

页岩气藏水平井压后不稳定早期产量 预测模型研究与分析

赵金洲,游先勇,李勇明,蒲璇

(西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都610500)

摘要:页岩气藏低孔超低渗的储层特征决定其只有通过水平井压裂改造才能获得经济产能,而压后产量预测对施工优化设计和经济评估结果都具有重要影响。在总结前人研究的基础上,基于修正后的 Warren & Root 模型,考虑解吸附、滑脱流动、微裂缝应力敏感等多因素,建立了一个不稳定渗流早期的页岩气产量预测模型,利用拉普拉斯变换和试井方法得到拟压力的解析解,并进行了实例验证与敏感性因素分析。结果表明:该模型计算得出的单井平均日产量与实际值十分接近,证实了该模型的准确性;解吸附和滑脱流动对产量有较大影响,解吸附是页岩气开发过程中重要的产气机制;微裂缝的应力敏感性也会在一定程度上影响产量大小,但影响幅度不及前两个因素。研究结果对页岩气产气机理研究以及早期产量预测具有一定的积极意义。

关键词:页岩气;不稳定早期;产量预测;解析解;解吸附

中图分类号:TE377

文献标识码:A

Analysis of unsteady early period production forecast model for fractured horizontal wells in shale gas reservoir

Zhao Jinzhou, You Xianyong, Li Yongming and Pu Xuan

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University,
Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The property of low porosity and ultra-low permeability of shale gas reservoirs decide that only by the horizontal well fracturing can we obtain the economic productivity, and the forecast of the production after fracture have a great influence on optimal plan of treatments and economical estimation. On the basis of summarizing the previous researches, a novel model for production forecast in the unsteady early period was established based on the corrected Warren & Root model and considered about the desorption, slippage and stress sensitivity of micro fractures. Then the analytical solution for pseudo pressure was obtained by Laplace transformation and well-test method. Lastly, the practical production data was used to verify the accuracy of this model, and the factors affecting production were analyzed. The conclusion showed that the computed value and actual value of average daily production for single well in shale gas reservoir were similar to each other, demonstrating the validity of the model. Desorption and slippage had noticeable effects on the production and it also revealed that desorption played an important role in gas output. However, stress sensitivity could also affect the production in some extent, but the extent of the influence was less than that of desorption and slippage. The conclusions were meaningful for the study of output mechanism of shale gas and early production forecast.

Key words: shale gas, unsteady period, production forecast, analytical solution, desorption

页岩气作为我国常规油气资源的战略接替区,其商业开发的步伐已逐步展开。据统计,2016年中国页岩气产量已达到78.82亿立方米,仅次于美国和

加拿大,位于世界第三位^[1]。页岩储层具有低孔、超低渗的特点,若不采用改造措施便没有经济产能。水力压裂是页岩气藏增产的主要措施,而压后产能

收稿日期:2018-01-02。

第一作者简介:赵金洲(1962—),男,教授,博士生导师,油气田增产改造理论与技术研究。

基金项目:国家自然科学基金重大项目“页岩地层动态随机裂缝控制机理与无水压裂理论”(51490653);四川省青年科技创新研究团队专项计划项目“页岩气体积压裂排液控制技术”(2017TD0013)。

预测的准确度不仅对经济评估结果造成重大影响,对施工的优化设计也具有关键的指导意义^[2]。1986年, Hazlett 和 Lee 等人^[3]认为裂缝参数是决定页岩气在早期和中期流动特征的关键因素,而孔隙流动效率 λ 主要对后期流动特征产生影响;2012年, Shabro^[4]等人在考虑多重运移机制分析产能时,发现解吸和扩散对页岩气产量的影响十分显著;2013年,李道伦等人^[5]利用 PEBI 网格结合水平井分段压裂,通过全隐式离散格式,建立了井筒和储层耦合的数学模型,对页岩气线性和径向流动特征进行了分析;2014年, Lin 等人^[6]采用板源模型推导出一个可以计算致密气藏水平井拟稳定/不稳定流动状态下压裂/不压裂时产量的半解析解;2015年, Chen 等人^[7]耦合微裂缝和水力主缝,建立了考虑页岩气解吸扩散、裂缝干扰和应力敏感等因素的页岩气产量预测模型。目前产能预测方法主要分为数值模拟法和解析法,解析法对于压后前期产量数据匮乏情况下的产能预测具有天然优势,但其研究和应用却并不成熟。对压后页岩气藏产能的研究,应将基质系统、微裂缝系统、水力主缝区结合起来建立页岩气渗流模型,再对敏感性因素进行分析。

