

碳酸盐岩油藏缝洞单元离散数值模型及压力响应曲线特征

陈方方¹, 刘曰武^{2,3}, 丁志文¹, 万义钊², 曹文¹, 高大鹏², 李奇²

1. 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院, 库尔勒 841000

2. 中国科学院力学研究所, 北京 100190

3. 中国科学院大学, 北京 100049

摘要 缝洞型碳酸盐岩油藏储集体类型多样, 如何充分利用试井测试资料认识钻遇储层特征是后期挖潜增产的关键, 并且常规解析试井模型中无法考虑井与缝洞的位置关系导致解释结果误差较大。为此, 根据缝洞单元内缝洞与井的分布特征, 分别建立了井钻遇和未钻遇缝洞2种离散数值试井模型, 并进行有限元求解, 分析了缝洞体大小以及缝洞体与井之间距离对井底压力响应曲线的影响。采用该方法对塔里木哈拉哈塘油田14口井测试资料进行试井分析, 结果表明, 受缝洞体的影响, 井底压力响应曲线特征可分为: 缝洞发育-未钻遇缝洞-井在缝洞附近、缝洞发育-钻遇缝洞、钻遇多个连通的缝洞、基质为主-缝洞不发育以及缝洞不发育-钻遇个别缝洞5种类型。

关键词 碳酸盐岩油藏; 缝洞; 试井模型; 压力响应曲线

碳酸盐岩油藏在塔里木盆地十分发育, 其储集空间以缝洞、裂缝和基质孔隙为主。缝洞单元则是指由一个或多个相互连通的缝洞组成的具有统一压力和流体系统的储集体^[1-3]。缝洞单元作为一个独立的油藏, 是缝洞型碳酸盐岩油藏的基本开发单元, 各个单元间的影响可以忽略不计, 结合试井解释结果可以针对单个缝洞单元进行更精细的描述, 从而指导后期的深入开发。近年来, 国内外学者对于碳酸盐岩油藏的试井模型进行了大量研究。Camacho等^[4]提出一种描述缝洞型碳酸盐岩油藏的三重孔隙模型。康志宏^[5]对碳酸盐岩储层试井模型进行总结, 将现有的碳酸盐岩试井模型划分为双重孔隙模型、双渗透率模型和三重介质模型, 研究了这3类试井模型的曲线形态特征, 并对影响曲线形态的储层因素进行了分析。杨坚等^[6]为了解决有限底水碳酸盐岩油藏的试井解释问题, 建立了底水碳酸盐岩油藏三维双孔介质油水两相的数值试井模型。王子胜等^[7]根据塔河油田实际地质资料, 建立缝洞型油藏的三重介质单相流试井解释模型, 并提出了利用遗传算法进行缝洞型油藏试井自动拟合解释新方法。孙贺东等^[8]根据国内外缝洞型碳酸盐岩的研究资料, 对该类油气藏试井理论发展进行综合分析, 总结了该类油气藏

试井曲线的主要特征。杨磊等^[9]通过试井曲线特征分析, 并结合单井静态资料和生产特征, 初步将该油藏渗流介质类型分为基质骨架、定容缝洞、双重介质和串珠状储层。刘曰武、万义钊等^[10-12]根据大型缝洞分布地质特征, 探索性地提出一种板块组合的复合架构离散缝洞模型, 用于描述缝洞型碳酸盐岩油藏中的流体流动。现有试井模型中, 对于井与缝洞的相对位置关系缺乏考虑, 并且对于压力响应曲线特征与储层地质特征之间的关系研究较少^[13-17]。为此, 本文根据缝洞地质特征及其与井的相对位置关系, 分别建立井钻遇缝洞和井未钻遇缝洞2种离散数值试井模型, 并应用于塔里木哈拉哈塘区块14口井的井底压力响应曲线分析, 探讨压力响应曲线的特征。

1 物理模型及假设条件

根据缝洞单元中缝洞与井的相对位置关系, 分别建立了井钻遇缝洞和未钻遇缝洞2类物理模型, 如图1所示。基本假设条件如下:

1) 单相弱可压缩流体在水平、等厚、顶底封闭的地层中渗流。

收稿日期: 2017-02-05; 修回日期: 2017-06-30

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05004-004)

