

文章编号: 0253-2697(2017)10-1194-06 DOI:10.7623/syxb201710010

基于数值模型的气井现代产量递减分析及动态预测

孙贺东¹ 欧阳伟平^{2,3} 张 冕^{2,3}

(1. 中国石油勘探开发研究院气田开发研究所 河北廊坊 065007; 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司 陕西西安 710018;
3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 陕西西安 710018)

摘要:传统的气井生产动态预测方法常采用拟稳态产能方程结合物质平衡方程来进行,由于低渗、致密储层流动很难达到拟稳态,预测结果可能存在较大误差。现代产量递减分析技术已成为单井动态预测的新技术,但还停留在解析模型阶段,通常采用叠加原理进行全程历史拟合。由于气井生产阶段产量波动大、流动阶段多,历史拟合计算周期长,解析法难以满足现场需求。针对上述问题,以垂直压裂井为例,建立了不稳定渗流数学模型,采用混合有限元方法获得了定产降压、定压降产和变产变压等 3 种生产模式的数值解。并根据定产降压解绘制了现代产量递减分析曲线,变产变压解进行全程历史拟合以及先定产降压、后定压降产的组合进行气井生产动态预测。模型结果与 Topaze 商用软件的计算结果一致,且数值模型的全程历史拟合速度具有明显优势,与传统生产动态预测方法的结果对比以及现场实例分析结果表明,新模型结果准确且方法实用、可靠。

关键词:现代产量递减分析;有限元;动态预测;历史拟合;压裂井;数值计算

中图分类号:TE332

文献标识码:A

Advanced production decline analysis and performance forecasting of gas wells based on numerical model

Sun Hedong¹ Ouyang Weiping^{2,3} Zhang Mian^{2,3}

(1. Department of Gas Field Development, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Hebei Langfang 065007, China; 2. Changqing Downhole Technology Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Shaanxi Xi'an 710018, China; 3. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil and Gas Fields, Shaanxi Xi'an 710018, China)

Abstract: The pseudo-steady state productivity equation in combination with material balance equation is always used as the traditional performance forecasting method of gas-well production. Due to low permeability, the flow of tight reservoirs is difficult to reach a pseudo-steady state, so that big errors may exist in the forecasting results. The advanced production decline analysis has been a new technology for single-well performance forecasting, but still at the analytical model stage, and thus the superposition principle is commonly used for whole-course history matching. Because of the large yield fluctuation at gas-well production stage and the multiple flow stages, history matching shows a long computation period, so the analytical method is difficult to meet the onsite demand. In view of above questions, a type of unstable porous flow mathematical model was established by taking the vertical fractured well as an example, and the numerical solutions to three kinds of production patterns including producing at a constant rate, producing at a constant bottom hole flowing pressure and variable pressure and variable rate were obtained using the mixed finite element method. The advanced production decline analysis curve was drawn based on the solution of constant rate production, the whole-course history matching was conducted by variable pressure and variable rate solutions, and the production performance forecasting of gas wells was carried out according to the combination of the constant rate production and the later constant pressure production. By comparison, the model results and the calculation results of Topaze commercial software are consistent, and the whole-course history matching rate of numerical model has significant advantages. The comparison with the results of traditional production performance forecasting method and the field-case analysis results show that the model results of this study are accurate and the used methods are practical and reliable.

Key words: advanced production decline analysis; finite element; performance forecasting; history matching; fractured wells; numerical calculation

引用:孙贺东,欧阳伟平,张冕.基于数值模型的气井现代产量递减分析及动态预测[J].石油学报,2017,38(10):1194-1199.

Cite:SUN Hedong,OUYANG Weiping,ZHANG Mian. Advanced production decline analysis and performance forecasting of gas wells based on numerical model[J]. Acta Petrolei Sinica,2017,38(10):1194-1199.

