^i) K_{rl}(S_l) \quad (12)$$

对于内边界条件,由于实际生产中井筒附近地层压力梯度较大,故将井所在网格按拟线性渗流处理,流动方程为

$$Q_{\text{well}} = \frac{2\pi K K_d \Delta z}{\mu_l} \frac{(p_i - p_w \pm 2r_e G_b / 3)}{\ln(r_e / r_w) - 1/2} \quad (13)$$

其中, Q_{well} 为油井产量, m^3/s ; p_i 为井网格压力, MPa ; r_e 为井块等效半径, m ; r_w 为井筒半径, m ; Δz 为 z 方向网格尺寸; G_b 为拟启动压力梯度, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$ 。数值求解过程中,通过读入一系列油水相 ξ 与压力梯度的离散点分别对油相和水相的相对渗透率进行修正,采用黑油模型的离散化和网格处理技术,可以保证软件求解的稳定性。

3 算例分析

应用已开发的低渗透多孔介质变渗透率数值模拟软件给出一个算例。采用某油田低渗透区块数据,储层各向同性,渗透率为 $1.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地下原油黏度为 $1.73 \text{mPa} \cdot \text{s}$,水黏度为 $0.50 \text{mPa} \cdot \text{s}$,储层有效厚度为 9.4m ,平均孔隙度为 10.57% ,原油体积系数为 1.258 ,油层顶深为 2200m 。地质模型为五点

井网 $1/4$ 单元,设置一口注水井和一口采油井,模拟时间为 10a ,井底流压恒定模式。为了保证模拟结果的可对比性,利用相同的渗流曲线获得该区块的 ξ 曲线和拟启动压力梯度 ($G_b = 0.05 \text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)。对比分析了达西渗流、考虑拟启动压力梯度的渗流、变渗透率渗流情况下的油井产油量、含水率、含油饱和度分布。

不同渗流情形, 200m 井距时的油井产油量曲线如图 3 所示,达西渗流模型的油井产油量最高,考虑启动压力梯度为常数的拟线性渗流模型的油井产油量最低,变渗透率模型的油井产油量介于两者之间,且其油井初期产量递减速度也介于其他两种模型的模拟结果之间。

不同渗流情形的油井含水率曲线如图 4 所示,达西渗流模型下的油井含水率最高、见水时间最早,考虑启动压力梯度为常数的拟线性渗流模型的油井含水率最低、见水时间最晚,变渗透率渗流模拟结果介于两者之间,且其油井含水上升率也介于其他两种渗流模型模拟结果之间。油井产油量和含水率曲线表明,变渗透率渗流模型弥补了其他两种模型不能描述液相渗透率随压力梯度变化的不足。

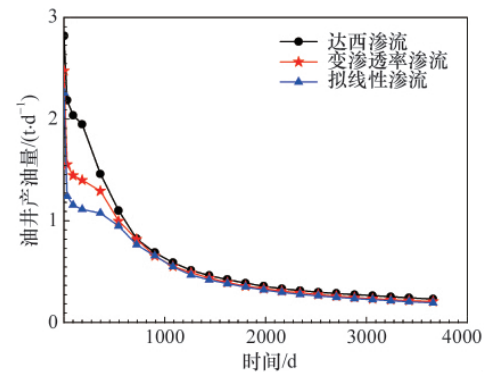


图 3 不同渗流情形的油井产油量曲线

Fig. 3 Oil production under different flow modes

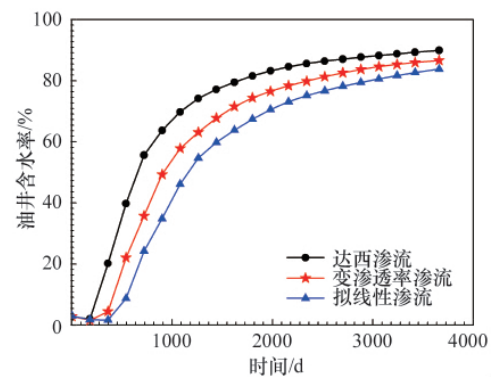


图 4 不同渗流情形的油井含水率曲线

Fig. 4 Water cut under different flow modes

相同注采条件下,模拟时间为 10a 时,不同渗流情形的地层含油饱和度分布图如图 5 所示。可以看出,达西渗流模型的地层含油饱和度最低,地层中所有区域的含油饱和度均低于 0.50 ;考虑启动压力梯度为常数的拟线性渗流模型的地层