因此,在总结前人研究的基础上,基于修正后的 Warren & Root 模型,考虑解吸附、应力敏感、滑脱流动等多因素,建立了一个不稳定渗流早期的页岩气产量预测模型,利用拉普拉斯变换和试井方法得到解析解,对比分析了模拟计算的理论产量和实际产量,验证模型的准确性和有效性,最后分析了各因素对产量的影响,并给出了合理建议。

1 物理模型及假设条件

通过调研总结发现以往的双孔双渗模型通常被当作均质储层考虑,通过对 Warren & Root 模型进行改进,假设压裂后的储层包括 SRV 外的基质系统、SRV 内的微裂缝系统和水力主缝,通过将不同渗流特征的区域复合,建立了更符合实际的物理模型(图1)。

假设条件:

- 1) 气藏为外边界封闭的双重介质,天然裂缝发育且连通性好;
- 2) 气体在基质中存在解析、扩散、滑脱,在微裂缝中为单相达西流动;
- 3) 基质仅向裂缝系统供气,不直接向井筒供气;

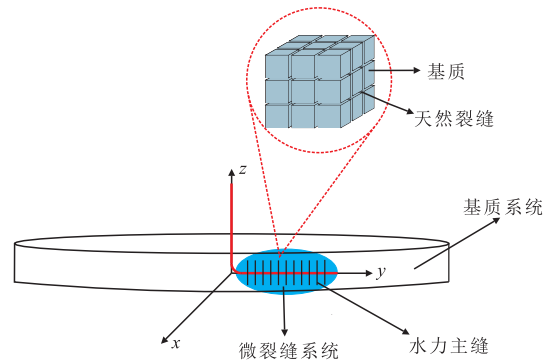


图1 水平井分段压裂物理模型

Fig. 1 Staged fracturing physical model for horizontal wells

- 4) 忽略水平井筒内渗流阻力;
- 5) 水力裂缝高度与气藏高度相等;
- 6) 整个渗流过程为等温过程。

2 修正项的引入

1) 视渗透率模型可以用来表征页岩气在纳米孔隙中的 Knudsen 扩散和滑脱特征^[8]:

$$K_{app} = \frac{\phi_m}{\tau} \left\{ \frac{2r_n \mu_g}{3RT\rho_g} \left(\frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} + \frac{r_n^2}{8} \left[1 + \frac{\mu_g}{p_m r_n} \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) \times \left(\frac{8\pi RT}{M} \right)^{0.5} \right] \right\} \quad (1)$$

2) 微裂缝的应力敏感性会随压力变化影响裂缝渗透率,因此对微裂缝渗透率进行修正^[9]:

$$K_f = K_{fi} \exp[-d_f(p_{fi} - p_f)] \quad (2)$$

3) 考虑页岩气在水力主缝中的高速非达西流动,引入非达西系数:

$$\sigma_g = \left(1 + \frac{K_{HF} \beta \rho_g v_g}{\mu_g} \right)^{-1} \quad (3)$$

4) 页岩气的吸附解吸通常用 Langmuir 等温吸附模式来表征,其解吸附量为:

$$q_a = \frac{\rho_m M}{V_{std}} \frac{V_L p_m}{p_L + p_m} \quad (4)$$

3 模型建立及求解

3.1 不稳定渗流早期概述

页岩气藏在开发过程中,压力波未传到气藏边界时,称之为不稳定早期,当压力波传播到边界后,

又可将渗流阶段分为不稳定晚期和拟稳定时期。该文主要讨论不稳定早期时的页岩气渗流过程。

在实际开发中,通常先定压后定产,因此在井底压力保持不变的情况下,压降漏斗会随着时间不断向边界扩散。在这个过程中,地层一井筒之间的压差,漏斗覆盖区岩石颗粒和气体的膨胀性,共同促使页岩气从地层产出,在压力波传到边界之前,边界压力始终保持稳定(图2)。

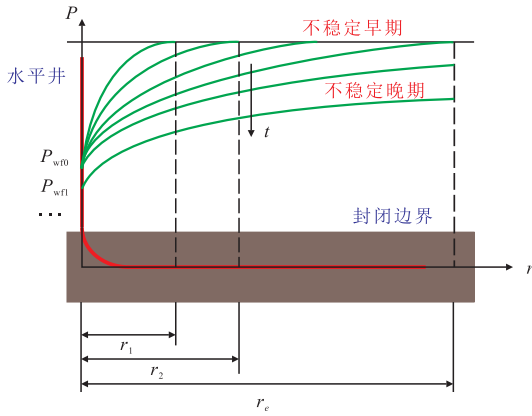


图2 不稳定渗流早期/晚期示意图

Fig. 2 Schematic of unsteady seepage period for early and late stages

3.2 水力主缝坐标系建立

考虑到水力主缝的不对称性,为方便后续公式推导,将水力主缝上每个点源在直角坐标系上表示出来。如图3所示,每条水力主缝在y轴的截距为 y_k^{HF} ,左/右翼半长为 $x_{l,k}^{\text{HF}}/x_{r,k}^{\text{HF}}$,朝井筒方向顺时针旋转与井筒重合后旋转角为 $\alpha(k)$ 和 $\beta(k)$,然后将每条水