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05013-002)资助。

第一作者:孙贺东,男,1973年11月生,1997年获西安石油学院学士学位,2004年获西安交通大学工学博士学位,现为中国石油勘探开发研究院气田开发研究所高级工程师,主要从事气井试井分析及产能评价方面的科研工作。Email:sunhed@petrochina.com.cn

通信作者:欧阳伟平,男,1986年10月生,2009年获中山大学学士学位,2014年获中国科学院力学研究所博士学位,现为中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司工程师,主要从事试井分析及储层动态评价方面的研究工作。Email:ouywp56@163.com

气藏生产动态预测是气田开发管理的核心工作,贯穿于气田开发的始终,通常采用气井拟稳态产能方程和物质平衡方程^[1-4]相结合的方式。该方法忽略了生产过程中的非稳态流动阶段,适用于中、高渗透储层。对于低渗、致密储层,非稳态流动阶段可达到几年时间,气井现场产能测试通常很难达到拟稳态,常规基于拟稳态产能方程的动态预测会产生较大误差^[5]。

现代产量递减分析方法^[6]是近年来油气藏工程的研究热点之一,是进行单井、井组动态预测的新兴技术。该方法以不稳定渗流理论为基础,以 Blasingame 典型递减曲线拟合分析为代表^[7],利用油气井的日常生产数据,首先通过产量递减特征曲线拟合获取储层参数、计算井控储量,通过全历史压力及产量拟合来降低分析结果的多解性,进而通过建立的生产动态模型进行单井或井组的动态预测。现代产量递减分析方法自 Blasingame 双对数图版拟合方法开始得到广泛应用及发展,许多学者将其扩展到不同类型储层和井型,建立了不同类型的分析模型^[8-18],但目前现代产量递减分析技术还停留在解析模型阶段,采用叠加原理来进行全历史压力及产量曲线的计算。当产量波动大、流动阶段多时,历史拟合计算周期长,难以满足现场实际需求。

笔者以垂直压裂气井为例,考虑定压降产、定产降产、变产变压的生产模式,建立现代产量递减分析的数学模型及混合有限元数值模型,求解并进行分析,旨在提高现代产量递减分析技术的拟合效率与生产动态预测的可靠性。

1 垂直压裂气井不稳定渗流模型

1.1 物理模型及假设条件

均质有界储层中有一口有限导流垂直压裂气井,物理模型假设条件为:①气体在储层中的流动为单相渗流,且满足达西定律;②气体在裂缝中的流动为一维;考虑压裂液对储层的伤害,用矩形低渗透区来描述,用裂缝表皮系数来衡量对储层伤害的大小(图1);

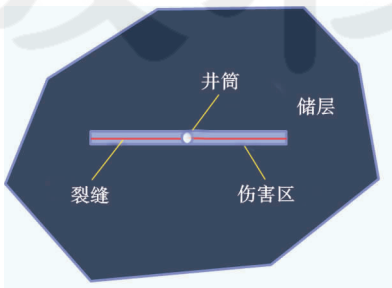


图 1 物理模型示意

Fig. 1 Schematic of physical model

③裂缝体积与井控体积相比非常小,裂缝渗透率远大于储层渗透率,裂缝压力降低造成裂缝内气体体积膨胀对整个流动的影响非常小,可忽略裂缝控制方程中拟压力对时间的导数项;④不考虑井筒储集效应对生产的影响;⑤渗透率、孔隙度及岩石压缩系数不随压力变化。岩石压缩系数按照 Newman 经验公式^[19]计算,气体压缩系数及偏差因子采用 DPR 方法^[20]计算,气体黏度采用 Lee 方法^[21]。

1.2 数学模型

储层:

$$\frac{K_L}{\mu(p)} \left(\frac{\partial^2 \Psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Psi}{\partial y^2} \right) - q_t = \alpha_1 \phi C_t(p) \frac{\partial \Psi}{\partial t} \quad (1)$$