含油饱和度最高, 地层有较大面积区域含油饱和度高于 0.50; 变渗透率渗流模拟结果则介于两者之间, 仅有小面积区

域含油饱和度高于 0.50。相同注采条件下, 变渗透率渗流和拟线性渗流模型的井网水驱效果差, 剩余油饱和度高。

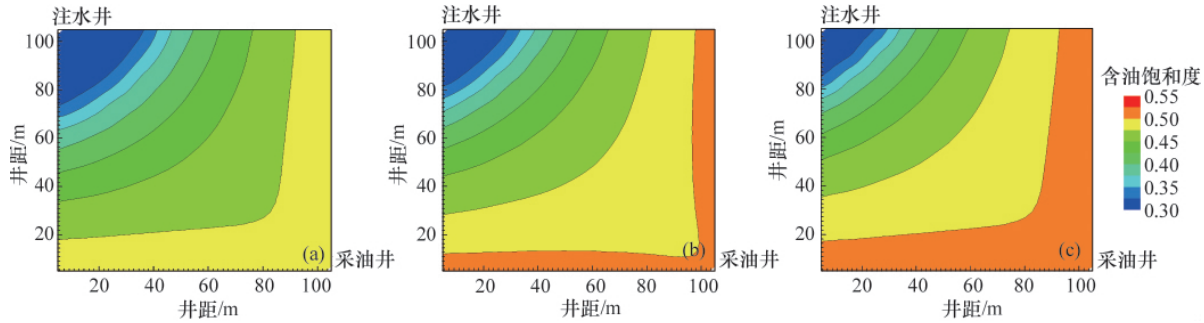


图 5 达西渗流(a)、变渗透率渗流(b)和拟线性渗流(c)情形的含油饱和度分布

Fig. 5 Oil saturation distribution of Darcy flow (a), variable permeability flow (b) and quasi-linear flow (c)

地层渗透率分布反映了地层的渗流能力和动用程度, 地层渗透率越高, 渗流能力越强, 动用程度也越高。采用变渗透率渗流模型, 在 200m 井距、不同时间条件, 以及模拟时间为 10a、不同井距条件下, 计算出的地层渗透率分布如图 6 所示。相同井距、不同时间条件下的地层渗透率分布表明, 同井距不同模拟时间条件下, 生产井和注水井井筒附近地层出现高渗透率区域, 地层渗流能力强; 井筒附近小面积区域内, 地层渗透率接近绝对渗透率 $1.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 流体在该区域内发生线性渗流, 这是由于生产井和注水井井筒附近产生高压梯度区域造成的; 主流线(注水井与采油井连线)上地层渗透率较高, 渗流能力强; 远离主流线地层出现低渗透率区域, 渗流能力弱, 地层动用程度低, 也是剩余油的富集区。生产初期, 井筒附近地层率先发生流动, 仅井筒附近地层出现高渗透率区域; 地

层渗透率随开发时间逐渐增大, 地层动用程度逐渐提高; 模拟时间为 30d 时, 地层大部分区域渗透率低于 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。模拟时间为 5a 时, 主流线上地层渗透率已超过 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

模拟时间为 10a 时不同井距下的地层渗透率分布表明, 相同注采条件下, 随井距减小, 地层渗透率逐渐增大, 动用程度也随之提高。井距为 400m 时, 除井筒附近小面积区域外, 地层绝大部分区域渗透率小于 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层动用效果差; 井距为 300m 时, 主流线上地层渗透率已超过 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层动用效果较好。井距为 200m 时, 地层中绝大部分区域渗透率高于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层动用效果最好。因此, 低渗透油田开发过程中, 其他条件不变时, 适当缩小井距是提高开发效果的有效途径。