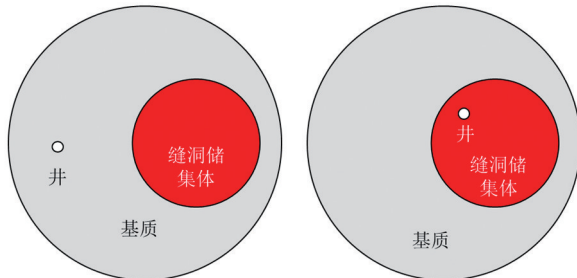
作者简介: 陈方方, 工程师, 研究方向为油气田开发, 电子信箱: chenff-tlm@petrochina.com.cn; 刘曰武(通信作者), 研究员, 研究方向为渗流力学, 电子信箱: lywu@imech.ac.cn

引用格式: 陈方方, 刘曰武, 丁志文, 等. 碳酸盐岩油藏缝洞单元离散数值模型及压力响应曲线特征[J]. 科技导报, 2017, 35(14): 89-95; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2017.14.012

2) 地层中发育1个或多个缝洞,无论井钻遇或未钻遇缝洞,井均以定产量生产。

3) 缝洞与基质区域渗流均满足达西定律。

4) 考虑井筒与表皮效应,忽略重力与毛细管的影响,温度恒定,不考虑其他物理化学作用的影响。



(a) 井未钻遇缝洞模型 (b) 井钻遇缝洞模型

图1 缝洞单元内缝洞与井的物理模型

Fig.1 Physical model of caves and wells in fractured-vuggy units

2 数学模型及求解

2.1 数学模型

对于基质区域,数学模型为

$$\frac{\partial^2 p_{1D}}{\partial x_D^2} + \frac{\partial p_{1D}}{\partial y_D^2} = \frac{1}{C_D e^{2S}} \frac{\partial p_{1D}}{\partial T_D} \quad (1)$$

对于缝洞区域,数学模型为

$$\frac{\partial^2 p_{2D}}{\partial x_D^2} + \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D^2} = \frac{1}{C_D e^{2S}} \frac{\omega}{M} \frac{\partial p_{2D}}{\partial T_D} \quad (2)$$

式中, p_{1D} 为基质系统的无因次压力; p_{2D} 为缝洞系统的无因次压力; T_D 为无因次时间; x_D 为无因次横坐标; y_D 为无因次纵坐标; C_D 为无因次井筒储存系数; S 为表皮系数; ω 为储能比; M 为流度比。

初始条件为

$$p_{1D}(x_D, y_D, 0) = 0 \quad p_{2D}(x_D, y_D, 0) = 0 \quad (3)$$

井筒边界条件为

$$\left. \frac{\partial p_D}{\partial n} \right|_{r_w} = 2\pi \left(-1 + \frac{dp_{wD}}{dT_D} \right) \quad (4)$$

式中, p_D 为任意一点的无因次压力; p_{wD} 为井筒周围的无因次压力; r_w 为井筒边界; n 为法向变量。

缝洞-基质界面条件为

$$P_{1D}(T_D) \Big|_{r_c} = P_{2D}(T_D) \Big|_{r_c} \quad (5)$$

$$\left. \frac{\partial p_{1D}}{\partial n} \right|_{r_c} = M \left. \frac{\partial p_{2D}}{\partial n} \right|_{r_c} \quad (6)$$

式中, r_c 为界面边界。

油藏的封闭与定压边界条件分别为

$$\left. \frac{\partial p_D}{\partial n} \right|_{r_c} = 0 \quad (7)$$

$$p_D \Big|_{r_c} = 0 \quad (8)$$

式中, r_c 为油藏边界。

2.2 模型求解

采用三角形三结点单元,单元插值函数为线性插值,利用伽辽金加权余量法,令权函数为单元插值函数,离散后得基质区域的单元有限元方程为

$$\begin{aligned} & A \left(b_i^2 + c_i^2 + \frac{1}{6C_D e^{2S} \Delta T_D} \right) p_{1Di} + A \left(b_i b_j + c_i c_j + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} \right) p_{1Dj} + \\ & A \left(b_i b_k + c_i c_k + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} \right) p_{1Dk} - \frac{L}{3} \frac{\partial p_{1Di}}{\partial n} - \frac{L}{6} \frac{\partial p_{1D(j,k)}}{\partial n} = \\ & \frac{A}{6C_D e^{2S} \Delta T_D} p_{1Di} + \frac{A}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} p_{1Dj} + \frac{A}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} p_{1Dk} \end{aligned} \quad (9)$$

