

文章编号: 0253-2697(2010)05--

缝洞型油藏的离散缝洞网络流动数学模型

姚 军 黄朝琴 王子胜 李亚军 王晨晨

(中国石油大学石油工程学院 山东青岛 266555)

摘要: 针对现有油藏渗流理论在描述缝洞型油藏流动机理上存在的困难,基于缝洞型油藏储层的特点,提出了离散缝洞网络流动数学模型。该模型将缝洞型油藏划分为岩块系统、裂缝系统和溶洞系统;其中裂缝和溶洞嵌套于岩块中,并相互连接成网络;岩块和裂缝系统视为渗流区域,溶洞系统视为自由流动区域。详细阐述了模型的基本原理,推导了相应的有限元数值计算格式,通过算例验证了其正确性。算例分析结果表明,离散缝洞网络流动数学模型能够正确地描述出缝洞型油藏的流动特征。

关键词: 缝洞型油藏; 离散缝洞网络; 渗流; 自由流动; 耦合流动; 有限元

中图分类号: TE344

文献标识码: A

Mathematical model of fluid flow in fractured vuggy reservoirs based on discrete fracture-vug network

YAO Jun HUANG Zhaoqin WANG Zisheng LI Yajun WANG Chenchen

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266555, China)

Abstract: The current percolation theory is difficult to describe the fluid flow mechanism in naturally fractured vuggy reservoirs. A new mathematical model, namely discrete fracture-vug network model, was proposed to solve the problem. The fracture-vuggy reservoir was divided into three systems in the new model, including the porous rock system, fracture system and vug system. The fractures and vugs were supposed to be embedded in the porous rock, and the isolated vugs were connected via discrete fracture network. The fluid flow in porous rock and fractures followed the Darcy Law. The rock fractures were taken as seepage area, and the vugs system was the free fluid flow region. The principles of the mathematical model were discussed. The corresponding finite element numerical formulas were proposed. The numerical computation results showed that the discrete fracture-vug network model could provide a natural way for modeling the realistic conditions in fractured vuggy reservoirs.

Key words: fractured vuggy reservoirs; fluid flow; discrete fracture-vug network; mathematical model; finite element numerical computation

缝洞型碳酸盐岩油气藏属于非常规油气藏,其储量规模较大,可形成大规模油气藏^[1]。此类油藏的主要储集空间以构造变形产生的裂缝和岩溶作用形成的孔、缝、洞为主,其中大裂缝和大溶洞的存在是其主要特点^[2-3]。缝洞型油藏中的流体流动,既有多孔介质渗流又有大空间的自由流动,是一个复杂的耦合流动,现有的油藏渗流理论已不能有效地描述其流动特征^[4-7],主要原因是连续性假设与实际不符。为此笔者针对缝洞型碳酸盐岩油藏的储层特点提出了离散缝洞网络流动数学模型,旨在真实地描述该类油藏的流动特征。

1 储层特征及离散缝洞网络模型的提出

1.1 储层特征

由于成岩及其后生作用、构造断裂作用和溶蚀等

作用对储层影响的不同,缝洞型碳酸盐岩储层与碎屑岩储层以及一般裂缝性碳酸盐岩储层在储集空间形态、分布和产状等方面存在很大差异,主要特征如下:

(1) 储集空间形态多样,包括孔隙、裂缝和溶洞。其中孔隙是指三向空间尺度相近,且均小于2 mm的空隙,其成因和类型较多,孔隙度低,渗透性差。溶洞是指三向空间尺度相近,且均不小于2 mm的空隙,溶洞可在岩心上完整识别,是重要的储集空间。裂缝则是指三向空间尺度相差悬殊,其中一向很小另外两向很大的空隙,其比值小于1/10;裂缝是储层中最常见的地质构造,在岩心和露头普遍存在;裂缝能有效地把溶洞储集空间连接起来,形成主要的储渗空间。

(2) 储集空间大小相差悬殊。空间尺度从几微米到几十米跨越了多个数量级,具有强烈的非均质性。

基金项目: 国家项目(2006B202404)“碳酸盐岩缝洞型油藏流体流动机理研究”和国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”项目(2008ZX05014-05-003)联合资助。

