

一种致密气藏生产动态分析新方法

卢婷^{1,2}, 王鸣川^{1,2}, 龙胜祥^{1,2}, 田玲钰^{1,2}, 彭泽阳^{1,2}, 赵天逸^{1,2}

¹中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京

²中国石化石油勘探开发研究院, 北京

Email: luting2019.syky@sinopec.com

收稿日期: 2021年2月10日; 录用日期: 2021年3月10日; 发布日期: 2021年3月19日

摘要

致密气藏常采用多段压裂水平井技术进行储层改造以实现商业开发, 目前主要有三种致密气藏动态分析方法: 解析法、半解析法和数值模拟法。解析法和半解析法运算速度较快但仅适用于均质储层, 数值模拟法可以准确地计算非均质储层的复杂几何形状井(如压裂水平井)但费时费力。为提高致密气藏动态分析的准确性和高效性, 提出一种针对致密气藏压裂水平井的动态分析半解析新方法, 即快速推进法(Fast Marching Method, 简称FMM)。首先考虑气体的高度压缩特性, 建立致密气扩散方程。然后根据快速推进法求解压力波的传播时间, 进一步结合几何近似法量化泄气体积随时间的变化关系。接着采用商业数值模拟软件CMG验证了新方法的准确性和可靠性, 结果表明, 基于快速推进法的动态分析方法比常规动态分析方法准确, 比商业软件计算速度提升了10%以上。最后阐述了快速推进法开展致密气藏压裂水平井动态分析的工作流程。快速推进法对构造条件简单的致密气藏生产动态分析, 具有很好的应用价值。

关键词

致密气藏, 压裂水平井, 动态分析, 快速推进法(FMM)

A Novel Dynamic Analysis Method of Shale Gas Reservoir

Ting Lu^{1,2}, Mingchuan Wang^{1,2}, Shengxiang Long^{1,2}, Lingyu Tian^{1,2}, Zeyang Peng^{1,2}, Tianyi Zhao^{1,2}

¹Sinopec Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration & Production, Beijing

²Sinopec Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing

Email: luting2019.syky@sinopec.com

Received: Feb. 10th, 2021; accepted: Mar. 10th, 2021; published: Mar. 19th, 2021

Abstract

In order to realize commercial development, multi-stage fracturing and horizontal well technolo-

文章引用: 卢婷, 王鸣川, 龙胜祥, 田玲钰, 彭泽阳, 赵天逸. 一种致密气藏生产动态分析新方法[J]. 渗流力学进展, 2021, 11(1): 9-18. DOI: 10.12677/apf.2021.111002

gies are often used in tight gas reservoir. At present, there are mainly two methods for tight gas reservoir performance analysis: analytical method and numerical simulation method. The analytical method is fast, but it is only suitable for homogeneous reservoir. The numerical simulation method can accurately calculate complex geometry wells (such as fractured horizontal wells) in heterogeneous reservoir, but it is time-consuming and laborious. In order to improve the accuracy and efficiency of dynamic analysis of tight gas reservoir, a semi analytical method for dynamic analysis of multiple fractured horizontal wells in tight gas reservoir, namely fast marching method (FMM) is proposed. Firstly, considering the high compressibility of gas, the diffusion equation of tight gas is established. Then, fast marching method is proposed to solve the propagation time of pressure wave, and combined with the geometric approximation method, the relationship between the release volume and time is quantified. Then, the commercial numerical simulation software CMG is used to verify the accuracy and reliability of the new method. The results show that the dynamic analysis method based on fast marching method is more accurate than the conventional dynamic analysis method, and the calculation speed is increased by more than 10% compared with the commercial software. Finally, the working process of fast marching method to carry out the dynamic analysis of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs is described. It has good application value for the dynamic analysis of tight gas reservoirs with simple structural conditions.

Keywords

Tight Gas Reservoir, Multi-Stage Fractured Horizontal Well, Dynamic Analysis, Fast Marching Method

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

中国致密气勘探开发经历了探索起步阶段、规模发现阶段，目前正处于快速发展阶段，是接替常规油气能源的重要力量，具有巨大的经济价值与社会价值[1] [2]。致密气藏具有储集层物性差、渗流能力差、经济效益差等特点[3]，需要通过水力压裂技术和水平井钻井技术产生增产改造体积(SRV)，提高致密气藏资源的开发效益。采用 Arps 产量递减等传统分析方法对于非常规气井已经不再适用[4]，因此有必要探索新的方法和技术，能高效进行致密气藏压裂水平井的生产动态分析，为致密气藏产能优化服务，提高经济效益。