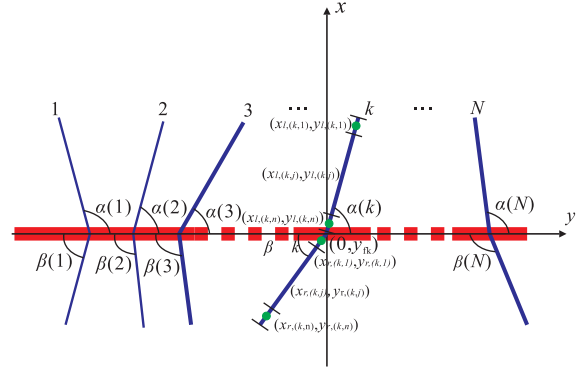


图3 水平井筒坐标示意图

Fig. 3 Schematic of coordinates for horizontal wells

力主缝划分为 n 个点源,每个点源的坐标如表1所示,裂缝尖端坐标如表2所示。

3.3 不稳定早期产量模型

由于气体的黏度 μ 和压缩因子 Z 都是压力的函数,因此引入拟压力来提高计算结果精度。基于达西定律和连续性方程,引入封闭边界条件和初始条件,得出基质系统—微裂缝系统的压降模型为:

$$\begin{cases} \frac{3.6K_f}{\bar{\mu}} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \psi_f}{\partial r} \right) \right] + \frac{3.6\alpha K_{\text{app}}}{\bar{\mu}} (\psi_m - \psi_f) = \phi_f C_n \frac{\partial \psi_f}{\partial t} \\ -\frac{3.6\alpha K_{\text{app}}}{\bar{\mu}} (\psi_m - \psi_f) = \phi_m C_{\text{mt}} \frac{\partial \psi_m}{\partial t} \\ \psi_m(r, 0) = \psi_f(r, 0) = \psi_i \\ r \frac{\partial \psi_f}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \frac{1.274 \times 10^{-2} q_{\text{sc}} T}{K_f h} \\ \psi_m(\infty, t) = \psi_f(\infty, t) = \psi_i \end{cases} \quad (5)$$

表1 第 k 条水力主缝上第 j 个点源坐标

Table 1 Coordinates of point j on k th hydraulic fracture

第 k 条水力主缝	x轴	y轴
左翼上第 j 个点源	$-\frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{l,k}^{\text{HF}} \sin \alpha(k)$	$y_k^{\text{HF}} + \frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{l,k}^{\text{HF}} \cos \alpha(k)$
右翼上第 j 个点源	$\frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{r,k}^{\text{HF}} \sin \beta(k)$	$y_k^{\text{HF}} - \frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{r,k}^{\text{HF}} \cos \beta(k)$

表2 第 i 条水力主缝尖端坐标

Table 2 Coordinates of i th hydraulic fracture tip point

第 i 条水力主缝	x轴	y轴
左翼汇入端	$-\left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{l,i}^{\text{HF}} \sin \alpha(i)$	$y_i^{\text{HF}} + \left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{l,i}^{\text{HF}} \cos \alpha(i)$
右翼汇入端	$\left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{r,i}^{\text{HF}} \sin \beta(i)$	$y_i^{\text{HF}} - \left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{r,i}^{\text{HF}} \cos \beta(i)$

采用试井方法^[9]并作 t 的 Laplace 变换:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \bar{\psi}_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \bar{\psi}_2}{\partial r} - \frac{\alpha K_{\text{app}}}{K_f} (\bar{\psi}_2 - \bar{\psi}_1) = \frac{\bar{\mu} \phi_f C_{\text{ft}}}{3.6 K_f} s \bar{\psi}_2 \\ 3.6 \alpha K_{\text{app}} (\bar{\psi}_2 - \bar{\psi}_1) = \bar{\mu} \phi_m C_{\text{mt}} s \bar{\psi}_1 \\ r \frac{\partial \bar{\psi}_2}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = -\frac{1.274 \times 10^{-2} q_{\text{sc}} T}{K_f h s} \\ \bar{\psi}_1(\infty, t) = \bar{\psi}_2(\infty, t) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