作者简介: 姚 军,男,1964年3月生,1984年毕业于华东石油学院,现为中国石油大学(华东)教授,博士生导师,主要从事油气田开发工程的教研工作。E-mail: yaojunhdpu@126.com

表1给出了裂缝和溶洞尺度的大小分布及其地质成因。

(3) 溶蚀孔洞和裂缝充填现象严重。大量的测井和岩心资料证实,受后期构造运动影响,溶蚀孔洞和裂缝充填现象比较严重,包括砂、泥质等机械充填和硅质、方解石等化学充填,这些充填加剧了储层的非均质性。

表1 裂缝、溶洞分类

Table 1 Category of fracture and vug

形态	分类	直径或开度/ μm	地质作用
洞	大溶洞	$>5 \times 10^5$	溶蚀
	中溶洞	$71 \times 10^4 \sim 5 \times 10^5$	
	小溶洞	$7.2 \times 10^3 \sim 1 \times 10^4$	
缝	构造溶蚀缝	大小不等	构造溶蚀
	构造缝	<1	构造
	层间缝	10~200	沉积
	压溶缝	几微米	沉积成岩

1.2 离散缝洞网络模型的提出

上述特征表明缝洞型油藏实际上为一巨大的离散缝洞网络空间。其中的流动既有渗流又有大空间自由流动,是一个复杂的耦合流动系统。应用现有的渗流理论来研究此类油藏的流动机理存在较大困难。为此,笔者提出了离散缝洞网络流动数学模型,旨在描述缝洞型油藏中的真实流动以适应该类油藏研究的需要。

DFVN模型将缝洞型油藏划分为岩块系统(包括基岩、微裂缝和微小溶洞)、裂缝系统和溶洞系统;其中裂缝和溶洞嵌套于岩块中,并相互连接成网络;岩块和裂缝系统视为渗流区域,溶洞系统视为自由流动区域。

2 DFVN流动数学模型

2.1 流动模式分析

2.1.1 岩块和裂缝系统

岩块系统包含基岩、微裂缝(开度 $<100 \mu\text{m}$)以及微小溶洞(最大直径 $<10^4 \mu\text{m}$)3种孔隙空间,具有一定的储集和渗透能力,其流动模式为典型的多孔介质渗流。裂缝系统是指开度大于 $100 \mu\text{m}$ 的大裂缝所组成的裂缝网络系统,裂缝中的流动模型可简化为平行板层流模型,通过流量等效,可写为Darcy方程形式,其流动模式仍可视为渗流。因此,岩块系统和裂缝系统均为渗流区域,其运动方程符合Darcy定律,即

$$-\mu(K_l)^{-1} \cdot \langle V \rangle_l - \nabla \langle p \rangle + \rho f = 0 \quad (1)$$

式中: μ 为流体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; K_l 为渗透率, m^2 ;对于岩块 $l = \text{m}$,对于裂缝 $l = \text{f}$; $\langle v \rangle_l$ 为渗流速度, m/s ; $\langle p \rangle$ 为

多孔介质表征单元体中的平均压力, Pa ; ρ 为流体密度, kg/m^3 ; f 为单位质量力, m/s^2 。

2.1.2 溶洞系统

溶洞的空间尺度较大,均达到厘米级以上,基本在米级,其流动模式为黏性流体的自由流动,为简单起见本文仅考虑牛顿流体,其运动方程如下

$$\mu \nabla^2 v - \nabla p + \rho f = \rho \frac{dv}{dt} \quad (2)$$

式中: v 为流体真实速度, m/s ; p 为流体压力, Pa 。

2.1.3 两种运动模式的统一

由于式(1)和式(2)的微分算子阶数存在差异,同时变量的物理意义也不尽相同;导致两者的耦合存在很大困难^[8-10]。为此,笔者提出了两种流动模式的统一方程,通过选择合适的参数及特征尺度可使该方程简化为Darcy方程或N-S方程,这样避免了耦合边界条件的引入,降低了问题的复杂性;同时方程中可考虑溶洞的充填,趋于实际。统一方程表达式为

$$-\mu(K_l)^{-1} \cdot v + B \frac{\mu}{\phi} \nabla^2 v - \nabla p + \rho f = B \rho \frac{dv}{dt} \quad (3)$$