致密气藏压裂后生产动态分析方法主要有三种。第一种是解析法[5] [6] [7] [8]，其优势是求解简单、计算速度快。但该方法对于复杂裂缝形态刻画多以均匀和对称裂缝为主，裂缝间干扰采用设置不渗透边界进行分区，因此，该方法在储层非均质性和复杂结构井的刻画方面存在很大局限性。第二类方法是在源函数基础上建立的半解析方法[9] [10]，通过划分微元体离散裂缝，建立储层及裂缝系数矩阵，迭代计算稀疏矩阵进行求解，该方法考虑了裂缝的形态对生产动态的影响，但在裂缝三维非平面研究以及外边界区域划分方面存在局限。第三类是数值模拟方法[11] [12] [13]，该方法结合微地震数据刻画近似的增产改造体积模型，再利用网格离散技术和数值计算方法，能准确地描述压裂后复杂缝网的形态及储层渗流特征，可以分析裂缝大小、裂缝间距、裂缝传导率等参数对生产动态的影响[14] [15]。但是数值模型计算复杂，耗时耗力。

总体而言，以上提到的解析法/半解析法运算速度较快但仅适用于均质储层，数值模拟法可以精确地计算非均质储层的复杂几何形状井，但非常耗时。本文通过深入认识致密气藏的储层和流体流动特征，

提出一种致密气藏生产动态分析的新方法[16] [17] [18], 即快速推进法(FMM)。FMM 最早是由 Sethian J. A. 于 1999 年提出的一种计算波前运移情况的方法[18]。快速推进法是一种高效追踪边界运移情况的方法, 经过几十年的发展, 广泛应用于医学、地质学等领域[19]。Jiang Xie 等利用波前快速推进法对储层的动用情况进行预测, 即使针对百万级的网格, 也仅仅需要十几分钟的时间, 大大提高了网格计算的效率[20]。快速推进法既能准确计算非均质储层复杂结构井的生产动态, 又能提高计算效率, 这对于致密气藏的高效开发和评价意义重大。

2. 数学模型

采用快速推进法分析致密气藏的动态, 首先是建立考虑流体特征的扩散方程, 然后采用快速推进法求解致密气藏扩散方程, 结合几何近似法圈定扩散时间内的泄气体积, 进一步分析生产动态。相比水和油, 气体是高度可压缩流体, 气藏的孔隙度、压缩系数和粘度等参数高度依赖孔隙压力, 致密气藏的高度可压缩性表现尤为明显。以拟压力和拟时间形式代表压力和时间, 可以充分地考虑气体的高度压缩性。

2.1. 扩散方程的建立

致密气的密度随压力的变化明显, 具有高度压缩性, 引入气体状态方程, 根据质量守恒定律, 推导出物质平衡方程:

$$\nabla \cdot \left[\frac{k(\bar{x})}{\mu(p)Z(p)} p \nabla p \right] = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{Z(p)} \right] \quad (1)$$

式中, p 为气体压力, Mpa; $k(\bar{x})$ 为渗透率, mD; $\mu(p)$ 为气体粘度, mpa·s; $Z(p)$ 为天然气偏差因子, 无因次; ϕ 为储层孔隙度, 无因次。

已知, 气体压缩系数 $C_i(p)$ 表达式如下:

$$C_i(p) = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} = \frac{Z(p)}{p} \frac{d}{dp} \left[\frac{p}{Z(p)} \right] \quad (2)$$

方程(2)进一步推导得到

$$\frac{d}{d} \left[\frac{p}{Z(p)} \right] = \frac{C_i(p) p}{Z(p)} \frac{dp}{d} \quad (3)$$

定义气体拟压力和拟时间如下式所示:

$$m(p) = \left(\frac{\mu_g Z}{p} \right)_i \int_0^p \frac{p dp}{\mu_g Z} \quad (4)$$

$$t_p = (\mu_g C_i)_i \int_0^t \frac{dt}{\mu_g C_i} \quad (5)$$

其中, i 代表原始地层压力条件下。将方程(3)~(5)带入方程(1), 可以得到致密气藏的渗流微分方程如式(6)所示:

$$\nabla \cdot \left[k(\bar{x}) \cdot \nabla m(\bar{x}, t_p) \right] = \phi \cdot \left[\mu(p) C_i(p) \right]_i \frac{\partial m(\bar{x}, t_p)}{\partial t_p} \quad (6)$$

