

文章编号:1673-5005(2010)03-0072-04

碳酸盐岩缝洞型油藏网络模型

郑松青^{1,2}, 李 阳^{1,3}, 张宏方²

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石化勘探开发研究院, 北京 100191;
3. 中石化 油田勘探开发事业部, 北京 100029)

摘要:碳酸盐岩缝洞型油藏储层中,溶洞是主要的储集空间,裂缝是流体流动的主要通道,二者内部流动阻力差异很大。针对缝洞型储层呈离散介质的特征,提出缝洞网络模型,并在此基础上建立油水两相流数学模型。采用随机建模和历史拟合相结合的方法对 TK472CH 单井缝洞单元的生产特征进行模拟。结果表明:产油量的拟合误差为 $5.58 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$,含水率的拟合误差为 12.31%,均在误差许可范围内,验证了模型的合理性;与耦合型数学模型相比,该模型简化了缝洞型油藏的表征参数,计算成本低,可进行大规模的工程应用。

关键词:缝洞型油藏;网络模型;离散介质;流体流动

中图分类号:TE 344 文献标志码:A doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2010.03.015

Fracture-cavity network model for fracture-cavity carbonate reservoir

ZHENG Song-qing^{1,2}, LI Yang^{1,3}, ZHANG Hong-fang²

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;
2. Petroleum Exploration and Production Institute, SINOPEC, Beijing 100191, China;
3. Department of Oilfield Exploration and Development, SINOPEC, Beijing 100029, China)

Abstract: In fracture-cavity carbonate reservoir, cavity is the most important storage space and fracture is the main flow path, and the flow resistance of fracture is different from that of cavity. A fracture-cavity network model was proposed according to discrete media characteristics of fracture-cavity reservoir. And an oil-water two-phase flow model was established. The methods of stochastic modeling and history matching were combined to simulate the production performance of TK472CH single well fracture-cavity unit. The results show that the fitting errors of oil production rate and water cut are $5.58 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ and 12.31% respectively, which are in the acceptable fitting error range. Compared with the coupled model, the reservoir description parameters are simplified and computation cost decreases, so this model could be applied to large-scale engineering project.

Key words: fracture-cavity reservoir; network model; discrete media; fluid flow

塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏是在多期构造运动和岩溶叠加共同作用下形成的改造型油藏,分布连续性差,其储层发育、压力、流体流动、开发等特征与碎屑岩油藏和一般裂缝性碳酸盐岩油藏有很大不同^[1-5]。前人研究发现,基于常规多重介质渗流模型的预测结果与实际特征明显不符^[2-3],在连续性假设理论上建立的数学模型已经不能满足缝洞型油藏开发的需要。针对这一情况,一些学者提出采用达西方程(或 Brinkman 方程)和 Navier-

Stokes 方程(或 Stokes 方程)耦合的方式来解决这一问题^[6-8],但这种方法存在两方面的不足:一是计算量大,难以进行大规模的工程应用;二是用 N-S 方程(或 Stokes 方程)描述流体流动时需要提供流动空间的几何形状,在目前的储层识别预测技术水平下,难以提供有效的地质模型。笔者在前人工作的基础上,针对缝洞型储层的特征,提出缝洞网络模型,并在此基础上建立油水两相流数学模型,利用该模型对单井缝洞单元的生产特征进行模拟。

收稿日期:2010-03-31

基金项目:国家“973”重点基础研究计划项目(2006CB202400)

作者简介:郑松青(1982-),男(汉族),山东寿光人,博士研究生,从事碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究。

1 缝洞型储层离散介质特征

塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏储集空间以溶蚀孔洞、裂缝和溶洞为主,构成了复杂的缝洞系统(图1)。与多孔介质相比,缝洞型储层有3方面的不同。

(1)溶洞是最主要的储集空间。根据岩心分析结果,储层基质孔隙度均小于2%(有效孔隙度下限),仅有1%的样品渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (有效厚度渗透率下限),基本不具备储渗意义,成为储集体内的渗流屏障。在基质的封隔作用下,溶洞在空间呈孤立、随机的分布状态。