式中: ϕ 为溶洞内蕴孔隙度;对于岩块和裂缝 $B = 0$,对于溶洞 $B = 1$;对于无充填溶洞 K_v 趋于无穷大。

2.2 数学模型

考虑等温过程的单相流动,结合连续性方程和上述统一流动模式方程可得到DFVN模型的控制微分方程(CEQ)为

$$\begin{cases} -\mu(K_l)^{-1} \cdot v + B \frac{\mu}{\phi} \nabla^2 v - \nabla p + \rho f = B \rho \frac{dv}{dt} \\ \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v) = 0 \end{cases} \quad (4)$$

初始条件为:

$$v(x, 0) = v_0(x), p(x, 0) = p_0(x) \quad (5)$$

第一类边界 Γ_1 上的Dirichlet边界条件为

$$\begin{aligned} v|_{\Gamma_1} = \bar{v}, p|_{\Gamma_1} = \bar{p}, n \cdot \sigma = \bar{T} \text{ 或 } \sigma_{ij} n_j = \bar{T}_i \\ \sigma_{ij} = -p \delta_{ij} + 2\mu e_{ij} \\ e_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right) \end{aligned} \quad (6)$$

第二类边界 Γ_2 上的Neumann边界条件为

$$\frac{\partial v(x, t)}{\partial n} \Big|_{\Gamma_2} = q(x, t) \quad (7)$$

式中: σ 为溶洞系统中黏性流体的应力张量。在渗流区域与自由流动区域界面处自动满足连续性条件。

2.3 模型简化及假定

为研究方便,需对缝洞的几何形态进行一定的简化。假定单条裂缝和单个溶洞都具有规则的几何形状。对于二维问题:裂缝为不同迹长、开度和倾角的直线段,溶洞简化为椭圆或多边形;对于三维问题:裂缝简化为 Baecher 圆盘或 Veneziano 多边形,而溶洞则简化为椭球体或多面体。则控制微分方程式(4)在整个研究区域上的积分表达式为

$$\int_{\Omega} \text{CEQ} \, d\Omega = \sum \int_{(\Omega_m)_i} \text{CEQ} \, d(\Omega_m)_i + \sum \int_{(\bar{\Omega}_f)_j} \text{CEO} \, d(\bar{\Omega}_f)_j + \sum \int_{(\Omega_v)_k} \text{CEQ} \, d(\Omega_v)_k \quad (8)$$

按照上述的简化后,其积分表达式可表达如下

$$\int_{\Omega} \text{CEQ} \, d\Omega = \sum \int_{(\Omega_m)_i} \text{CEQ} \, d(\Omega_m)_i + \sum_{a_j} \int_{(\bar{\Omega}_f)_j} \text{CEO} \, d(\bar{\Omega}_f)_j + \sum \int_{(\Omega_v)_k} \text{CEQ} \, d(\Omega_v)_k \quad (9)$$

式中: a_j 表示第 j 条裂缝的开度。

上述简化使裂缝的维数降低了,其本质是假设物理量沿裂缝开度方向不变,因此问题的复杂度降低,同时计算量也大大减少。

3 DFVN 有限元数值格式

4.1 渗流区域

对于渗流区域,由式(1)可知压力和速度间呈线性关系,此时问题变化为压力单变量问题的求解。在典型单元上压力 p 可近似为

$$p \approx \sum_{i=1}^m \Phi_i p_i = \Phi_l p^e \quad (10)$$

式中: m 为单元节点数; Φ_l 为压力形函数, $l = m, f$; p^e 为单元节点压力。

把式(10)代入式(4)的 Galerkin 等效积分弱形式,可得到渗流区域的有限元计算格式^[11],写成矩阵形式为

$$C\dot{P} + DP = F \quad (11)$$

其中:

$$\dot{p} = \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$C = \sum_e C_m^e + \sum_e C_f^e$$

$$D = \sum_e D_m^e + \sum_e D_f^e$$

$$F = \sum_e F_m^e + \sum_e F_f^e$$

$$C_m^e = \int_{\Omega_m^e} \phi_m C_L \Phi_m^T \Phi_m \, d\Omega_m^e$$

$$C_f^e = a^e \int_{\Omega_m^e} \phi_f C_L \Phi_f^T \, d\Omega_f^e$$

$$D_m^e = \int_{\Omega_m^e} \left(\frac{\partial \Phi_m^T}{\partial x} \frac{K_x}{\mu} \frac{\partial \Phi_m}{\partial x} + \frac{\partial \Phi_m^T}{\partial y} \frac{K_y}{\mu} \frac{\partial \Phi_m}{\partial y} \right) d\Omega_m^e$$