将方程(6)进行傅里叶变换得到:

$$\phi \cdot [\mu(p)C_t(p)]_i \cdot (-i\omega)\bar{m}(\bar{x}, \omega) = k(\bar{x})\nabla^2\bar{m}(\bar{x}, \omega) + \nabla k(\bar{x}) \cdot \nabla\bar{m}(\bar{x}, \omega) \quad (7)$$

方程(7)的渐进解为:

$$\bar{m}(\bar{x}, \omega) = e^{-\sqrt{-i\omega} \cdot \tau(\bar{x})} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{C_k(\bar{x})}{(\sqrt{-i\omega})^k} \quad (8)$$

进一步推导得到方程(8)的程函方程形式:

$$\sqrt{\alpha(\bar{x})} \cdot |\nabla\tau(\bar{x})| = 1 \quad (9)$$

其中, $\tau(\bar{x})$ 描述了拟压力 $m(p)$ 的压力波前缘传播时间, $\alpha(\bar{x})$ 代表扩散系数, 其定义式如下:

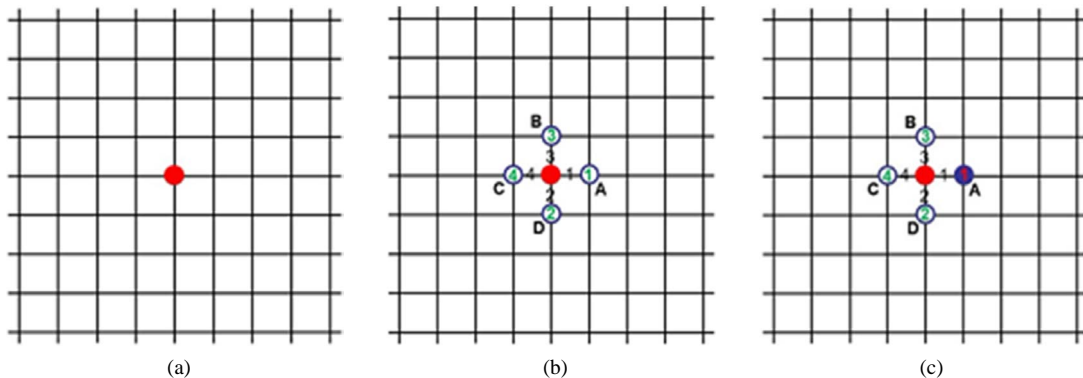
$$\alpha(\bar{x}) = \frac{k(\bar{x})}{\phi \cdot [\mu(p)C_t(p)]_i} \quad (10)$$

2.2. 压力波传播时间的求解

高效求解压力波前缘传播的程函方程是快速计算致密气井生产动态的关键。快速推进法(FMM)通过沿压力传播轨迹积分计算传播时间, 然后采用有限差分迎风格式快速计算扩散时间, 定量表征压力波在非均质储层中传播速度。具体的计算过程为首先在笛卡尔坐标网格中, 将方程(10)写成有限差分格式, 对 τ 值进行校正[21], 校正结果如方程(11)所示。标准有限差分因子 D 在 $\pm x$ 方向可写成 $D_{ij}^{-x}\tau = (\tau_{i,j} - \tau_{i-1,j})/\Delta x$ 和 $D_{ij}^{+x}\tau = (\tau_{i+1,j} - \tau_{i,j})/\Delta x$ 。 $\pm y$ 方向可写成 $D_{ij}^{-y}\tau = (\tau_{i,j} - \tau_{i,j-1})/\Delta y$ 和 $D_{ij}^{+y}\tau = (\tau_{i,j+1} - \tau_{i,j})/\Delta y$ 。式(11)中认为“未知点”的 τ 值是无穷大, 用最大方程以保证迎风格式。可根据常规有限差分公式计算四个象限(底左, 底右, 顶左, 顶右)的 τ 值, 选择最小 τ 值作为“已得到点”传播时间。

$$\max(D_{ij}^x\tau, D_{ij}^{+x}\tau, 0)^2 + \max(D_{ij}^y\tau, D_{ij}^{+y}\tau, 0)^2 = \frac{1}{\alpha} \quad (11)$$