裂缝:

$$\frac{K_f}{\mu(p)} \frac{\partial^2 \Psi}{\partial l^2} + q_t = 0 \quad (2)$$

初始条件:

$$\Psi(x, y, 0) = \Psi_i \quad (3)$$

内边界条件(生产方式):

定产降产:

$$\frac{\partial \Psi}{\partial l} \Big|_{r_{in}} = \frac{\alpha_2 q_{sc} T}{K_f h w_f} \quad (4)$$

定压降产:

$$\Psi \Big|_{r_{in}} = \Psi_w \quad (5)$$

变产变压:

$$\begin{cases} \frac{\partial \Psi}{\partial l} \Big|_{r_{in}} = \frac{\alpha_2 q_{sc}(t) T}{w_f K_f h} & (\text{由变产量求压力}) \\ \Psi \Big|_{r_{in}} = \Psi_w(t) & (\text{由变压力求产量}) \end{cases} \quad (6)$$

封闭外边界:

$$\frac{\partial \Psi}{\partial n} \Big|_{r_{out}} = 0 \quad (7)$$

1.3 模型求解

采用混合有限元方法对模型进行求解^[22-24]:

$$\iint_{\Omega} F d\Omega = \iint_{\Omega_m} F d\Omega_m + w_f \int_{\Omega_f} F d\bar{\Omega}_f \quad (8)$$

将整个计算区域划分为 2 个部分:二维流动的储层区域和一维流动的裂缝区域。利用 Galerkin 加权余量法分别离散储层和裂缝的控制方程,得到储层区域二维有限元方程为:

$$\begin{aligned} & AK_L \left[b_i b_i + c_i c_i + \frac{\alpha_1 \phi \mu(p) C_t(p)}{6 \Delta t K_L} \right] \Psi_i^{n+1} + \\ & AK_L \left[b_j b_j + c_j c_j + \frac{\alpha_1 \phi \mu(p) C_t(p)}{12 \Delta t K_L} \right] \Psi_j^{n+1} + \\ & AK_L \left[b_k b_k + c_k c_k + \frac{\alpha_1 \phi \mu(p) C_t(p)}{12 \Delta t K_L} \right] \Psi_k^{n+1} - \\ & \frac{K_L L}{3} \frac{\partial \Psi_i^{n+1}}{\partial n} - \frac{K_L L}{6} \frac{\partial \Psi_{j(k)}^{n+1}}{\partial n} = \frac{\alpha_1 \phi \mu(p) C_t(p)}{6 \Delta t} \Psi_i^n + \\ & \frac{\alpha_1 \phi \mu(p) C_t(p)}{12 \Delta t} \Psi_j^n + \frac{\alpha_1 \phi \mu(p) C_t(p)}{12 \Delta t} \Psi_k^n \quad (9) \end{aligned}$$

裂缝区域一维有限元方程为:

$$\frac{K_f \omega_f}{L} \Psi_i^{n+1} - \frac{K_f \omega_f}{L} \Psi_j^{n+1} + K_f \omega_f \frac{\partial \Psi_i}{\partial l} = 0 \quad (10)$$

由式(9)和式(10)建立储层区域的有限元刚度矩阵和裂缝区域的刚度矩阵,再将两者组合成系统刚度矩阵。根据窜流关系式,通过储层和裂缝单元叠加消除裂缝与储层交界处的边界项,即式(9)中等式左端第4项和第5项以及式(10)中等式左端第3项,具体组合方法可参考文献[23-24]。由于气体黏度与压缩系数是压力的函数,因此实际计算中每个时间步根据实际地层压力来计算黏度和压缩系数,连续地改变控制方程中黏度和压缩系数,利用 SuperLU 线性方程组求解器求解组合成的线性方程组,从而获得模型的解。