式中, A 为计算系数矩阵; b_i 为 y 方向计算系数矩阵; c_i 为 x 方向计算系数矩阵; i, j, k 分别为网格点记录符号; ΔT_D 为无因次时间差; L 为缝洞几何特征长度; p_{1Di} 为基质内 i 网格点的无因次压力; p_{1Dj} 为基质内 j 网格点的无因次压力; p_{1Dk} 为基质内 k 网格点的无因次压力。其中

$$A = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & x_i & y_i \\ 1 & x_j & y_j \\ 1 & x_k & y_k \end{bmatrix} \quad b_i = -\frac{1}{2A} \begin{bmatrix} 1 & y_j \\ 1 & y_k \end{bmatrix} \quad c_i = \frac{1}{2A} \begin{bmatrix} 1 & x_j \\ 1 & x_k \end{bmatrix}$$

缝洞区域的有限元方程为

$$\begin{aligned} & AM \left(b_i^2 + c_i^2 + \frac{1}{6C_D e^{2S} \Delta T_D} \right) p_{2Di} + AM \left(b_i b_j + c_i c_j + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} \right) p_{2Dj} + \\ & + AM \left(b_i b_k + c_i c_k + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} \right) p_{2Dk} - \frac{LM}{3} \frac{\partial p_{2Di}}{\partial n} - \frac{LM}{6} \frac{\partial p_{2D(j,k)}}{\partial n} = \\ & \frac{AM}{6C_D e^{2S} \Delta T_D} p_{2Di} + \frac{AM}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} p_{2Dj} + \frac{AM}{12C_D e^{2S} \Delta T_D} p_{2Dk} \end{aligned} \quad (10)$$

式中, p_{2Dj} 为缝洞内 j 网格点的无因次压力; p_{2Di} 为缝洞内 i 网格点的无因次压力; p_{2Dk} 为缝洞内 k 网格点的无因次压力。

井筒边界总流量等于总生产量,可得

$$L \left. \frac{\partial p_{2Dj}}{\partial n} \right|_{r_w} - \frac{1}{2\pi} \frac{p_{wD}}{\Delta T_D} = \frac{1}{2\pi} \left(-1 - \frac{p_{wD}}{\Delta T_D} \right) \quad (11)$$

井筒边界上各点压力相等,均为井底压力,即

$$p_{2Dj} \Big|_{r_w} = p_{wD} \quad (12)$$

联立式(9)、式(10)、式(11)和式(12),由单元刚度方程组成为整体刚度方程,可求得所有结点上各时刻的压力值。

3 井底压力响应曲线及影响因素

3.1 缝洞体大小对井底压力响应曲线的影响

井未钻遇模型的缝洞体大小对井底压力响应曲线的影响如图2所示。井筒储存阶段之后,开始出现径向流动阶段,压力导数为水平0.5线。当压力扩展到缝洞体时,由于缝洞体渗透率高,压力导数曲线下掉形成一个凹形。当压力传过缝洞之后,出现系统径向流,压力导数回到水平0.5线,压力

导数曲线形态与双重介质拟稳态窜流相似。模型中缝洞单元 $A < B < C$, 从图2可以看出, 缝洞体越大压力导数曲线下落的幅度越大, 压力导数曲线的最低点随着缝洞体增大而后移。

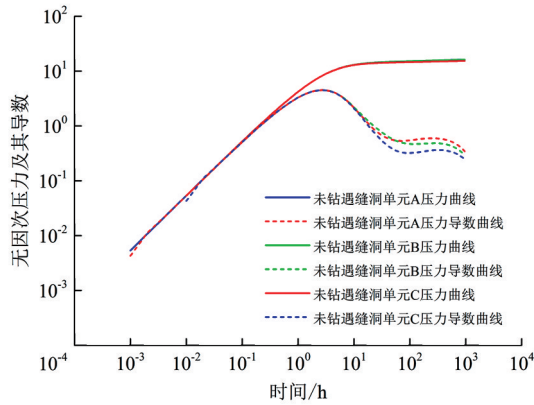


图2 未钻遇模型缝洞体大小对井底压力响应曲线的影响
Fig. 2 Influence of cave volume on transient pressure curves in undrilled model