图 1 为 FMM 计算流程示意图。首先将所有网格节点标记为“未知点”, 生产井位置节点赋 τ 值为 0, 标记为“已得到点”(红色实心点)如图 1(a)所示。接下来定位“已得到点”的邻近未知节点 A, B, C 和 D, 标记为“考虑点”(圆圈), 同时计算这四个点的压力前缘传播时间, 将传播时间值标记在图 1(b)线, “考虑点”圆圈里面的数字是压力波从原点传播到该节点的累计 τ 值。图 1(c)中选择最小 τ 值点(如点 A), 标记为“已得到点”, 同时添加 A 点相邻的 E, G 和 F 点为“考虑点”, 计算它们的 τ 值如 d 所示。经过计算, D 点的 τ 值最小, 作为新的“已得到点”。以此类推直到压力波前缘传播到整个网格。



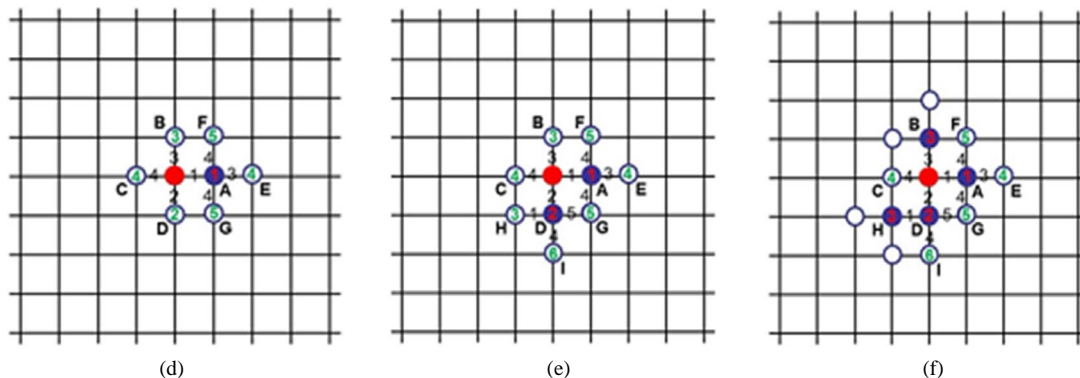


Figure 1. Schematic diagram of FMM calculation in Cartesian coordinate grid. (a) Marking the starting point of pressure wave propagation; (b) Marking the adjacent unknown node; (c) Marking the second step pressure wave propagation of point A; (d) Marking a point adjacent to the unknown node; (e) Marking the third step pressure wave propagation point D; (f) Marking D and H points adjacent to the unknown node

图 1. 笛卡尔坐标网格中 FMM 计算示意图。(a) 标记压力波传播起始点; (b) 标记邻近未知节点; (c) 标记压力波第二步传播点 A; (d) 标记 A 点邻近未知节点; (e) 标记压力波第三步传播点 D; (f) 标记 D 和 H 点邻近未知节点

根据几何近似法，扩散方程传播时间 τ 和实际时间 t 之间的关系如方程(15)所示[22]，以此可计算每个单元网格的实际传播时间，式中 $V_p(\tau)$ 为泄气体积， m^3 。

$$t = \frac{\tau^2}{2} \frac{d \ln \tau}{d \ln V_p(\tau)} \quad (12)$$

2.3. 致密气井生产动态分析

常规方法通过计算压力波传播速度来表征生产动态，而快速推进法是通过标记压力波传播时间来开展生产动态分析，具有准确和速度快的特点，这是快速推进法分析致密气井生产动态的核心优势。基于压力波扩散时间的计算，通过圈定和总和压力波前缘传播的网格作为生产井泄气体积，结合压力波前缘传播位置与实际传播时间的关系，可定量计算储层泄气体积随着时间的变化关系。而定产条件下压力和定压条件下产量的表达式分别为方程(13)和(14) [22] [23]，从而开展致密气藏生产动态分析。

定产条件下压力解：

$$\delta p \cong \delta \bar{p} = -\frac{1}{C_t} \frac{q_{well} \delta t}{V_p(t)} \quad (13)$$

定压条件下产量解：

$$q_g(t_p) = \frac{T_{sc}}{Tp_{sc}} \cdot \left(\frac{p}{\mu_g Z} \right)_i \cdot \frac{m(p_i) - m(p)}{\int_0^{V_p(t)} \frac{1}{k \cdot \phi \cdot A^2} \left(1 - \frac{V_p}{V_p(t_p)} \right) \cdot dV_p} \quad (14)$$

3. 模型验证

3.1. 物理模型

致密气藏多采用多级压裂水平井进行商业化开采，基于致密气藏储层的致密性和人工裂缝大幅提高储层渗透性的基础理论，假设人工裂缝渗透率远远高于致密气藏储层渗透率，构建如图 2 所示的增产改造三维模型，模型假设图中水平井的长度 $L = 1000$ m，裂缝半长 $x_f = 110$ m，裂缝条数 $M = 3$ ，裂缝间距 250 m，其他储层参数如表 1 所示。