(2)溶洞和溶洞之间通过裂缝沟通。塔河油田奥陶系储层裂缝发育密度很低,约为2~11条/m,且充填严重,裂缝体积仅占全部储集空间体积的2%,对油气储集贡献有限,却是溶洞和溶洞之间重要的沟通通道。裂缝沟通与连续介质沟通有很大不同,反映在生产上就是高产稳产井旁可出现干井,稳产井与非稳产井交叉分布,一些相距较远的井组之间可能是相互连通的,而相邻的井组却互不相通^[3-4]。

(3)溶洞和裂缝内流体流动阻力差异很大。对本区生产起主要作用的溶洞尺度在100 mm以上,最大的达几十米^[2-4],而裂缝充填严重,97.6%的裂缝开度小于1 mm,从而导致溶洞内流体的流动阻力远小于裂缝内流体的流动阻力。

上述特征表明,将缝洞型储层视作流体流动的连续场是不合理的。缝洞型储层具有离散介质的特征。

图1 缝洞型储层发育特征

Fig.1 Development characteristics of fracture-cavity reservoir

2 数学模型的建立

鉴于缝洞型储层离散介质的特征,提出缝洞网络模型。在该模型中,不考虑基岩的储渗作用,认为溶洞是最主要的储集空间,溶洞和溶洞之间以及溶

洞和井之间通过裂缝沟通,忽略裂缝的储集作用(图2)。这里裂缝和溶洞的概念并不是绝对的,裂缝和溶洞的划分是由其作用决定的,也就是说,一些尺度比较小、主要作为流体流动通道的溶洞也被纳入了裂缝的范畴,反之亦然。

图2 缝洞网络模型

Fig.2 Fracture-cavity network model

在缝洞网络模型的基础上,建立油水两相流数学模型。由于缝洞型储层溶洞尺度较大,流体在其中可以很快达到平衡,因此该模型不考虑溶洞内流体流动的具体形式,将其视作等势体,压力损失主要发生在裂缝中,假设流体在裂缝中的流动为线性渗流。

假设有 n 个溶洞,以第 i 个溶洞为研究对象建立方程,流体流入为正,流出为负(图3)。

图3 缝洞网络模型流体流动示意图

Fig.3 Schematic drawing of fluid flow in fracture-cavity network model

地层条件下,根据油藏物质平衡方程有

$$C_{ti} V_{pi} \frac{dp_i}{dt} = q_{oi}(t) + q_{wi}(t). \quad (1)$$

根据达西定律有

$$q_{oi}(t) = \sum_{j=1}^n (p_j - p_i + \beta \rho_{ij} g D_{ij}) \frac{\alpha k_{ij} K_{roij} A_{ij}}{\mu_o L_{ij}}. \quad (2)$$

$$q_{wi}(t) = \sum_{j=1}^n (p_j - p_i + \beta \rho_{ij} g D_{ij}) \frac{\alpha k_{ij} K_{rwi} A_{ij}}{\mu_w L_{ij}}. \quad (3)$$

令 $J_{oij} = \frac{\alpha k_{ij} A_{ij}}{\mu_o L_{ij}}$, $J_{wij} = \frac{\alpha k_{ij} A_{ij}}{\mu_w L_{ij}}$, 并将式(1)~(3)联立,得

$$C_{ti} V_{pi} \frac{dp_i}{dt} = \sum_{j=1}^n (p_j - p_i + \beta \rho_{ij} g D_{ij}) (J_{oij} K_{roij} + J_{wij} K_{rwi}). \quad (4)$$

式中, C_i 为溶洞的综合压缩系数, MPa^{-1} ; V_p 为溶洞的孔隙体积, m^3 ; p 为溶洞内压力, MPa ; q_o, q_w 分别为地层条件下的产油量和产水量, $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$; ρ_{ij} 为洞 i 和洞 j 之间流动通道内流体的密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; D_{ij} 为洞 i 和洞 j 的高度差, m ; k_{ij} 为洞 i 和洞 j 之间流动通道的等效渗透率, μm^2 ; A_{ij} 为洞 i 和洞 j 之间流动通道的等效截面积, m^2 ; L_{ij} 为洞 i 和洞 j 之间流动通道的等效长度, m ; K_o, K_w 分别为油、水的相对渗透率; μ_o, μ_w 分别为油、水的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; J_o, J_w 分别为采油指数和产水指数, $\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1} \cdot \text{d}^{-1}$; α, β 为系数, $\alpha = 1.157 \times 10^{-2}, \beta = 10^{-6}$ 。