钻遇模型的缝洞体大小对井底压力响应曲线的影响如图3所示。当井钻遇缝洞体时, 压力导数曲线有2个水平直线段, 第一直线段为缝洞体的径向流, 第二直线段为基质区域的径向流, 两水平直线间有一个过渡段。模型中缝洞单元 $A < B < C$, 从图3可以看出, 缝洞体越大, 缝洞体的径向流持续时间越长, 过渡段开始的时间越晚。

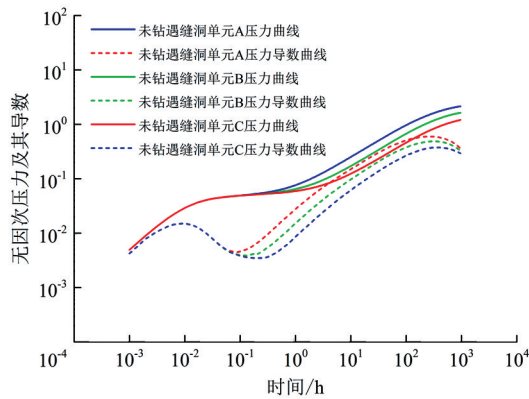


图3 钻遇模型缝洞体大小对井底压力响应曲线的影响
Fig. 3 Influence of cave volume on transient pressure curves in drilled model

3.2 井与缝洞体距离对井底压力响应曲线的影响

未钻遇模型的缝洞体与井之间距离对井底压力响应曲线的影响如图4所示。可以看出, 随着井与缝洞体最近距离的增大, 压力导数曲线开始下降的时间越晚, 并且下降的幅度越小。这是因为当距离越远时, 缝洞体占整个压力波及区域的比例越小, 其对地层压力降落的补充能力越弱。

钻遇模型的缝洞体中心与井之间距离对井底压力响应

曲线的影响如图5所示。可以看出, 由于存在偏心, 压力波先到达距井近的一侧的缝洞体边界, 造成压力导数曲线的抬升。距离越大, 压力导数曲线抬升越早, 并且抬升幅度越大。

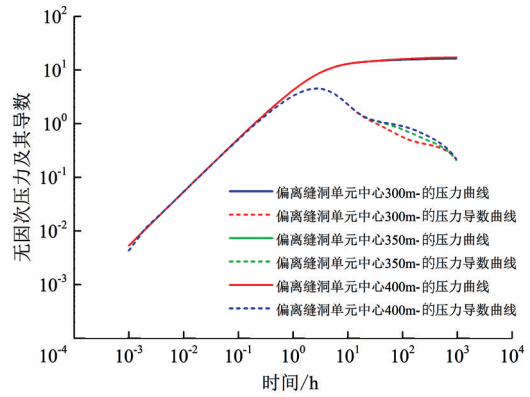


图4 未钻遇模型缝洞体中心与井距离对井底压力响应曲线的影响
Fig. 4 Influence of well-cave distance on transient pressure curves in undrilled model

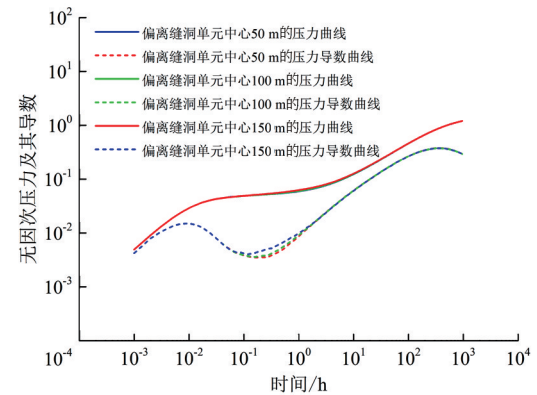


图5 钻遇模型缝洞体中心与井距离对井底压力响应曲线的影响
Fig. 5 Influence of well-cave distance on transient pressure curves in drilled model