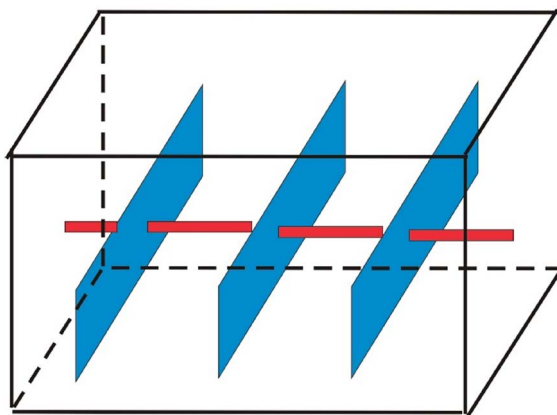


Figure 2. Schematic diagram of tight gas multistage fracturing horizontal well model
图 2. 致密气多级压裂水平井模型示意图

Table 1. Basic reservoir parameters of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs

表 1. 致密气藏压裂水平井储层基本参数

模型参数	数值
储层尺寸(m)	1010 × 303 × 110
网格尺寸(个)	101 × 101 × 11
裂缝半长(m)	110
裂缝条数(条)	3
储层孔隙度(小数)	0.05
气体粘度(mPa·s)	0.02
原始地层压力(MPa)	30
基质渗透率(mD)	$5 \times 10^{-3} \sim 8 \times 10^{-5}$
裂缝渗透率(mD)	100
总压缩系数(MPa ⁻¹)	5×10^{-3}

3.2. 模型验证

为了验证快速推进法的准确性,对比了快速推进法(FMM)和商业数值模拟软件 CMG 在定产条件下的井底压力响应,气井以 $q = 5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产量稳定生产,相关参数同表 1 所示,图 3 为快速推进法(FMM)和 CMG 的井底压力响应结果,可以看出快速推进法(FMM)和 CMG 的模拟结果得到了很好的吻合,并且 FMM 方法的运算速度比 CMG 提高了 11%,验证了快速推进法(FMM)的准确性与高效性。

4. 生产动态分析工作流程

根据致密气藏的储层特征,建立一个具有 5 条无限导流裂缝的压裂水平井理想模型,相关储层参数如表 1 所示。运用 Matlab 软件编程实现压力波前缘传播时间的计算和可视化。对于致密气藏,储层非常致密,只有经过压裂改造,才能取得工业油气流。在增产体积区域的渗透率普遍高于未改造区域(基质),因此基质中的压力波前缘传播的速度明显慢于增产改造区域部分。从图 4(a)中可以看出,压裂改造区域的扩散时间远远小于非改造区域。图 4(b)和图 4(c)分别展示了该理想模型在生产 1 个月和 10 年的泄气区域。

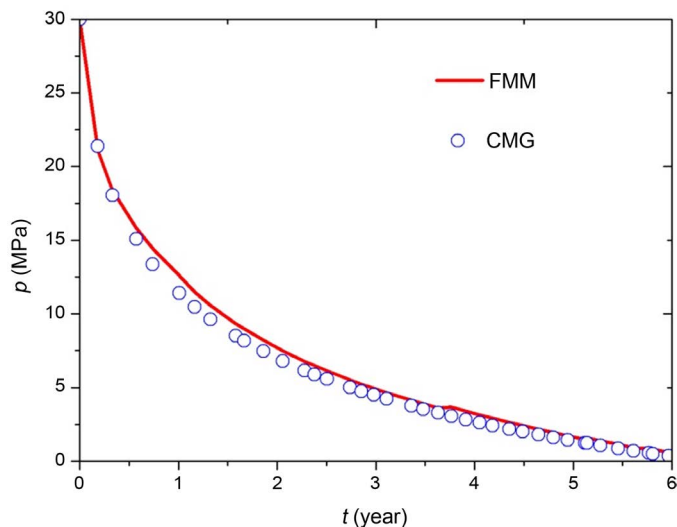


Figure 3. Comparison of bottom hole pressure calculated by FMM and CMG in unconventional gas wells
图 3. 非常规气井 FMM 和 CMG 计算的井底压力结果对比