利用 Bessel 函数对方程组(6)进行求解^[10], 得出 $\bar{\psi}_2$ 在拉式空间的精确解为:

$$\begin{aligned} \bar{\psi}_2 = & \frac{6.37 \times 10^{-3} q_{\text{sc}} T}{K_f h s} \left\{ \ln \frac{3.6 K_f}{\bar{\mu} (\phi_m C_{\text{mt}} + \phi_f C_{\text{ft}}) r^2} + \right. \\ & \left. \ln \left[1 + \frac{\bar{\mu} \phi_m C_{\text{mt}} \phi_f C_{\text{ft}} s}{3.6 \alpha K_{\text{app}} (\phi_m C_{\text{mt}} + \phi_f C_{\text{ft}})} \right] - \right. \\ & \left. \ln \left(1 + \frac{\bar{\mu} \phi_m C_{\text{mt}} s}{3.6 \alpha K_{\text{app}}} \right) + \ln s + 0.2319 \right\} \end{aligned} \quad (7)$$

再对其进行数值反演得:

$$\psi_2 = \frac{6.37 \times 10^{-3} q_{\text{sc}} T}{K_f h} \ln \left(\frac{2.25 \eta_{\text{f+m}} t}{\omega r^2} \right) \quad (8)$$

其中导压系数和弹性储容比的表达式为:

$$\eta_{\text{f+m}} = \frac{3.6 K_f}{\bar{\mu} (\phi_m C_{\text{mt}} + \phi_f C_{\text{ft}})}, \quad \omega = \frac{\phi_f C_{\text{ft}}}{\phi_m C_{\text{mt}} + \phi_f C_{\text{ft}}}$$

将 $\psi_2(r, t) = \psi_i - \psi_f$ 代入式(8), 并代入直角坐标系, 考虑体积系数可得:

$$\begin{aligned} \psi_i - \psi_f(x, y, t) = & \frac{6.37 \times 10^{-3} B_g q_{\text{sc}} T}{K_f h} \times \\ & \ln \left(\frac{2.25 \eta_{\text{f+m}} t}{\omega [(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2]} \right) \end{aligned} \quad (9)$$

为方便后续公式推导, 将式(9)简化为含 x, x_0, y, y_0 的函数 ψ_{i-f} :

$$\psi_i - \psi_f(x, y, t) = \psi_{i-f}(x, x_0, y, y_0, q_{\text{sc}}) \quad (10)$$

对于页岩气在微裂缝系统—水力主缝中渗流时, 将水力主缝左翼上任一点源坐标代入式(10)可得该点源对点 (x, y, t) 的拟压力降:

$$\begin{aligned} \psi_i - \psi_f(x, y, t) = & \psi_{i-f} \left(x, -\frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \sin \alpha(k), \right. \\ & \left. y, y_k^{\text{HF}} + \frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \cos \alpha(k), q_{\text{lk},j}^{\text{HF}} \right) \end{aligned} \quad (11)$$

右翼与左翼算法一致, 再利用叠加原理可得所有水力主缝对点 (x, y, t) 作用时该点的拟压力降:

$$\begin{aligned} \psi_i - \psi_f(x, y, t) = & \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n \psi_{i-f} \left(x, -\frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \sin \alpha(k), y, y_k^{\text{HF}} + \right. \\ & \left. \frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \cos \alpha(k), q_{\text{lk},j}^{\text{HF}} \right) + \\ & \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n \psi_{i-f} \left(x, \frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{\text{rk}}^{\text{HF}} \sin \beta(k), y, y_k^{\text{HF}} - \right. \\ & \left. \frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{\text{rk}}^{\text{HF}} \cos \beta(k), q_{\text{rk},j}^{\text{HF}} \right) \end{aligned} \quad (12)$$

此时令 (x, y, t) 为水力主缝尖端坐标, 同时令尖端拟压力为左右翼尖端拟压力的平均值, 即可得所有水力主缝作用时尖端拟压力降的计算式:

$$\begin{aligned} \psi_i^{\text{HF}} = & \frac{\psi_{\text{li}}^{\text{HF}}(x, y, t) + \psi_{\text{ri}}^{\text{HF}}(x, y, t)}{2} \\ = & \psi_i - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n \psi_{i-f} \left(-\left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{li}}^{\text{HF}} \sin \alpha(i), -\frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \sin \alpha(k), y_i^{\text{HF}} + \left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{li}}^{\text{HF}} \cos \alpha(i), y_k^{\text{HF}} + \right. \\ & \left. \frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \cos \alpha(k), q_{\text{lk},j}^{\text{HF}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n \psi_{i-f} \left(-\left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{li}}^{\text{HF}} \sin \alpha(i), \frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{\text{rk}}^{\text{HF}} \sin \beta(k), y_i^{\text{HF}} + \left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{li}}^{\text{HF}} \cos \alpha(i), y_k^{\text{HF}} - \frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{\text{rk}}^{\text{HF}} \cos \beta(k), q_{\text{rk},j}^{\text{HF}} \right) + \\ & \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n \psi_{i-f} \left(\left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{ri}}^{\text{HF}} \sin \beta(i), -\frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \sin \alpha(k), y_i^{\text{HF}} - \left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{ri}}^{\text{HF}} \cos \beta(i), y_k^{\text{HF}} + \frac{1}{2} \left(\frac{2n-2j+1}{n} \right) x_{\text{lk}}^{\text{HF}} \cos \alpha(k), q_{\text{lk},j}^{\text{HF}} \right) + \\ & \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n \psi_{i-f} \left(\left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{ri}}^{\text{HF}} \sin \beta(i), \frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{\text{rk}}^{\text{HF}} \sin \beta(k), y_i^{\text{HF}} - \left(1 - \frac{1}{2n}\right) x_{\text{ri}}^{\text{HF}} \cos \beta(i), y_k^{\text{HF}} - \frac{1}{2} \left(\frac{2j-1}{n} \right) x_{\text{rk}}^{\text{HF}} \cos \beta(k), q_{\text{rk},j}^{\text{HF}} \right) \end{aligned} \quad (13)$$

其中 $q_{\text{lk},j}^{\text{HF}}$ 和 $q_{\text{rk},j}^{\text{HF}}$ 用下面的公式代替:

$$q_{\text{lk},j}^{\text{HF}} = \frac{x_{\text{lk}}^{\text{HF}}}{n(x_{\text{lk}}^{\text{HF}} + x_{\text{rk}}^{\text{HF}})} q_k^{\text{HF}}, \quad q_{\text{rk},j}^{\text{HF}} = \frac{x_{\text{rk}}^{\text{HF}}}{n(x_{\text{lk}}^{\text{HF}} + x_{\text{rk}}^{\text{HF}})} q_k^{\text{HF}}, \quad q_k^{\text{HF}} \text{ 表示}$$

第 k 条水力主缝的产气量。

页岩气在水力主缝—水平井筒的渗流过程中, 可以用等效井径法^[11]将每一条水力主缝看作一口直井, 其拟压力降可表示如下:

$$\begin{aligned} \psi_i^{\text{HF}}(x, y, t) - \psi_{w,i} = & \frac{1.291 \times 10^{-3} B_g q_i^{\text{HF}} T}{K_{\text{li}}^{\text{HF}} w_i} \times \\ & \left(\ln \sqrt{\frac{(x_{\text{li}}^{\text{HF}} + x_{\text{ri}}^{\text{HF}}) h}{\pi}} / r_w + s \right) \end{aligned} \quad (14)$$

将式(13)和式(14)相加可得页岩气在整个页岩气藏—水平井筒中渗流时的拟压力降,再令 $i=1,2,3,\dots,N$,得到 N 个方程,其中含有 N 个未知数,分别为 q_i^{HF} ($i=1,2,3,\dots,N$),利用编程计算得到每条水力主缝的产量,最终可以得到页岩气藏压后不稳定早期的总产量为:

$$Q = \sum_{i=1}^N q_i^{\text{HF}} \quad (15)$$

其中拟压力可用下面的经验公式进行计算:

$$\psi_i = \int_0^{p_i} \frac{2p}{\mu Z} dp = \int_0^{p_i} \frac{2p}{a_1 + a_2 p + a_3 p^2} dp + \int_{p_i}^{p_i} \frac{2p}{b_1 + b_2 p} dp \quad (16)$$

$$a_1 = (-1.4509e - 4T^2 + 0.3647T + 105.3525)/10000 \quad (17)$$

$$a_2 = (1.9862e - 7T^3 - 1.0590e - 4T^2 + 2.9997e - 2T - 2.6249)/10000 \quad (18)$$

$$a_3 = (3.9391e - 8T^3 - 1.7025e - 4T^2 + 3.028e - 3T - 0.2708)/10000 \quad (19)$$

$$b_1 = (-6.3629e - 4T^2 + 0.7805T - 25.9972)/10000 \quad (20)$$

$$b_2 = (-6.463e - 7T^3 + 3.0357e - 4T^2 - 6.2120e - 4T + 9.4704)/10000 \quad (21)$$

$$p_z = 0.1T + 15 \quad (22)$$

4 实例计算与分析

4.1 实例验证

以威远—长宁气田中部一口页岩气水平井 WH-1 井为例,该井所在页岩储层厚度为 32 m,油层平均孔隙度为 5.47%,平均渗透率为 $(2.5 \times 10^{-5})10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔、超低渗储层。该井在采用增产措施前几乎无自然产能,对其进行分段压裂改造,在储层中形成复杂裂缝网络,改善储层渗流能力,以提高单井产量。页岩气藏其它基本参数如表 3 所示。该水平井