4 现场应用

塔里木盆地哈拉哈塘区块表现为西南倾鼻状斜坡构造, 构造较平缓, 受断裂改造作用的影响, 局部沿断裂发育小型背斜、断鼻。岩心和测井获得的基质储层孔隙度在0.1%~1%之间, 渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。地震反射特征表现为“串珠”状强反射、片状反射和杂乱反射, 并且在钻井过程中常出现钻具放空、钻井液漏失的现象, 属于缝洞综合体的共同反映。

根据哈拉哈塘区块单井压恢测试的井底压力响应曲线形态特征及参数解释结果, 将压力响应曲线划分为5种不同的类型, 如图6所示。类型I: 缝洞发育-未钻遇缝洞-井在缝洞附近; 类型II: 缝洞发育-钻遇缝洞; 类型III: 钻遇多个连通

的缝洞;类型IV:基质为主-缝洞不发育;类型V:缝洞不发育-钻遇个别缝洞。

通过总结不同类型压力响应曲线形态与储层特征的对立关系,不仅可以利用分类得出的规律来约束试井解释过程,减小试井解释的多解性,还可以直观地通过测试曲线的形态判断储层的基本特征。以X1井、X5井为例说明缝洞单元油藏数值试井分析过程:

1) 根据井压力恢复测试的压力及其导数双对数曲线判断该井是否钻遇缝洞。X1井曲线形态属于类型I,并在缝洞边缘未钻遇缝洞;X5井曲线形态属于类型II,并钻遇缝洞。

2) 结合缝洞单元地质图勾画数值试井所需的地质模型及网格剖分图,利用本文提出的模型进行曲线拟合分析缝洞

单元物性参数。X1井、X5井的缝洞单元及网格划分如图7和图9所示,X1井、X5井的压力及其导数双对数曲线拟合结果如图8和图10所示。

采用本文提出的离散缝洞模型对哈拉哈塘区块14口井的压力测试资料进行试井解释,解释结果如表1所示。通过统计哈拉哈塘区块各类型压力响应曲线所占比例,以类型I(26.2%)和类型II(53.8%)为主,而造成这2种类型曲线不同的主要因素是井与缝洞的位置关系,可见大尺度的缝洞决定了储层的渗流规律。此外对应储层裂缝发育的压力响应曲线(类型III和类型IV)所占比例达14%,说明缝洞间具有一定的相互干扰。