2 现代产量递减曲线及对比

2.1 计算结果对比

假设储层渗透率为 1 mD,原始储层压力为 30 MPa,储层温度为 100℃,有效厚度为 8 m,孔隙度为 10%,圆形封闭半径为 500 m,天然气相对密度为 0.58,裂缝半长为 100 m,裂缝渗透率为 100 D,裂缝宽度为 0.01 m,裂缝表皮系数为 0.1,裂缝伤害区宽度为 0.2 m,根据裂缝表皮系数计算得到伤害区的渗透率为 0.03 mD。分别采用本文数值计算模型与 Topaze 软件计算该井的 Blasingame 曲线,并将计算结果进行对比(图 2)。从图 2 中 Blasingame 曲线计算结果对比可知,数值模型计算结果与 Topaze 软件结果完全一致,从而验证了本文数值模型及计算方法的正确性。

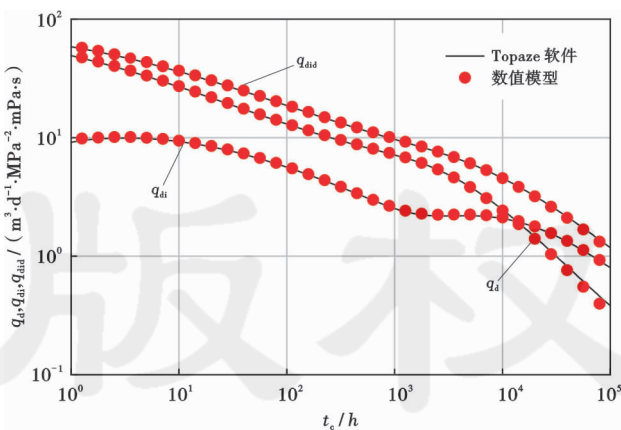


图 2 Blasingame 递减曲线计算结果对比

Fig. 2 Calculation results comparison of the Blasingame decline curve

2.2 计算速度对比

以榆林气田一口气井的生产数据分析为例,将模型计算速度与 Topaze 软件计算速度进行对比。该井

2002-12-06 投产至 2011-08-06,总生产时间 74 673 h,数据点数为 3 164。在同一台计算机分别采用本文数值模型与 Topaze 软件进行拟合分析,并记录两者计算时间。两者计算速度对比见表 1 所示。

表 1 数值模型计算速度与 Topaze 软件对比

Table 1 Contrast in calculation speed between numerical model and Topaze software

方法	实际计算 时间点	网格 单元数	计算 时间/s	平均单步 计算时间/ms
本文数值 模型	3 164	1 418	14.86	4.70
Topaze 软件	273		16.20	59.34

注:表格空白处表示不存在。

由于 Topaze 全历史拟合并非按照实际输入的时间点数进行计算,而是将数据点抽稀后进行,本文算例中实际计算的点数仅为 273 个。数值模型完全按照输入点数逐步进行计算,从而使得全历史拟合的数据完整性更好。本文算例中数值模型计算 3 164 个时间步,总需时间为 14.86 s,平均单步时间为 4.70 ms,而 Topaze 单步计算时间为 59.34 ms。数值模型计算速度的优势明显,满足实际拟合需求。对于生产时间比较长、数据量比较大的井例,可大幅度提高全历史拟合效率。

3 气井生产动态预测及对比

采用先定产降压、后定压降产的生产方式进行气井生产动态预测。假设储层渗透率为 0.03 mD,原始储层压力为 40 MPa,储层温度为 100℃,有效厚度为 15 m,孔隙度为 10%,圆形封闭半径为 500 m,裂缝半长为 100 m,裂缝渗透率为 100 D,裂缝宽度为 0.01 m,裂缝表皮系数为 0.1,天然气相对密度为 0.58,惯性湍流系数为 $1 \times 10^{-7} \text{ d/m}^3$ 。初始配产为 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,后期定井底流压 4 MPa。根据上述参数可求取拟稳态理论二项式产能公式:

$$\Psi(p_i) - \Psi(p_w) = 1.741 q_{sc} + 1.07 \times 10^{-7} q_{sc}^2 \quad (11)$$