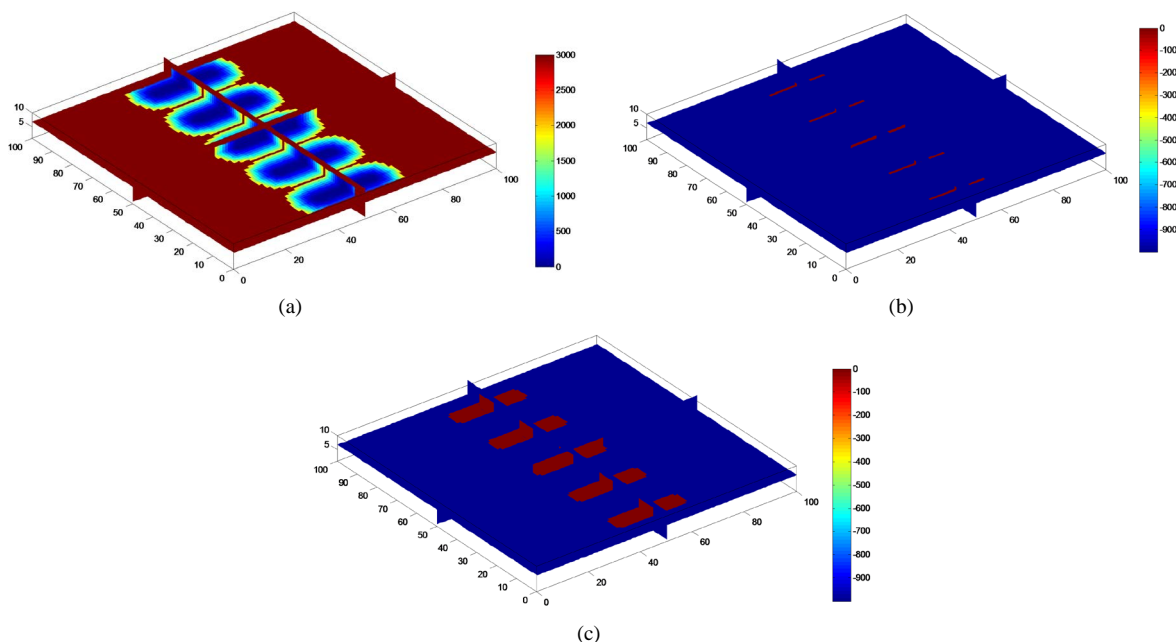


Figure 4. Calculation process of gas drainage volume of multiple fractured horizontal well in tight gas reservoir. (a) The diffusion time (10^6 s); (b) Drainage area of one month; (c) Drainage area of 10 years

图 4. 致密气藏压裂水平井泄气体积计算过程。(a) 扩散时间(10^6 s); (b) 1 个月的泄气区域; (c) 10 年的泄气区域

根据几何近似法的相关理论，圈定特定时间内压力波前缘传播到的储层体积，找出压力波及体积与生产时间的关系，可将跟储层物性参数紧密相关的压力波传播时间与生产压力、产量有效地联系起来。根据方程(13)，可以计算出该理想模型井在定产条件下的压力响应。根据油田实际生产经验，假设该井在 $q = 4.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $5.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 三种定产条件下生产，预测了压裂水平井井底压力随着生产时间的变化趋势，如图 5 所示。从图中可以看出，随着生产的进行，井底压力在生产初期阶段压力下下降速度很快，后期下降速度不断变缓。且配置的产量越大，压力下降越快。假设该井合理生产时间为 20 年左右，配产 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 较为合适。

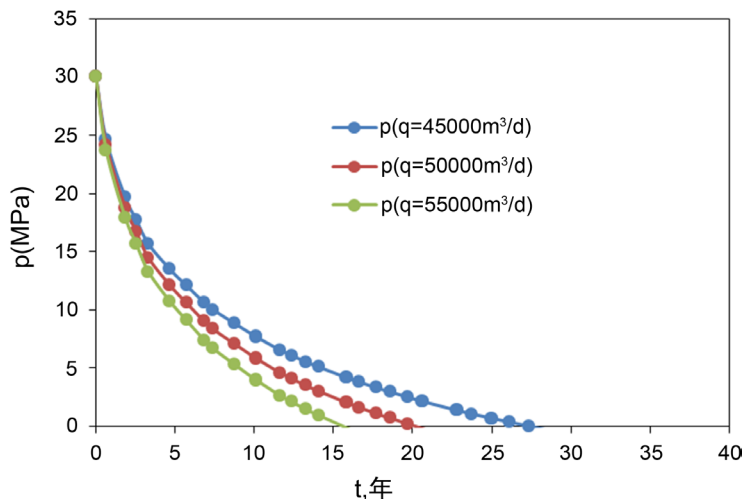


Figure 5. Pressure prediction of multiple fractured horizontal well in tight gas reservoir under constant production rate
图 5. 致密气藏压裂水平井定产条件下压力预测