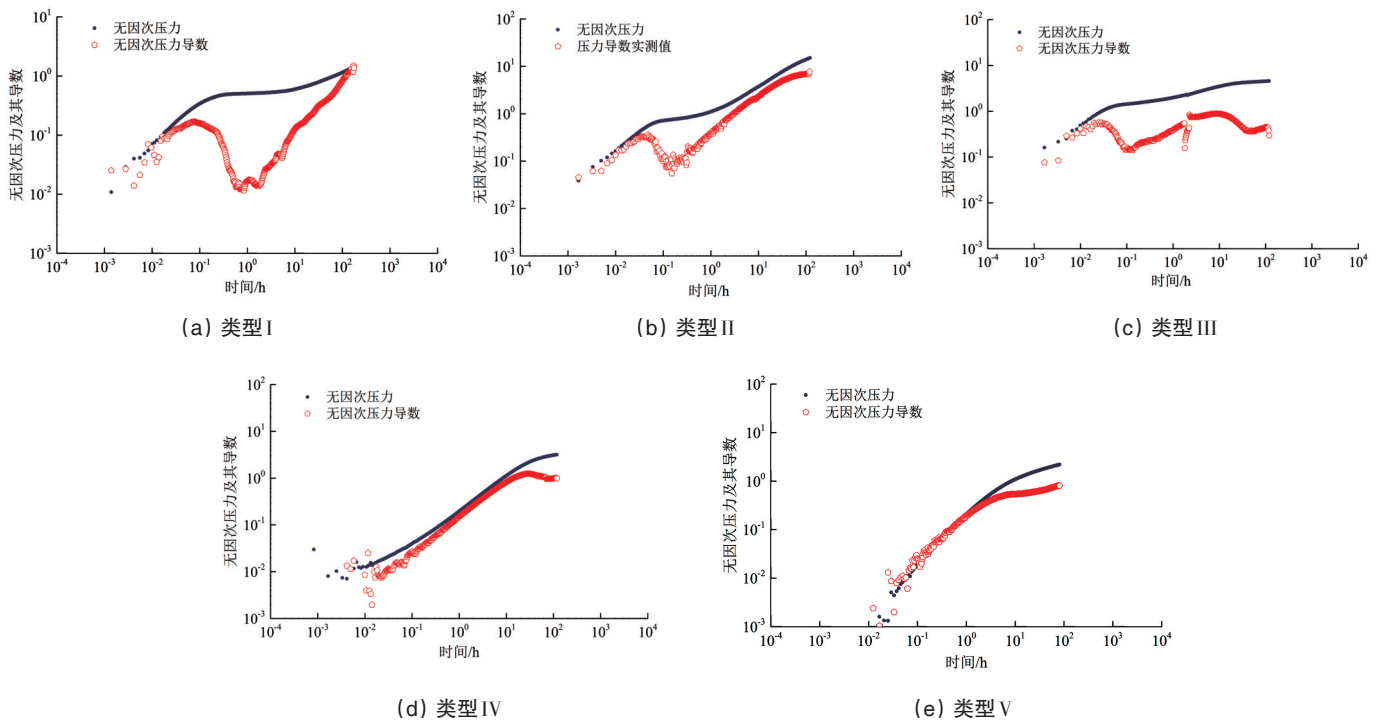


图6 不同类型的压力响应曲线

Fig. 6 Different types of transient pressure curves

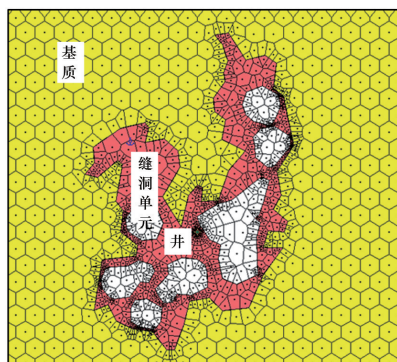


图7 X1井缝洞单元及网格划分

Fig. 7 X1 well cave unit and meshing

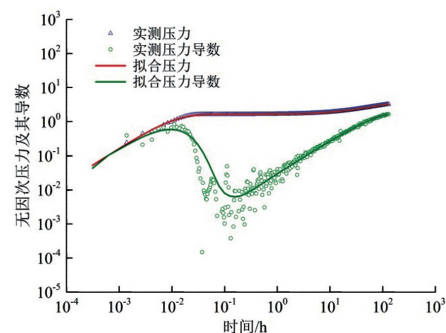


图8 X1井压力及其导数双对数曲线拟合

Fig. 8 X1 well pressure and its derivative double logarithmic fitting curves

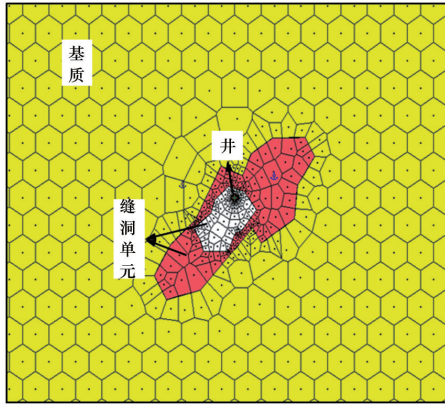


图9 X5井缝洞单元及网格划分
Fig. 9 X5 well cave unit and meshing

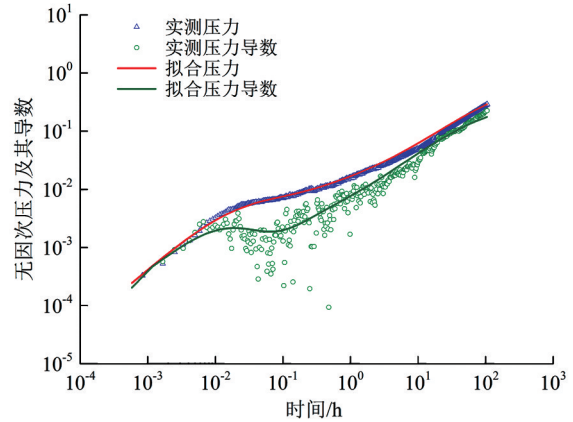


图10 X5井压力及其导数双对数曲线拟合
Fig.10 X5 well pressure and its derivative double logarithmic fitting curves