常规预测方法(基于二项式产能公式与物质平衡方程)与本文方法计算结果对比如图 3 所示。从图 3 可以看出,常规预测方法结果偏乐观,稳产时间及累积产量均高于本文数值计算结果[图 3(a)]。常规方法井底流压下降速度慢,达到定压生产的时间晚;相比井底流压,二者储层平均压力计算的差别较小[图 3(b)]。这是由于算例中储层渗透率较低,流动达到拟稳态的时间大概需要 2 a,但常规方法初期生产即假定流动为拟稳态流动,从而造成预测误差较大。

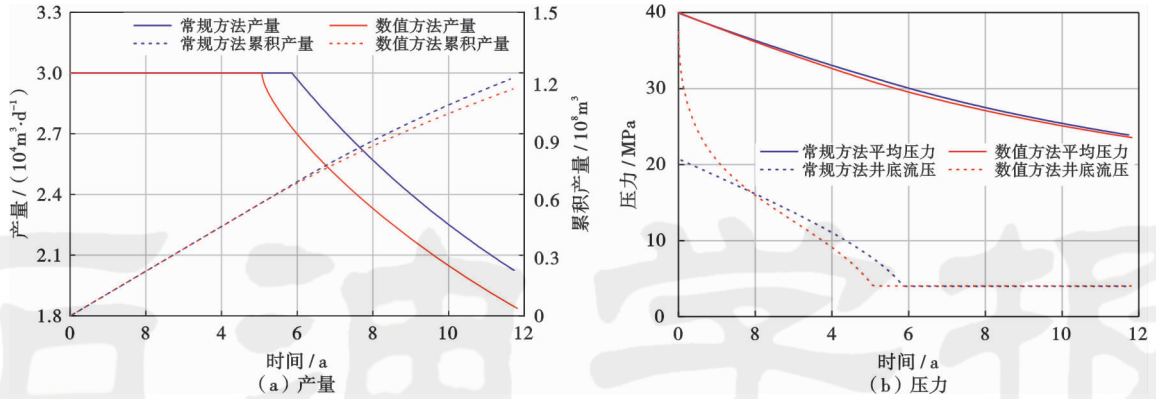


图 3 本文数值模型与常规方法预测结果对比

Fig. 3 Contrast in performance forecasting results between the numerical model of this study and traditional methods

4 应用实例

采用本文数值模型对文献[8]提供的一口压裂井实例进行产量递减分析及生产动态预测,产量特征曲线拟合如图 4 所示,全历史压力和产量拟合及预测如图 5 所示。本文数值模型的解释结果、Topaze 软件及原始文献解释结果的对比如表 2 所示。这三者的 Blasingame 曲线图版拟合得均比较理想。本文数值模型解释的结果与 Topaze 软件解释的结果非常接近,而与原始文献解释的结果差别较大。这是由于原始文献中的解释结果仅仅根据产量递减图版曲线拟合获得,未进行全历史曲线拟合验证,因此多解性较强。根据原始文献解释的结果进行全历史压力及产量数据的计算如图 5 所示。由拟合效果对比可知,本文数值模型明显好于原始文献的数据模型,这表明原始文献解释得到的结果误差较大。由此可见,全历史曲线拟合验证对于减小解释多解性、提高解释准确度具有非常重要的意义。

采用现代产量递减分析技术在生产数据拟合的基

础上进行该井生产动态预测,假定定井底流压为 3 MPa,先按当前产量进行定产生产预测,当井底流压降至此压力后再进行定压生产预测。图 5 显示了预测 1 a 时间的产量及压力变化。预测结果表明,该井井底流压很快达到预定压力,在之后 1 a 时间的累积产量