段分为 41 级,共 14 段进行压裂,基于微地震数据,获得该井压裂后水力裂缝参数如表 4 所示。模拟产量与实际产量的对比见图 4。

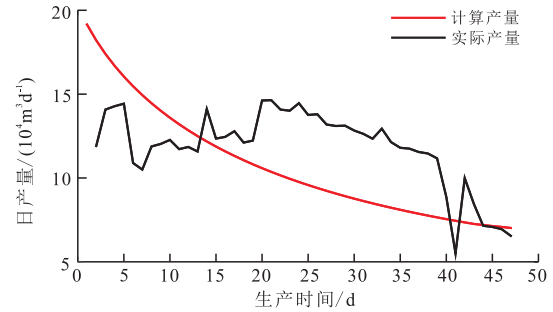


图4 模拟产量与实际产量对比

Fig. 4 Comparison between simulated production and actual production

从图4可以看出,前期和中期两条曲线的拟合程度不是太好,这可能与井场的生产制度、地质上的复杂影响因素及模型存在的缺陷有关,但整体的下降趋势统一,并且在40天以后,两条曲线的拟合程度较高,这可能与生产后期产量逐渐稳定有关。经计算,模拟得到的平均日产气量为 $10.73 \times 10^4 \text{ m}^3$,井场实际平均日产气量为 $11.56 \times 10^4 \text{ m}^3$,结果十分接近,也佐证了该模型的准确性。

4.2 解吸附对产量的影响

单井日产量随时间逐渐降低,但考虑解吸附时下降速度更快。解吸附对页岩气井日产量具有较大影响,在初始时刻考虑解吸附的产量是不考虑解吸附产量的两倍,这是由于考虑解吸附时,当页岩气藏压力降低时,井筒中产出的气体包括解吸附气和游离气,而不考虑解吸附时井筒只产出游离气。随着时间推移,解吸附对日产量的影响逐渐减小(图5)。

表3 页岩气藏基础参数

Table 3 Basic parameters of shale gas reservoir

页岩厚度/ m	原始地层压力/ MPa	基质岩块渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	页岩密度/ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	微裂缝渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	边界半径/ m	表皮系数	温度/ ℃	多孔介质 迂曲度	切向动量 适应系数
32	33.49	2.5×10^{-5}	2 600	0.1	1 500	0	82.2	5	0.8
气体黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	井底流压/ MPa	基质岩块 孔隙度	缝网系统 孔隙度	水平井筒 长度/m	天然气比重	应力敏感系 数/ MPa^{-1}	页岩平均孔隙 半径/nm	实测含气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	
0.026	15.87	0.054 7	0.005	1 600	0.7	0.05	5	1.71	

表4 水力裂缝参数
Table 4 Parameters of hydraulic fractures

裂缝编号	左翼缝长/m	右翼缝长/m	主缝宽度/mm	主缝间距/m	左翼裂缝夹角/ $^{\circ}$	右翼裂缝夹角/ $^{\circ}$	主缝渗透率/ μm^2
1	136	126	2.5	110	80	110	2.1
2	123.3	133.3	2.4	110	90	80	2.2
3	121.7	131.7	2.4	100	85	105	1.8
4	137.9	127.9	2.5	120	70	80	2.3
5	119	125	2.5	120	110	115	1.9
6	138	121.6	2.4	130	90	90	1.7
7	114.3	124.3	2.6	110	85	96	2.2
8	126	136	2.5	110	110	80	2.1
9	133.3	123.3	2.4	110	80	90	2.2
10	131.7	121.7	2.4	100	105	85	1.8
11	127.9	137.9	2.5	120	80	70	2.3
12	125	119	2.5	120	115	110	1.9
13	121.6	138	2.4	130	90	90	1.7
14	124.3	114.3	2.6		75	75	2.2