表1 哈拉哈塘区块典型井压力响应曲线分类及解释成果

Table 1 Classification and interpretation of typical well pressure response curves in Hala Hatang block

曲线类型	井号	压力响应曲线形态	井筒储存系数/(m ³ ·MPa ⁻¹)	表皮系数	渗透率/10 ⁻³ μm ²
类型 I	X1	存在一个明显的下凹段, 呈典型多重介质特征	0.10	48.3	缝洞 19.8, 基质 2.5
	X2		0.70	9.6	缝洞 36.1, 基质 0.3
	X3		0.10	62.5	缝洞 166.7, 基质 1.3
	X4		0.02	81.8	缝洞 48.5, 基质 0.4
类型 II	X5	“倒弯弓”形状, 过渡段持续时间很长	3.30	-5.8	缝洞 319.3, 基质 3.8
	X6		14.40	-5.6	缝洞 122.6, 基质 2.8
	X7		10.30	-4.9	缝洞 743.2, 基质 50.7
	X8		58.10	-6.3	缝洞 280.8, 基质 89.1
类型 III	X9	呈现多峰多谷的特征	0.05	16.9	缝洞 53.9, 基质 1.4
	X10		1.10	-3.2	缝洞 558.3, 基质 79.8
类型 IV	X11	未出现水平径向流段	3.73	-8.9	基质 0.03
	X12		31.40	3.2	基质 3.6
类型 V	X13	井储段较长	12.50	-4.6	缝洞 40.8, 基质 0.65
	X14		11.20	0.6	缝洞 10.1, 基质 0.07

5 结论

根据缝洞与井的分布特征,分别建立了井钻遇缝洞和未钻遇缝洞 2 种离散数值试井模型,采用有限元方法进行求解。针对缝洞体大小以及缝洞与井之间距离 2 种影响因素进行分析,钻遇模型可以考虑井与缝洞体不同心的情况,偏心距离越大,井底压力响应曲线第一个径向流段后期上翘的幅度越大;未钻遇模型的井底压力响应曲线的典型特征是在压

力导数上存在一个下凹段,缝洞体越大,下凹段越明显;缝洞体距离井筒越近,下凹的幅度越大;缝洞体的流度比越大,下凹的幅度越大,但是存在一个极值。

以塔里木哈拉哈塘油田 14 口井为例进行分析,认识了压力响应曲线特征与缝洞发育特征之间的关系,发现压力响应曲线的 5 种类型:缝洞发育-未钻遇缝洞-井在缝洞附近(I),缝洞发育-钻遇缝洞(II),钻遇多个连通的缝洞(III),基质为

主-缝洞不发育(IV),缝洞不发育-钻遇个别缝洞(V)。该油田单井压力响应曲线以类型I和类型II为主。

参考文献(References)