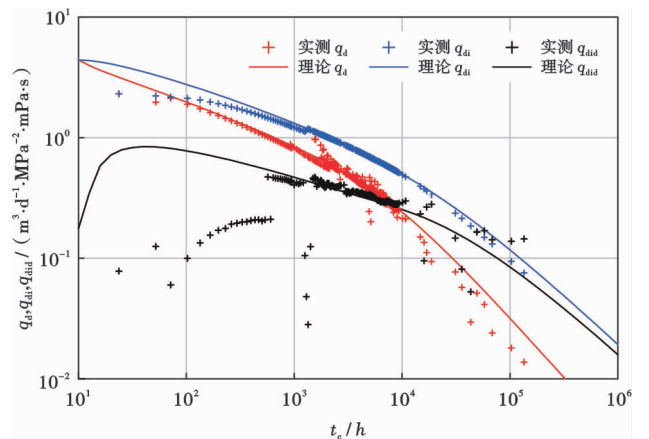


图 4 采用数值方法的 Blasingame 曲线拟合

Fig. 4 Matching diagram of Blasingame curve by numerical methods

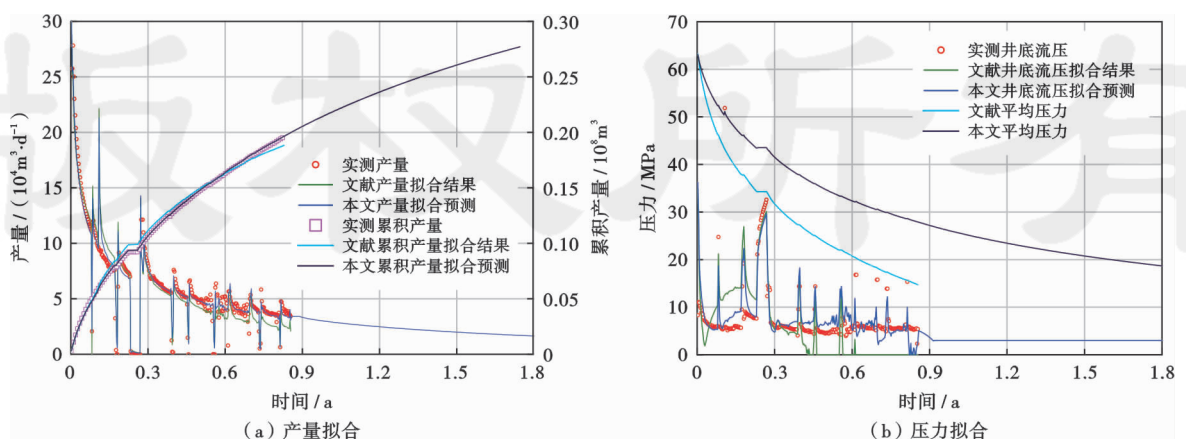


图 5 全历史产量和压力拟合及动态预测

Fig. 5 The whole-course production and pressure history matching and performance forecasting

表 2 现代产量递减分析解释结果对比

Table 2 Contrast in the interpretation results of advanced production decline analysis

方法	储层渗透率/mD	裂缝半长/m	裂缝导流能力/(mD·m)	井控半径/m	井控储量/ 10^8 m^3
文献[8]	0.015 00	42.1	3.16	84.3	0.287
Topaze	0.005 59	88.4	4.70	103.0	0.459
数值模型	0.005 54	90.5	5.10	107.0	0.466

为 $868 \times 10^4 \text{ m}^3$, 储层平均压力下降至 18.4 MPa。若假定该井废弃产量为 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$, 进行全生命周期产量预测的结果表明, 该井总生产时间为 6.3 a, 最终累积产量为 $0.404 \times 10^8 \text{ m}^3$, 最终采出程度为 86.7%。