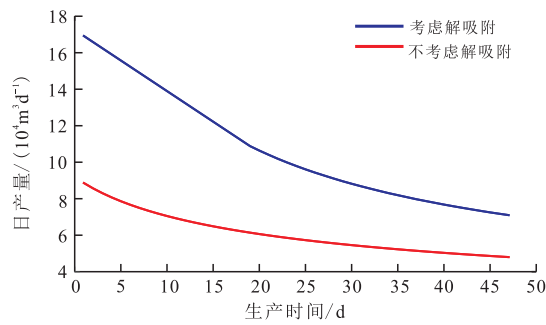


图5 解吸附对WH-1井日产量的影响

Fig. 5 Influence of desorption on production of well WH-1

4.3 滑脱扩散对产量的影响

图6显示滑脱扩散对页岩气产量也具有较大影响。考虑滑脱扩散时页岩气单井产量明显较高,这是由于当孔隙半径小于分子自由程时,气体分子的扩散在渗流过程中占主导地位,计算出来的视渗透率会高于达西渗透率,产量也会相应较高。

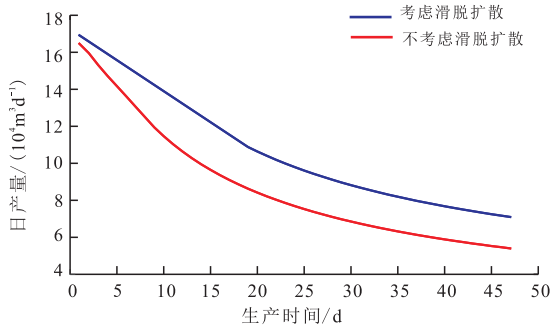


图6 滑脱扩散对WH-1井日产量的影响

Fig. 6 Influence of slippage on production of well WH-1

4.4 应力敏感对产量的影响

页岩气藏中微裂缝发育,其应力敏感会影响裂缝的渗透率,进而影响单井日产量。将应力敏感系数 d_i 设置为 0.1 MPa^{-1} 、 0.05 MPa^{-1} 、 0 ,从图7中可以看出,微裂缝的应力敏感性越强,日产量越低,这是因为随着孔隙压力下降,微裂缝会逐渐闭合,微裂缝的渗透率降低,导致产量逐渐降低,但相较于解吸附和滑脱扩散,应力敏感对产量的影响较小。

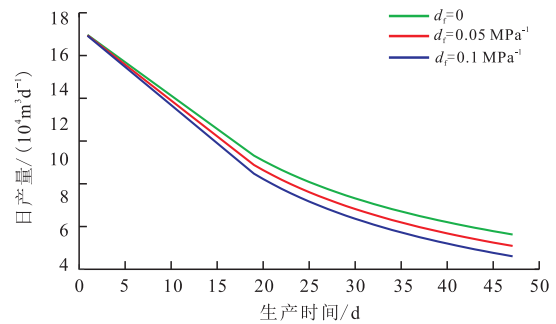


图7 应力敏感对WH-1井日产量的影响

Fig. 7 Influence of stress sensitivity on production of well WH-1

5 结论

1) 基于修正的Warren—Root模型,考虑页岩气在解吸附,应力敏感和滑脱流动等因素,将页岩气在地下的流动分为基质系统—微裂缝系统—水力主缝系统—水平井筒,建立了考虑不同区域渗流特征的

数学模型,并通过拉普拉斯变换和试井方法求取了模型的解析解。

2) 通过编程得到页岩气不稳定渗流早期的模拟产量与实际产量的对比图,发现两条曲线吻合程度较高,并且计算的平均日产量 $10.73 \times 10^4 \text{ m}^3$ 与实际日产量 $11.56 \times 10^4 \text{ m}^3$ 十分接近,进一步证实了模型的准确性。

3) 考虑页岩气渗流过程中的解吸附和滑脱扩散,计算得到的单井产量会有所提高,发现解吸附是页岩气极其重要的产气机制;而考虑微裂缝的应力敏感性则会降低单井产量,并且发现解吸附和滑脱扩散对产量的影响大于应力敏感性,应力敏感只会一定程度上影响产量,影响幅度较低,在产量预测时应着重考虑前两个因素。