- [1] Mao C, Zhong J H, Li Y, et al. Ordovician carbonate rock matrix fractured-porous reservoir in Tahe oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 681 - 689.
- [2] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 115-121.
Li Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 115 - 121.
- [3] 贾爱林, 闫海军, 郭建林, 等. 不同类型碳酸盐岩气藏开发特征[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 914 - 923.
Jia Ailin, Yan Haijun, Guo Jianlin, et al. Development characteristic for different types of carbonate gas reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 914 - 923.
- [4] Camacho V R, Vasquez C M, Castrejon A R, et al. Pressure transient and decline curve behaviors in naturally fractured vuggy carbonate reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2005, 8(2): 95-112.
- [5] 康志宏. 碳酸盐岩油藏动态储层评价——以塔里木盆地塔河油田为例[D]. 成都: 成都理工大学, 2003.
Kang Zhihong. Evaluation on reservoir of carbonate rock by dynamic analysis-Tahe reservoir in Tarim basin as the the example[D]. Cheng-Du University, 2003.
- [6] 杨坚, 姚军, 王子胜, 等. 底水碳酸盐岩油藏数值试井模型及其应用[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 63-65.
Yang Jian, Yao Jun, Wang Zisheng, et al. Numerical well test model of carbonate oil reservoirs with bottom water and its application[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(6): 63-65.
- [7] 王子胜, 姚军, 戴卫华. 缝洞型油藏试井解释方法在塔河油田的应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007, 22(1): 72-74.
Wang Zisheng, Yao Jun, Dai Weihua. Application of the well test interpretation method for fracturing reservoir in Tahe Oilfield[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007, 22(1): 72-74.
- [8] 孙贺东, 施英, 唐海龙, 等. 三重介质油气藏试井分析研究进展[J]. 油气井测试, 2008, 17(1): 71-74.
Sun Hedong, Shi Ying, Tang Hailong, et al. Study development of well testing analysis for triple medium oil and gas reservoir[J]. Well Testing, 2008, 17(1): 71-74.
- [9] 杨磊, 凌涛, 胥猛生. 英买2缝洞型碳酸盐岩油藏试井曲线特征分析[J]. 油气井测试, 2012, 21(6): 15-17.
Yang Lei, Ling Tao, Xu Mengsheng, et al. Well test curve analysis of YM2 fracture-cave carbonate reservoir[J]. Well Testing, 2012, 21(6): 15-17.
- [10] 刘曰武, 刘慈群. 一类三重介质油藏数学模型的建立及其在试井分析中的应用[J]. 油气井测试, 1992, 4: 7-10.
Liu Yuewu, Liu Ciqun. The establishment of the mathematical model of a class of triple medium reservoir and its application in the test well analysis[J]. Well Testing, 1992, 4: 7-10.
- [11] 刘曰武, 刘慈群. 三重介质油气藏数学模型的建立及其渗流机理的研究[J]. 西南石油学院学报(自然科学版), 1993, 15(1): 87-89.
Liu Yuewu, Liu Ciqun. Study on Mathematical model of three-medium oil and gas reservoir and seepage mechanism[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 1993, 15(1): 87-89.
- [12] 万义钊, 刘曰武. 缝洞型油藏三维离散缝洞数值试井模型[J]. 力学学报, 2015, 47(6): 1000-1008.
Wan Yizhao, Liu Yuewu. Three dimensional discrete-fracture-cavity numerical well test model for fractured-cavity reservoir[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015, 47(6): 1000-1008.
- [13] Teimoori A. Calculation of the effective permeability and simulation of fluid flow in naturally fractured reservoirs[D]. Sydney: University of New South Wales, 2005.
- [14] Hassanpour R M, Manchuk J G, Leuangthong O, et al. Calculation of permeability tensors for unstructured gridblocks[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(10): 65-74.
- [15] Neale G H, Nader W K. The permeability of a uniformly vuggy porous medium[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1973, 13(2): 69-74.
- [16] Golfier F, Lasseux D, Quintard M. Investigation of the effective permeability of vuggy or fractured porous media from a Darcy-Brinkman approach[J]. Computational Geosciences, 2015, 19(1): 63-78.
- [17] Arbogast T, Lehr Heather. Homogenization of a Darcy - Stokes system modeling vuggy porous media[J]. Computational Geosciences, 2006, 10(3): 291-302.

The discrete numerical model and transient pressure curves of fractured–vuggy units in carbonate reservoir

CHEN fangfang¹, LIU Yuewu^{2,3}, DING Zhiwen¹, WAN Yizhao², CAO Wen¹, GAO Dapeng², LI Qi²

1. Research Institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, Petro China, Korla 841000, China

2. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China

3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

Abstract Fractured–vuggy carbonate reservoirs have various types of units, and it is important making a full use of the well test data for revealing the reservoir characteristics and enhancing the oil production. In the conventional analytical well test model, the positional relationship of the well and the fractured–vuggy units can not be properly considered. According to the distribution of the well and the fractured–vuggy units, two kinds of discrete numerical models are proposed, and solved by the finite element method. The influence of the cave volume and the distance between the cave center and the well is analyzed. The measured data of 14 wells in Hala Hatang Oilfield are classified and summarized, and the classification of the reservoir units and the identification methods are analyzed. The well test double logarithmic curves are divided into five types corresponding to different reservoir characteristics: the cave development, no drilling cave, the well near the cave; the cave development, the drilling cave; a number of connected caves of the reservoir; matrix dominant, fracture is not developed; caves are not developed, drilling individual caves.

Keywords carbonate reservoir; fractured–vuggy caves; well test model; transient pressure curves

(责任编辑 韩星明)