从图 6 还可以看出, 在低渗透油田开发过程中, 线性渗流

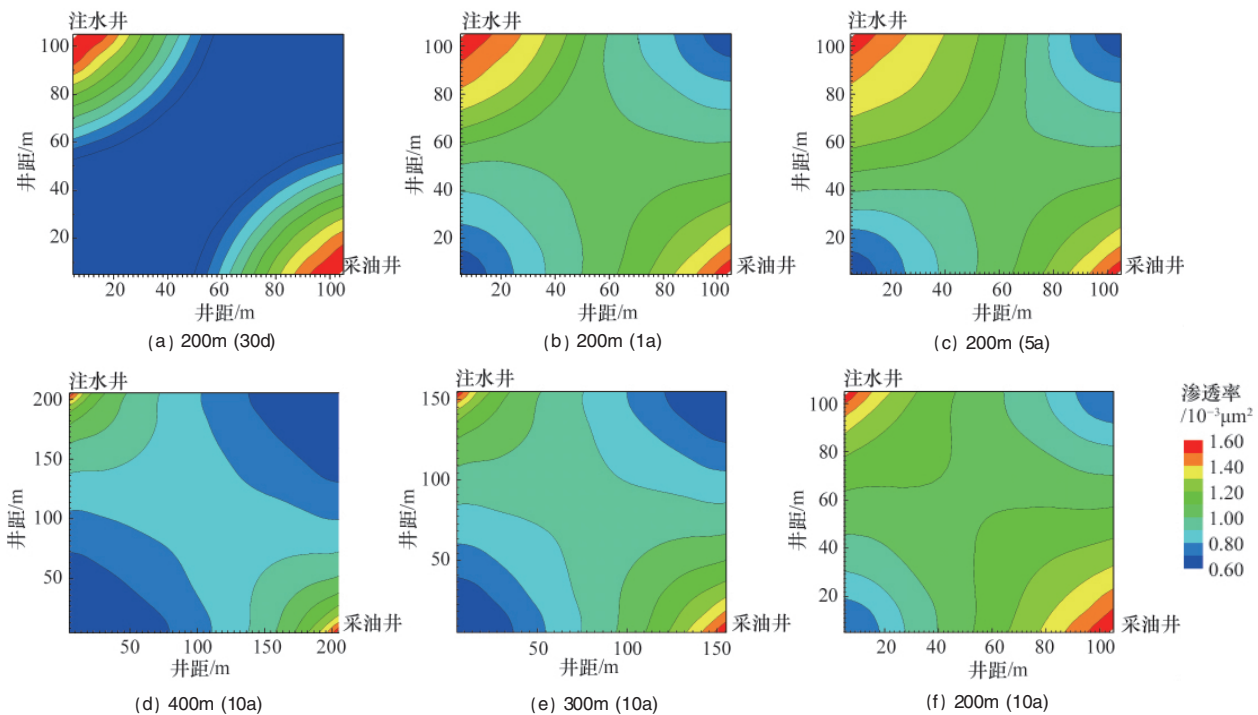


图 6 不同模拟时间和井距条件下的地层渗透率分布

Fig. 6 Formation permeability distribution under different simulation times and different well spaces

仅发生在井筒附近小面积区域内,地层大部分区域为变渗透率渗流。变渗透率渗流占据了低渗地层渗流的主导地位,由此验证了考虑变渗透率渗流的必要性。

4 结论

1) 建立了低渗透多孔介质变渗透率数学模型,引入无因次渗透率变化系数描述流体在低渗透多孔介质流动过程中液相渗透率随压力梯度的变化规律。在此基础上开发了低渗透多孔介质变渗透率数值模拟软件,实现了对流体在低渗透多孔介质中的变渗透率渗流过程进行数值计算。

2) 变渗透率渗流规律模拟结果介于达西渗流和考虑启动压力梯度为常数的拟线性渗流模拟结果之间,弥补了拟线性渗流不能描述液相渗透率随压力梯度变化的不足。低渗透油田开发过程中,油水井附近地层渗流能力强,远离油水井连线地层渗流能力弱;其他条件相同时,井距越小,地层渗流能力越强,动用程度越高;适当缩小井距是提高低渗透油田开发效果的有效途径。

3) 流体在低渗透多孔介质中的流动过程中,变渗透率渗流占据了流体渗流的主导地位,以变渗透率渗流模型为基础的数值模拟软件能够更准确地描述流体在低渗透多孔介质中的流动特征。

参考文献 (References)