符号说明

K_{app} 为视渗透率, μm^2 ; τ 为多孔介质迂曲度, 无因次; r_w 为页岩平均基质孔隙半径, nm ; α 为切向动量适应系数(一般取0.8), 无因次; ϕ_m 为基质岩块孔隙度, 无因次; μ_g 为气体在地层中的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; R 为气体常数, $R=0.008\ 315 \text{ MPa}\cdot\text{m}^3/(\text{kmol}\cdot\text{K})$; T 为气体温度(地层条件下), K ; ρ_g 为气体密度(地层条件下), kg/m^3 ; p_m 为基质岩块压力, MPa ; M 为气体摩尔质量, kg/mol ; K_f 为微裂缝系统渗透率, μm^2 ; K_{fi} 为微裂缝系统初始渗透率, μm^2 ; d_i 为微裂缝应力敏感系数, MPa^{-1} ; p_{i0} 为初始时刻裂缝内压力, MPa ; p_i 为裂缝内压力, MPa ; ψ_i 为微裂缝的拟压力, $\text{MPa}^2/\text{mPa}\cdot\text{s}$; ψ_m 为基质岩块的拟压力, $\text{MPa}^2/\text{mPa}\cdot\text{s}$; C_{fi} 为微裂缝综合压缩系数, MPa^{-1} ; C_m 为基质岩块综合压缩系数, MPa^{-1} ; Z 为气体偏差因子, 无因次; \bar{Z} 为平均压力、温度下的偏差因子, 无因次。 ω 为弹性储容比, 无因次; ϕ_f 为裂缝孔隙度, 无因次; $\eta_{r,m}$ 为导压系数, $\mu\text{m}^2\cdot\text{MPa}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; $\bar{\mu}$ 为平均压力、温度下的气体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; σ_g 为非达西系数, 无因次; K_{if} 为水力裂缝渗透率, μm^2 ; v_g 为水力裂缝中气体渗流速度, m/s ; β 为紊流速度系数, m^{-1} ; ψ_i 为原始地层压力的拟压力形式, $\text{MPa}^2/\text{mPa}\cdot\text{s}$; B_g 为气体体积系数, 无因次; x_{ik}^{if} 为第 k 条水力主缝左翼长度; x_{rk}^{if} 为第 k 条水力主缝右翼长度; q_w 为标准状况下的页岩气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; $q_{ik,j}^{if}$ 为第 k 条水力主缝左翼第 j 个点源的产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; $q_{rk,j}^{if}$ 为第 k 条水力主缝右翼第 j 个点源的产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; q_i^{if} 为第 k 条水力主缝的产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K_i^{if} 为第 i 条水力主缝渗透率, μm^2 ; w_i 为第 i 条水力主缝宽度, mm ; $\psi_i^{if}(x,y,t)$ 为第 i 条水力主缝在 t 时刻 x, y 处的拟压力, $\text{MPa}^2/\text{mPa}\cdot\text{s}$; ψ_{wci} 为第 i 条水力主

缝流入水平井筒处的拟压力, $\text{MPa}^2/\text{mPa}\cdot\text{s}$; q_i^{if} 为第 i 条水力主缝的产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; h 为页岩厚度, m ; s 为表皮系数, 无因次; r_w 为井半径, m 。

参考文献

- [1] 中华人民共和国国土资源部. 中国矿产资源报告[EB/OL]. <http://www.scio.gov.cn/xwfbh/gbwxwfbh/xwfbh/gtzyb/Document/1561889/1561889.htm>, 2017-8-15.
- [2] 蒲璇. 页岩气藏分段压裂水平井产能评价技术研究[D]. 四川: 西南石油大学, 2017.
- [3] Hazlett W G, W J Lee, G M Nahara, et al. Production data analysis type curves for the devonian shales[C]// paper SPE-15934-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, 12-14 November 1986, Columbus, Ohio, USA.
- [4] Shabro V, Torresverdin C, Sepehrmoori K. Forecasting gas production in organic shale with the combined numerical simulation of gas diffusion in kerogen, langmuir desorption from kerogen surfaces, and advection in nanopores[C]// paper SPE-159250-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 8-10 October 2012, San Antonio, Texas, USA.
- [5] 李道伦, 徐春元, 卢德唐, 等. 多段压裂水平井的网格划分方法及其页岩气流动特征研究[J]. 油气井测试, 2013, 22(1): 13-16.
- [6] Lin J, Zhu D. Modeling well performance for fractured horizontal gas wells[C]// paper SPE-130794-MS presented at the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June 2010, Beijing, China.
- [7] Chen Z, Liao X, Zhao X, et al. Performance of horizontal wells with fracture networks in shale gas formation[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2015, 133: 646-664.
- [8] Ozkan E, Raghavan R S, Apaydin O G. Modeling of fluid transfer from shale matrix to fracture network[C]// paper SPE-134830-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy.
- [9] 姜礼尚, 陈钟祥. 试井分析理论基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1985: 57-59.
- [10] 吴小庆. 数学物理方程及其应用[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 75-75.
- [11] Mukherjee H, Economides M J. A parametric comparison of horizontal and vertical well performance[J]. SPE Formation Evaluation, 1991, 6(2): 209-216.

(编辑 常燕)