$$K_m = \begin{bmatrix} K_x & 0 \\ 0 & K_y \end{bmatrix}$$

$$D_f^e = a^e \int_{\Omega_m^e} \frac{K_f}{\mu} \frac{\partial \Phi_f^T}{\partial L} \frac{\partial \Phi_f}{\partial L} d\Omega_m^e$$

$$F_f^e = -a^e \int_{\Omega_m^e} \frac{k_f}{\mu} \frac{\partial \Phi_f^T}{\partial L} \rho f \, d\Omega_f^e$$

$$F_m^e = - \int_{\Omega_m^e} \left(\frac{\partial \Phi_m^T}{\partial x} \frac{K_x}{\mu} \rho f + \frac{\partial \Phi_m^T}{\partial y} \frac{K_y}{\mu} \rho f \right) d\Omega_m^e -$$

$$\int_{\Gamma_2^e} \Phi_m^T q \, d\Gamma_2^e$$

式中: ϕ 为孔隙度; C_L 为流体压缩系数; L 为裂缝延伸方向;上标 e 表示单元。

4.2 自由流动区域

对于自由流动区域,由于压力和速度为非线性关系,因此在求解时均作为变量处理。由于式(4)中速度导数比压力导数低一阶,因此在取插值函数时,其阶数也应不同,以达到较好的计算精度;而压力近似函数与渗流区域相同;速度近似函数为

$$u \approx \sum_{i=1}^n N_i u_i = Nu^e \quad (12)$$

$$u \approx \sum_{i=1}^n N_i w_i = Nw^e \quad (13)$$

式中: $n (> m)$ 为速度场单元节点数; N 为形函数; u^e 为 x 方向速度单元节点向量; w^e 为 y 方向速度单元节点向量。

把式(10)、式(12)和式(13)代入式(4)的 Galerkin 等效积分弱形式可得到自由流动区域的有限元计算格式,写成矩阵形式如下

$$\begin{bmatrix} C_{uu} & 0 & 0 \\ 0 & C_{ww} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \dot{u} \\ \dot{w} \\ 0 \end{Bmatrix} + \begin{bmatrix} D_{uu} & D_{uw} & D_{up} \\ D_{wu} & D_{ww} & D_{wp} \\ D_{pu} & D_{pw} & 0 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} u \\ w \\ p \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} F_u \\ F_w \\ 0 \end{Bmatrix} \quad (14)$$

其中

$$C_{ii} = \sum_e C_{ii}^e \quad \dot{u} = \frac{\partial u}{\partial t} \quad \dot{w} = \frac{\partial w}{\partial t}$$

$$D_{ij} = \sum_e D_{ij}^e \quad F_i = \sum_e F_i^e$$

$$C_{uu}^e = C_{ww}^e = \int_{\Omega_v^e} \frac{\rho}{\phi} N^T N \, d\Omega_v^e$$

$$\begin{aligned}
 D_{uu}^e &= \int_{\Omega_v^e} \frac{\mu}{K_v} N^T N d\Omega_v^e + \int_{\Omega_v^e} 2 \frac{\mu}{\phi} \frac{\partial N^T}{\partial x} \frac{\partial N}{\partial x} d\Omega_v^e + \\
 &\int_{\Omega_v^e} \frac{\mu}{\phi} \frac{\partial N^T}{\partial x} \frac{\partial N}{\partial y} d\Omega_v^e \\
 D_{up}^e &= - \int_{\Omega_v^e} \frac{\partial N^T}{\partial x} \Phi d\Omega_v^e \\
 D_{uw}^e &= D_{wu}^e = \int_{\Omega_v^e} \frac{\mu}{\phi} \frac{\partial N^T}{\partial x} \frac{\partial N}{\partial x} d\Omega_v^e \\
 D_{wp}^e &= - \int_{\Omega_v^e} \frac{\partial N^T}{\partial x} \Phi d\Omega_v^e \\
 D_{pu}^e &= D_{pw}^e = - \int_{\Omega_v^e} \Phi^T \frac{\partial N}{\partial x} d\Omega_v^e \\
 D_{uw}^e &= \int_{\Omega_v^e} \frac{\mu}{K_v} N^T N d\Omega_v^e + \int_{\Omega_v^e} 2 \frac{\mu}{\phi} \frac{\partial N^T}{\partial x} \frac{\partial N}{\partial x} d\Omega_v^e + \\
 &\int_{\Omega_v^e} \frac{\mu}{\phi} \frac{\partial N^T}{\partial x} \frac{\partial N}{\partial y} d\Omega_v^e \\
 F_u^e &= \int_{\Gamma_1^e} N^T \bar{T}_x d\Gamma_1^e + \int_{\Omega_v^e} N^T \rho f_x d\Omega_v^e \\
 F_v^e &= \int_{\Gamma_1^e} N^T \bar{T}_y d\Gamma_1^e + \int_{\Omega_v^e} N^T \rho f_y d\Omega_v^e
 \end{aligned}$$