同理，根据公式(14)可预测致密气藏压裂水平井在恒定生产压差的条件下的产量递减情况。图 6 为致密气藏理想模型在生产压差为 2 MPa, 4 MPa 和 6 MPa 的条件下的产量递减响应情况。从图中可以看出，生产压差越大，初期产量越高，递减速度越快，后期产量趋于平稳，但生产压差越大，后期的稳产产量越低。这主要是由于致密气压裂水平井为封闭边界，总可采储量一定，生产压差越大，早期产出的气体越多，后期的供应不足导致后期的产量偏低。根据定产条件下的压力预测结果，稳产 20 年的合理配产量为 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (图 5)，基于图 6 的预测结果，稳产产量 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的生产压差设置为 2 MPa 较为合适。

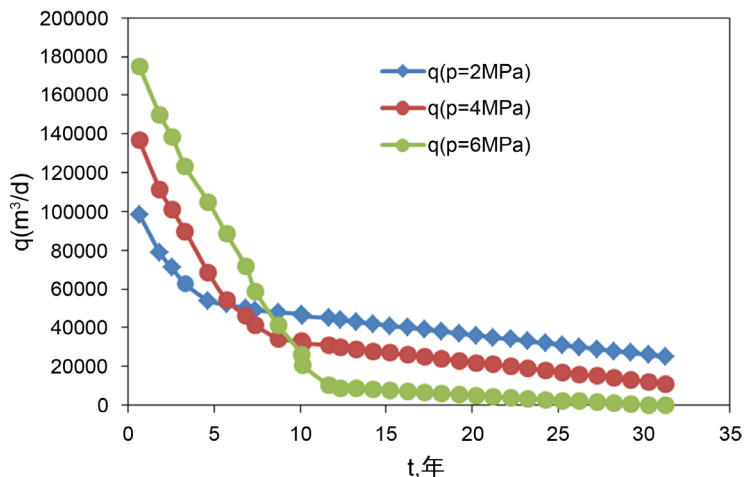


Figure 6. Production prediction of multiple fractured horizontal well in tight gas reservoir under constant pressure
图 6. 致密气藏压裂水平井定压条件下产量预测

5. 结论

结合快速推进法，以致密气藏为研究对象，提出了一个分析致密气藏的复杂结构井(压裂水平井等)生产动态的半解析方法。首先考虑了气体的高度压缩特征和储层非均质性，推导出致密气藏压力波前缘扩散方程的程函方程形式，通过运用快速推进法可快速、有效地解方程。然后总和所有压力前缘波及到的孔隙体积，定量表征了该井的泄气体积随时间的变化关系。将扩散时间转化为实际时间以后，通过

Matlab 编程软件实现扩散时间和动用孔隙体积可视化, 有效地分析了致密气藏生产动态, 主要得出以下几点结论:

1) 常规方法通过计算压力波传播速度来表征生产动态, 而快速推进法是通过标记压力波传播时间来开展生产动态分析, 具有准确和速度快的特点, 这是快速推进法分析致密气井生产动态的核心优势。

2) 致密气藏生产动态分析新方法具有准确性和高效性。基于笛卡尔坐标网格开展压力波前缘传播时间计算, 能同时考虑储层的非均质性和井的复杂结构, 能较准确地模拟致密气藏的流体流动。并且新模型与数值模拟软件 CMG 计算结果吻合程度高, 计算速度提高了 11%, 验证了计算模型高效性。

3) 快速推进法(FMM)具有灵活的运用形式, 结合几何近似法, 分别在定压条件下预测产气量和在定产条件下预测井底流压, 根据产量压力动态响应进行合理配产。可快速地估算定压生产和定产生产情况下的井动态特性。快速推进法对构造条件简单的致密气藏生产动态分析, 具有很好的应用价值。