利用隐式有限差分法对式(4)进行离散:

$$p_i^{t+1} - p_i^t = R_i \sum_{j=1}^n p_j^{t+1} J_{ij} - T_i p_i^{t+1} + G_i.$$

其中

$$R_i = \frac{\Delta t}{E_i}, T_i = \frac{\Delta t \sum_{j=1}^n J_{ij}}{E_i}, G_i = \frac{\Delta t}{E_i} \sum_{j=1}^n \beta \rho_{ij} g D_{ij} J_{ij},$$

$$E_i = C_{ui} V_{pi}, J_{ij} = J_{oij} K_{roij} + J_{wij} K_{rwij}.$$

矩阵形式为

$$\begin{pmatrix} p_1^t \\ p_2^t \\ \vdots \\ p_n^t \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} R_1 J_{11} - 1 - T_1 & R_1 J_{12} & \cdots & R_1 J_{1n} \\ R_2 J_{21} & R_2 J_{22} - 1 - T_2 & \cdots & R_2 J_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_n J_{n1} & R_n J_{n2} & \cdots & R_n J_{nn} - 1 - T_n \end{pmatrix} \times$$

$$\begin{pmatrix} p_1^{t+1} \\ p_2^{t+1} \\ \vdots \\ p_n^{t+1} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} G_1 \\ G_2 \\ \vdots \\ G_n \end{pmatrix}.$$

即

$$\mathbf{P}^t = -\mathbf{M}\mathbf{P}^{t+1} - \mathbf{G}.$$

$t+1$ 时刻的压力矩阵为

$$\mathbf{P}^{t+1} = -\mathbf{M}^{-1}(\mathbf{P}^t + \mathbf{G}). \quad (5)$$

式中, $\mathbf{P}$ 为压力矩阵; $\mathbf{M}$ 为系数矩阵; $\mathbf{G}$ 为重力项矩阵。

在该模型中, 溶洞作为等势体, 油藏描述时仅须描述其储集空间体积和综合压缩系数即可, 与耦合型数学模型^[6-8]相比, 大大简化了表征参数, 降低了储层识别的精度要求, 且数学模型比较简单, 计算成本低, 可以进行大规模的现场应用。

模型中的地质参数有两种确定方法: 一是在目前连续地质模型的框架下, 采用渗透率合成的方法计算等效渗透率^[9], 而等效面积和等效长度则直接依据地质模型网格确定; 二是采用历史拟合和随机

建模相结合反演的方法确定。由于第一种方法的计算量较大, 地质模型的精度也难以满足要求, 本文中采用第二种方法。

3 相对渗透率的确定方法以及井与底水的处理

3.1 相对渗透率的确定方法

溶洞之间通过裂缝沟通, 这与连续介质沟通有很大不同。一方面, 受裂缝和溶洞相对位置的影响, 在驱替过程中只有当溶洞内的含水饱和度大于某一下限 S_{wl} 后, 才会油水同出, 含水饱和度高于某上限 S_{wu} 后, 溶洞内仅有水采出; 另一方面, 由于流体在裂缝中流动, 可以忽略毛管力^[5,10]。因此, 本文中采用图4所示的相渗曲线。

图4 相渗曲线

Fig.4 Relative permeability curve

3.2 井的处理方法

在计算过程中, 井仍然可以视作溶洞, 只是需要依据其生产制度的不同修改其压力的计算方法。假设溶洞 i 为生产井。

定压生产: 设 $t+1$ 时刻生产压力为 p_0 , 离散后有

$$p_i^{t+1} = p_0. \quad (6)$$

定产液量生产: 设 $t+1$ 时刻产液量(或注入量)为 q_i , 则

$$q_i = \sum_{j=1}^n (p_j - p_i + \rho_{ij} g D_{ij}) J_{ij}.$$

离散后有

$$q_i = J_{i1} p_1^{t+1} + J_{i2} p_2^{t+1} + \cdots + (J_{ii} - \sum_{j=1}^n J_{ij}) p_i^{t+1} + \cdots + J_{in} p_n^{t+1} + \sum_{j=1}^n \rho_{ij} g D_{ij} J_{ij}.$$