式中: $i, j = u, \omega, p; f_x, f_y$ 为单位体积力分量。

式(14)和式(11)通过引入界面处压力和速度的连续性条件即可形成 DFVN 模型的有限元计算格式。对两方程采用相同的时间离散格式,笔者采用向后差分格式,可得到最终的有限元计算格式。

4 算例分析

4.1 本文方法验证

在此将引入耦合边界条件的方法统称为两域法,把本文的方法称为单域法。验证模型采用经典的 Beavers 和 Joseph 实验模型,如图 1 所示。模型中的流动为充分发展的层流, $p_0 = 0.5 \text{ Pa}, p_b = 0.0 \text{ Pa}, b = 0.5 \text{ m}, h = H = 0.1 \text{ m}$,两个区域的压力梯度为 1.0 Pa/m ,各向同性多孔介质的渗透率 K 为 $1 \times 10^{-6} \text{ m}^2$ 。在有限元计算时,采用二次三角形单元,在界面处网格予以加密。

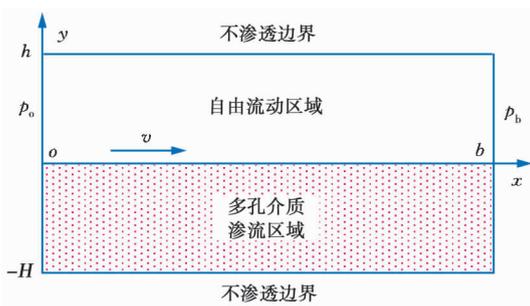


图1 耦合流动系统

Fig. 1 Schematic of coupling flow system

图 2 表明本文方法与传统的两域法所得的速度分布基本一致,从而验证了本文方法的正确性。在应用两域法时,多孔介质中应用 Brinkman 方程,自由流动区域应用 Stokes 方程,交界面采用速度连续而应力跳跃条件;有关两域法的详细内容可参考文献^[12]。

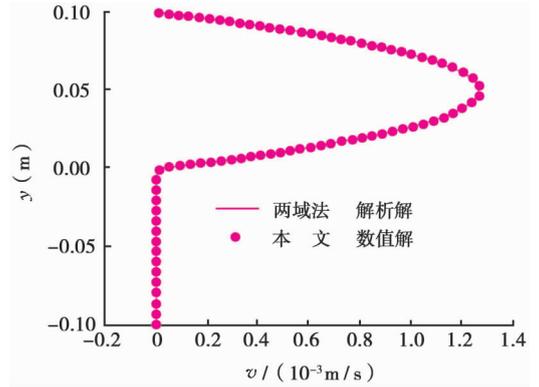


图2 本文数值解与两域法解析解的比较

Fig. 2 Comparison between the analytical solution with two domain approach and the numerical solution of this paper