- [1] 李道品. 低渗透油田开发概论 [J]. 大庆石油地质与开发, 1997, 16(3): 33-37.
Li Daopin. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 1997, 16(3): 33-37.
- [2] 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
Huang Yanzhang. *Seepage mechanism in low permeability reservoir*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
- [3] Miller R J, Low P F. Threshold gradient for water flow in clay system[J]. *Soil Science Society of America Journal*, 1963, 27: 605-609.
- [4] 贾振岐, 王延峰, 付俊林, 等. 低渗低速非达西渗流特征及影响因素 [J]. 大庆石油学院学报, 2001, 25(3): 73-76.
Jia Zhenqi, Wang Yanfeng, Fu Junlin, et al. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2001, 25(3): 73-76.
- [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性的影响[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2007, 22(2): 26-28.
Xu Shaoliang, Yue Xiang'an, Hou Jirui, et al. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2007, 22(2): 26-28.
- [6] 李中峰, 何顺利. 低渗透储层原油边界层对渗流规律的影响 [J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(2): 57-59.
Li Zhongfeng, He Shunli. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2005, 24(2): 57-59.
- [7] 徐绍良, 岳湘安. 低速非线性流动特性的实验研究 [J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2007, 31(5): 60-63.
Xu Shaoliang, Yue Xiang'an. *Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition*, 2007, 31(5): 60-63.
- [9] 李中峰, 何顺利. 低渗透储层非达西渗流机理探讨 [J]. 特种油气藏, 2005, 12(2): 35-38.
Li Zhongfeng, He Shunli. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2005, 12(2): 35-38.
- [9] 阎庆来, 何秋轩. 低渗透储层中油水渗流规律的研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
Yan Qinglai, He Qiuxuan. *Research on oil and water seepage law in low permeability reservoir*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993.
- [10] 王志伟, 张宁生, 何秋轩, 等. 低渗透油藏非达西渗流视渗透率及其对开发的影响[J]. 钻采工艺, 2006, 29(3): 48-54.
Wang Zhiwei, Zhang Ningsheng, He Qiuxuan, et al. *Drilling & Production Technology*, 2006, 29(3): 48-54.
- [11] 郝斐, 程林松, 李春兰, 等. 特低渗透油藏启动压力梯度研究[J]. 西南石油学院院报, 2006, 28(6): 29-33.
Hao Fei, Cheng Linsong, Li Chunlan, et al. *Study on threshold pressure gradient in ultra-low permeability reservoir* [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2006, 28(6): 29-33.
- [12] 王正波, 岳湘安, 韩冬, 等. 影响低渗透油藏低速非线性渗流的实验研究[J]. 矿物学报, 2008, 28(1): 48-53.
Wang Zhengbo, Yue Xiang'an, Han Dong, et al. *Acta Mineralogica Sinica*, 2008, 28(1): 48-53.
- [13] 郑祥克, 陶永建, 涂彬, 等. 利用 IPR 方法确定启动压力[J]. 石油学报, 2003, 23(2): 18-26.
Zheng Xiangke, Tao Yongjian, Tu Bin, et al. *Acta Petrolei Sinica*, 2003, 23(2): 18-26.
- [14] 程时清, 陈明卓. 油水两相低速非达西渗流数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(1): 41-43.
Cheng Shiqing, Chen Mingzhuo. *Petroleum Exploration and Development*, 1998, 25(1): 41-43.
- [15] 韩洪宝, 程林松, 张明禄. 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]. 石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(6): 49-53.
Han Hongbao, Cheng Linsong, Zhang Minglu. *Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition*, 2004, 28(6): 49-53.
- [16] 温庆志, 曲占庆, 齐宁. 考虑启动压力的菱形井网整体压裂优化设计 [J]. 石油天然气学报, 2008, 30(6): 111-115.
Wen Qingzhi, Qu Zhanqing, Qi Ning. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30(6): 111-115.
- [17] 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.
Zhao Guozhong. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(1): 119-128.
- [18] Belhaj H A, Agha K R, Nouri A M, et al. Numerical and experimental modeling of non-Darcy flow in porous media [C]. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port -of -Spain, Trinidad and Tobago, 2003, 114168-MS.
- [19] Li D C, Engler T W. Literature review on correlations of the non-Darcy coefficient [C]. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, USA, 2001: 70015-MS.
- [20] Macini P, Mesini E, Viola R. Non-Darcy flow: Laboratory measurements in unconsolidated porous media [C]. Europec/EAGE Conference and Exhibition, Rome, Italy, 2008: 113772-MS.
- [21] Li D C, Engler T W. Modeling and simulation of non-Darcy flow in porous media [C]. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 2003, 75216-MS.
- [22] Belhaj H A, Agha K R, Butt S D, et al. Simulation of non-Darcy flow in porous media including viscous, inertial and frictional effects [C]. SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, 2003: 84879-MS.

(责任编辑 刘志远)