基金项目

国家油气重大专项“彭水地区常压页岩气富集规律与目标优选”(2016ZX05061-001-002)。

参考文献

- [1] 邹才能, 杨智, 何东博, 等. 常规—非常规天然气理论、技术及前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 575-587.
- [2] 孙赞东, 贾承造, 李相方, 等. 非常规油气藏勘探与开发(下册) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 865-1092.
- [3] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [4] Aderson, D.M., Nobakht, M., Moghadam, S., *et al.* (2010) Analysis of Production Data from Fractured Shale Gas Wells. *SPE Unconventional Gas Conference*, Pittsburgh, February 2010, SPE-131787-MS. <https://doi.org/10.2118/131787-MS>
- [5] Ozkan, E., Brown, M., Raghavan, R., *et al.* (2011) Comparison of Fractured-Horizontal-Well Performance in Tight Sand and Shale Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **14**, 248-259. <https://doi.org/10.2118/121290-PA>
- [6] Stalgorova, E. and Mattar, L. (2012) Practical Analytical Model to Simulate Production of Horizontal Wells with Branch Fractures. *The SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, October 2012, SPE-162515-MS. <https://doi.org/10.2118/162515-MS>
- [7] Stalgorova, E. and Mattar, L. (2013) Analytical Model for Unconventional Multi-Fractured Composite Systems. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **16**, 246-256. <https://doi.org/10.2118/162516-PA>
- [8] Yu, G. and Aguilera, R. (2012) 3D Analytical Modeling of Hydraulic Fracturing Stimulated Reservoir Volume. *The SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Mexico City, April 2012, SPE153486, 1-16. <https://doi.org/10.2118/153486-MS>
- [9] Jia, P., Cheng, L.S., Huang, S.J., *et al.* (2015) Transient Behavior of Complex Fracture Networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **132**, 1-17. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.041>
- [10] 王俊超. 基于体积源方法的双重介质渗流模型及其应用[D]: [博士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- [11] 孙海. 页岩气藏多尺度流动模拟理论与方法[D]: [博士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2013.
- [12] Moinfar, A., Varavei, A., Sepehrnoori, K., *et al.* (2013) Development of a Coupled Dual Continuum and Discrete Fracture Model for the Simulation of Unconventional Reservoirs. *The SPE Reservoir Simulation Symposium*, The Woodlands, February 2013, SPE-163647-MS. <https://doi.org/10.2118/163647-MS>
- [13] 杨军征. 有限体积 - 有限元方法在油藏数值模拟中的原理和应用[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国科学院, 2011.
- [14] Mayerhofer, M.J., Lolon, E.P., Youngblood, J.E., *et al.* (2006) Integration of Microseismic-Fracture-Mapping Results with Numerical Fracture Network Production Modeling in the Barnett Shale. *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, September 2006, SPE-102103-MS, SPE102103, 1-8. <https://doi.org/10.2118/102103-MS>
- [15] Cipolla, C.L., Lolon, E., Mayerhofer, M.J., *et al.* (2009) Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. *The SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, The Woodlands, January 2009, SPE-119366-MS, 1-10. <https://doi.org/10.2118/119366-MS>
- [16] Yang, C. (2013) Application of Fast Marching Method in Shale Gas Reservoir Model Calibration. Texas A&M University, College Station.

-
- [17] Sethian, J.A. (1996) A Fast Marching Level Set Method for Monotonically Advancing Fronts. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **93**, 1591-1595. <https://doi.org/10.1073/pnas.93.4.1591>
- [18] Sethian, J.A. (1999) Fast Marching Methods. *SIAM Review*, **41**, 199-235. <https://doi.org/10.1137/S0036144598347059>
- [19] 滕柏路, 程林松, 黄世军, 贾振, 艾爽. 基于波前快速推进法的页岩气储层动用预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(2): 122-128.
- [20] 黄世军, 滕柏路, 程林松, 艾爽, 贾振. 基于高精度波前快速推进法的页岩气储层动用分析[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(4): 17-22+118+6.
- [21] Kim, J.U., Datta-Gupta, A., Brouwer, R., *et al.* (2009) Calibration of High-Resolution Reservoir Models Using Transient Pressure Data. *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, October 2009, SPE-124834-MS, 1-17. <https://doi.org/10.2118/124834-MS>
- [22] Xie, J., Gupta, N., King, M.J., *et al.* (2012) Depth of Investigation and Depletion Behavior in Unconventional Reservoirs Using Fast Marching Methods. *SPE Journal*, **20**, 831-841. <https://doi.org/10.2118/154532-MS>
- [23] Xie, J., Yang, C., Gupta, N., *et al.* (2012) Integration of Shale Gas Production Data and Microseismic for Fracture and Reservoir Properties Using Fast Marching Method. *SPE Journal*, **20**, 347-359. <https://doi.org/10.2118/161357-MS>