4.2 DFVN 算例分析

封闭边界 DFVN 模型如图 3 所示;各向同性均质岩块的渗透率 K_m 为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为 0.1;图中黑色粗线表示大裂缝,其开度 a 为 $1000 \mu\text{m}$,无充填;黑色细线表示小裂缝,其开度 a 为 $200 \mu\text{m}$,无充填;裂缝渗透率 K_f 为 $a^2/12$;溶洞均无充填 K_v 为 ∞ ;流体密度 ρ 为 800 kg/m^3 ,黏度 μ 为 $10 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,流体的压缩系数 C_L 为 $10 \times 10^{-10} \text{ MPa}^{-1}$;油藏初始压力 p_0 为 40 MPa ,定压生产井井底压力 p_w 为 20 MPa 。计算时,渗流区域中的压力单元为 2 阶,溶洞系统中的速度单元为 4 阶,压力单元为 2 阶。采用三角网格对区域进行

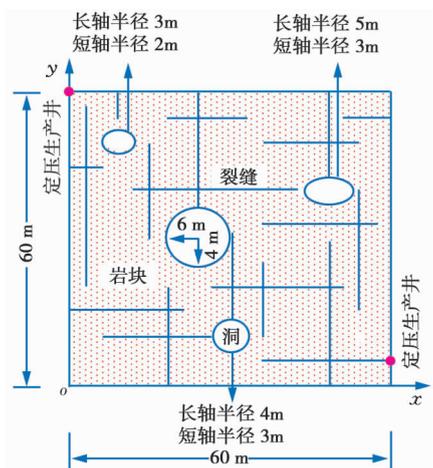


图3 DFVN 算例模型示意图

Fig. 3 schematic of DFVN sample model

剖分,在裂缝与溶洞交汇点以及生产井处予以网格加密。

图 4 为不同时刻的压力分布,可以看到两口井对油藏的影响程度有着显著的区别:与缝洞网络相连通的井是油藏压力系统的主控因素,油藏中的流体通过缝洞网络迅速流向该井,其产量远高于岩块系统中的

井。图 5 为 8 640 s 时的速度分布,图中白色箭头表示相对较小流速,红色箭头代表较大流速。从图 4 和图 5 可看到,由于缝洞的存在导致了油藏强烈非均质性,其中的流动非常混乱,但其特点也是非常明显的:缝洞网络中的流速远大于岩块系统,在溶洞与裂缝的交汇处达到最大;流体主要经由缝洞网络系统流向生产井。

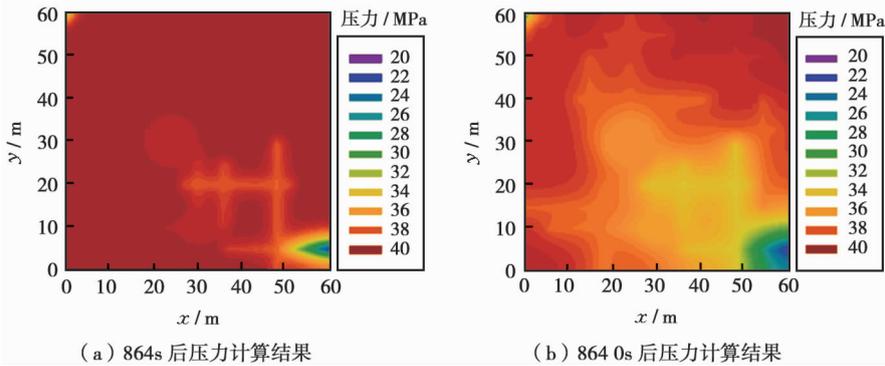


图 4 不同时刻压力分布图

Fig. 4 Pressure distribution of reservoir at different time

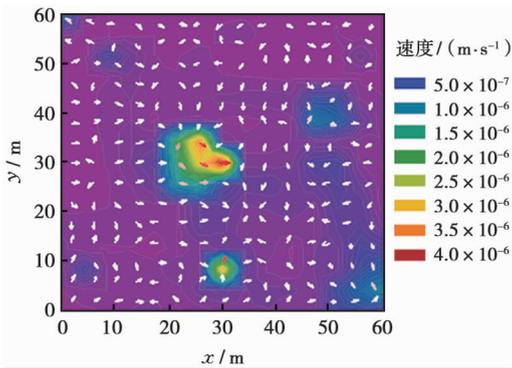


图 5 不同时刻速度分布

Fig. 5 Velocity distribution of reservoir

从上述算例可看到,DFVN 模型能够有效地描述出缝洞型油藏中的基本流动特征:①在生产中,缝洞网络系统的压力下降明显,而岩块系统中的压力下降相对较慢;流动主要发生在缝洞网络中。②溶洞中的压力传播很快,在短时间内即可形成一等势体,因此在任意时刻溶洞中的压力处于同一水平。③当井不与缝洞网络连通时,缝洞网络对油藏开发动态的影响是有限的;但当井筒与缝洞网络连通时,油藏的开发动态会受到很大的影响;其开发动态与常规油藏有很大区别,表现为初期产量高,稳定期较长,地层压力变化快。