3.3 底水的处理方法

如果底水能量充足, 可将之等效为定压、含水饱和度为1的溶洞, 压力计算方法可参照式(6); 如果能量有限, 可将其设为孔隙体积比较大、含水饱和度为1的溶洞, 压力计算方法可参照式(5)。

4 模拟实例

利用上述模型,采用随机建模和历史拟合相结合的方法,对 TK472CH 缝洞单元的生产特征进行模拟。缝洞单元为缝洞型油藏的基本开发单元,具有独立的压力系统。该缝洞单元位于艾协克 2 号构造北部,顶部构造深度为 5.543 5 km,油水界面深 6 km,地质储量 41×10^4 t,地层原油黏度为 36.199 mPa·s,原油体积系数为 1.1264。单元内仅有一口生产井,即 TK472CH 井,2003 年 8 月 12 日完钻,目前生产层段为 5.527 99~5.952 30 km。

模拟方法:在保证地质储量和油水关系一定的前提下,采用随机建模的方法生成一系列缝洞网络模型,根据模拟结果与实际生产的对比,确定最合适

的地质模型,在该地质模型的基础上,进一步进行历史拟合,直到满足精度要求。模拟采用定产液量生产的方式。模拟结果见图 5。

定义拟合误差为

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (V_{ci} - V_{mi})^2}{N}}$$

式中, V_c , V_m 分别为拟合变量的实际值和模拟值,在本例中拟合变量为产油量和含水率; N 为拟合总点数。

在本例中,产油量的拟合误差为 $5.58 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$,含水率的拟合误差为 12.31%。与碎屑岩油藏不同,缝洞型油藏生产井产量波动性强^[11],拟合难度大,这种模拟误差是可以接受的。

图 5 模拟结果

Fig. 5 Simulated results

5 结 论

(1) 塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏储层具有离散介质特征。不考虑基质的储渗作用,认为溶洞是最主要的储集空间,裂缝是溶洞间的沟通通道,忽略裂缝的储集作用,可以据此建立缝洞网络模型。

(2) TK472CH 单井缝洞单元的生产特征模拟结果验证了本文中模拟方法的可行性。

(3) 与耦合型数学模型相比,缝洞网络模型简化了油藏描述参数,计算成本低,可以进行大规模的工程应用。

参考文献:

- [1] 焦方正,杨坚. 塔河碳酸盐岩油田开发实践与认识 [C]//焦方正. 塔河油气田开发研究论文集. 北京:石油工业出版社,2006:1-7.
- [2] 杨坚,王忠东,鲁新便,等. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发与展望 [C]//焦方正. 塔河油气田开

发研究论文集. 北京:石油工业出版社,2006:8-16.

- [3] 鲁新便,李峰,杨敏,等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油气藏缝洞单元研究及其开发意义 [C]//焦方正. 塔河油气田开发研究论文集. 北京:石油工业出版社,2006:17-23.
- [4] 康志宏,鲁新便,杨敏. 塔河奥陶系碳酸盐岩油藏地质与动态储层评价 [C]//焦方正. 塔河油气田开发研究论文集. 北京:石油工业出版社,2006:60-67.
- [5] 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 Jiang-long, LÜ Cheng-yuan, et al. Experimental 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.
- [6] 刘学利,彭小龙,杜志敏,等. 油水两相流 Darcy-Stokes 模型 [J]. 西南石油大学学报,2007,29(6):89-93.
LIU Xue-li, PENG Xiao-long, DU Zhi-min, et al. Oil water two phases flow Darcy-Stokes model [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007,29(6):89-93.

(下转第 79 页)

(2) 裂缝半长、裂缝宽度及表皮因子改善对产能的贡献随渗透率比增加而增大,但这种趋势随着渗透率比的进一步增加变得非常平缓。裂缝宽度存在一个最优值,超过这个值,增大缝宽不会给生产带来明显经济效益。

(3) 对于低渗储层,增大裂缝宽度的潜力小于裂缝半长,且裂缝半长更容易实现,因此现场施工应着眼于增大裂缝半长。

参考文献:

- [1] 王满学. 油基冻胶压裂液在特殊油气藏的应用[J]. 石油钻探技术, 2000, 28(6): 38-39.
WANG Man-xue. Application of oil-base fracturing fluid in special oil & gas reservoir [J]. Drilling Petroleum Techniques, 2000, 28(6): 38-39.
- [2] 崔显涛, 马玉生, 焦保富. 特低渗油田水力压裂参数优化研究[J]. 石油钻探技术, 2001, 29(5): 61-63.
CUI Xian-tao, MA Yu-sheng, JIAO Bao-fu. Study on optimum hydraulic fracturing parameter in the lowest permeable reservoir [J]. Drilling Petroleum Techniques, 2001, 29(5): 61-63.
- [3] 龙毅, 左燕春, 潘金明. 低渗储层压裂技术应用效果评价[J]. 天然气工业, 2003, 23(增刊): 127.
LONG Yi, ZUO Yan-chun, PAN Jin-ming. Result evaluation of fracturing techniques for low permeability reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(sup): 127.
- [4] 王建栋. 塔河油田石炭系低孔低渗砂砾岩储层水力加砂压裂技术探讨[J]. 石油钻探技术, 2003, 31(2): 55-56.
WANG Jian-dong. Discussion on hydraulic sand fracturing technique in low porous low permeable sand reservoirs of carboniferous system in Tahe Oilfield [J]. Drilling Petroleum Techniques, 2003, 31(2): 55-56.
- [5] 杨丙秀, 蒋廷学, 丁云宏. 低孔低渗储集层探井低伤害压裂技术研究与应用[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 119-121.
YANG Bing-xiu, JIANG Ting-xue, DING Yun-hong. Low damage fracturing technology for exploration wells in low porosity and permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 119-121.
- [6] 杨正明, 张松, 张训华. 气井压后稳态产能公式和压裂数值模拟研究[J]. 天然气工业, 2003, 23(4): 74-76.
YANG Zheng-ming, ZHANG Song, ZHANG Xun-hua. The steady-state productivity formula after fracturing for gas wells and fracturing numerical simulation [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(4): 74-76.
- [7] 王掌洪, 张士诚, 王玉芳. 低渗气藏水平井不同完井方式产能预测研究[J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 2003, 18(6): 39-42.
WANG Zhang-hong, ZHANG Shi-cheng, WANG Yu-fang. Productivity prediction of a horizontal gas well in low-permeability gas reservoir under different well completion forms [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2003, 18(6): 39-42.
- [8] 李廷礼, 李春兰. 低渗油气藏压裂水平井产能电解模拟实验研究[J]. 中国海上油气, 2005, 17(6): 389-393.
LI Ting-li, LI Chun-lan. The electrolytic simulation experiment research of fractured horizontal well's productivity in low permeability reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas, 2005, 17(6): 389-393.
- [9] 张学文. 低渗透率油藏压裂直井开发数值模拟研究[J]. 断块油气田, 1998, 5(4): 20-22.
ZHANG Xue-wen. Numerical simulation research of fractured vertical well's productivity in low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 1998, 5(4): 20-22.

(编辑 李志芬)

(上接第75页)

- [7] LIU Xueli, YANG Jian, LI Zongyu, et al. A new methodology on reservoir modeling in the fracture-cavity carbonates rock of Tahe Oilfield [R]. SPE 104429-MS, 2006.
- [8] PENG Xiaolong, QI Zhilin, LIANG Baosheng, et al. A new Darcy-Stokes model for cavity-fractured reservoir [R]. SPE 102751-MS, 2007.
- [9] 赵军, 惠延安, 王平, 等. 非均质油藏的岩石渗透率合成方法研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 101-104.
ZHAO Jun, HUI Yan-an, WANG Ping, et al. Permeability synthesis method for heterogeneous reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 101-104.
- [10] 修乃岭, 耿忠娟, 熊伟, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏开发特征和水动力学模拟[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(2): 72-74.
XIU Nai-ling, GENG Zhong-juan, XIONG Wei, et al. Features and hydrodynamic simulation of fractured-vuggy reservoir development [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(2): 72-74.
- [11] 李江龙, 陈志海, 高树生. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油微观实验模拟研究[J]. 石油实验地质, 2009, 31(6): 1-6.
LI Jiang-long, CHEN Zhi-hai, GAO Shu-sheng. Microcosmic experiment modeling on water driven oil mechanism in fractured-vuggy reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(6): 1-6.

(编辑 李志芬)