6 结 论

(1) 针对缝洞型油藏储层的特点,提出了离散缝洞网络流动数学模型,阐述了 DFVN 模型的基本原

理,并建立了相应的有限元数值计算格式通过经典模型验证了本文方法的正确性。实例分析结果表明,DFVN 模型能够有效地描述出缝洞型油藏的基本流动特征,是一种具有发展前景的新模型。

(2) 由 DFVN 模拟结果可知,在实际油藏开发中,裂缝和溶洞的识别及其连通性描述对于缝洞型油藏尤为重要,是提高此类油藏开发水平的关键因素;同时该类油藏的地层压力变化快,呈现很强的非均质性,应及时给地层补给能量。

参 考 文 献

[1] 赵敏,康志宏,刘杰. 缝洞型碳酸盐岩储集层建模与应用[J]. 新疆石油地质,2008,29(3):318-320.
Zhao Min, Kang Zhihong, Liu Jie. Modeling and application of fractured vuggy carbonate reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(3): 318-320.

[2] 刘中春,李江龙,吕成远,等. 缝洞型油藏储集空间类型对油井含水率影响的实验研究[J]. 石油学报,2009,30(2): 271-274.
Liu Zhong Chun, Li Jianglong, Lü chengyuan, et al. Expenimental study on effect of reservoir space types on water Cut of wells in karstic-fractured Carbonate reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 271-274.

[3] 张希明,杨坚,杨秋来,等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术[J]. 石油学报,2004,25(1):13-18.
Zhang Ximing, Yang Jian, Yang Qiulai, et al. Reservoir description and reserves estimation techique for fracture-cave type Carbonate reservoir in Tahe Oilfield[J]. Acta Petrelei Sinica, 2004, 25(1):13-18.

[4] Wu Yushu, Qin Guan, Ewing R, et al. A multiple-continuum ap-

- proach for modeling multiphase flow in naturally fractured vuggy petroleum reservoirs[R]. SPE 104173, 2006.
- [5] Kang Z, Wu Yushu, Li J, et al. Modeling multiphase flow in naturally vuggy petroleum reservoirs[R]. SPE 102356, 2006.
- [6] Wu Yushu, Economides C E, Qin Guan, et al. A triple-continuum pressure-transient model for a naturally vuggy reservoir[R]. SPE 110044, 2007.
- [7] 姚军, 王子胜. 缝洞型碳酸盐岩油藏试井解释理论与方法[M]. 山东东营: 中国石油大学出版社, 2007.
Yao jun, Wang Zisheng. Theory and method for well test interpretation in fractured carbonate reservoirs[M]. ShandongDongying: China university of petroleum press, 2007.
- [8] O-TAPIA J, Whitaker S. Momentum transfer at the boundary between a porous medium and a homogeneous fluid-I; theoretical development[J]. Int. J. Heat Mass Transfer. 1995, 38(14): 2635-2646.
- [9] O-TAPIA J, Whitaker S. Momentum transfer at the boundary between a porous medium and a homogeneous fluid-II; comparison with experiment [J]. Int. J. Heat Mass Transfer. 1995, 38(14): 2647-2655.
- [10] Popove P, Bi Linfeng, Efendiev Y, et al. Multiphysics and multi-scale methods for modeling fluid flow through naturally fractured vuggy carbonate reservoirs[R]. SPE 105378, 2007.
- [11] 署恒木, 全兴华. 工程有限单元法[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2003.
Shu Hengmu, Tong Xinghua. Finite element method in engineering [M]. ShangdongDongying: University of petroleum press, 2003.
- [12] Deng C, Martinez D M. Viscous flow in a channel partially filled with a porous medium and with wall suction[J]. Chemical Engineering Science, 2005, 60: 329-336.

(收稿日期 2009-10-13 改回日期 2009-12-20 编辑 黄小娟)