5 结 论

(1) 数值计算方法是现代产量递减分析技术发展的方向, 可实现复杂储层边界、复杂井型的现代产量递减分析, 且能大幅提高现代产量递减分析全程历史拟合效率。

(2) 利用全程历史拟合建立的生产动态模型可以进行定产降压、定压降产、变压变产 3 种形式的生产动态预测。数值模型计算精度及速度均可满足实际需求。与传统基于拟稳态产能公式及物质平衡方程所获得的预测结果对比表明, 本文数值模型计算结果更准确。

(3) 全历史拟合是降低现代产量递减分析结果多解性的有效手段。一个完整的现代产量递减分析应包含数据评价、典型曲线拟合分析、全程历史拟合及生产动态预测等 4 个主要步骤, 但后 2 步常被忽略。

符号注释: K_L —区域渗透率, 计算区域为伤害区时 K_L 为伤害区渗透率, 计算区域为储层时 K_L 为储层渗透率, mD; μ —气体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p —压力, MPa; Ψ —拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; x, y —储层控制方程的坐标方向; q_l —单位时间、单位体积储层进入裂缝的流体体积, $1/\text{d}$; α_1 —量纲换算系数, 其值为 281.5; ϕ —有效孔隙度; C_f —综合压缩系数, $1/\text{MPa}$; t —测试时间, h; t_c —物质平衡时间, h; K_f —裂缝渗透率, mD; l —裂缝控制方程的坐标方向; Ψ_i —初始拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; Γ_{in} —内边界; α_2 —量纲换算系数, 其值为 0.004 05; q_{sc} —标准状况下气体产量, m^3/d ; T —储层温度, K; h —储层有效厚度, m; w_f —裂缝宽度, m; Ψ_w —井底拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; $\frac{\partial \Psi}{\partial n}$ —沿 Γ 单位外法线方向 n 的方向导数; Γ_{out} —外边界; Ω —整个流动区域; Ω_m —储层流动区域; $\bar{\Omega}_f$ —裂缝流动区域; A —三角形网格面积, m^2 ; b, c —有限元单元系数; i, j, k —三角形网格结点序号;

Δt —时间步长, h; L —裂缝一维网格长度, m; q_d —规整化产量, $\text{m}^3 \cdot (\text{mPa}\cdot\text{s})/(\text{d} \cdot \text{MPa}^2)$; q_{di} —规整化产量积分, $\text{m}^3 \cdot (\text{mPa}\cdot\text{s})/(\text{d} \cdot \text{MPa}^2)$; q_{did} —规整化产量积分导数, $\text{m}^3 \cdot (\text{mPa}\cdot\text{s})/(\text{d} \cdot \text{MPa}^2)$; F —流体流动方程; 上标 n 表示时间步序号。

参 考 文 献

- [1] 孙志道, 王晓云, 王荷美, 等. 封闭性无水气藏动态预测模型[J]. 天然气工业, 1983, 3(3): 44-50.
SUN Zhidao, WANG Xiaoyun, WANG Hemei, et al. A model for predicting performance of water-free bounded gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 1983, 3(3): 44-50.
- [2] 卢晓敏, 何晓东. 气藏动态预测物质平衡法研究[J]. 天然气勘探与开发, 1999, 22(3): 29-39.
LU Xiaomin, HE Xiaodong. Study on material balance method for gas reservoir dynamic prediction[J]. Natural Gas Exploration and Development, 1999, 22(3): 29-39.
- [3] 疏壮志, 杜志敏, 刘建仪, 等. 气井生产动态预测方法研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(8): 78-81.
SHU Zhuangzhi, DU Zhimin, LIU Jianyi, et al. Prediction method of production performance of gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(8): 78-81.
- [4] 史海东, 王晖, 郭春秋, 等. 异常高压气藏采气速度与稳产期定量关系——以阿姆河右岸 B-P 气田为例[J]. 石油学报, 2015, 36(5): 600-605.
SHI Haidong, WANG Hui, GUO Chunqiu, et al. Quantitative relationship between gas recovery rate and stable production period of abnormally high pressure gas reservoirs: a case study of B-P gas field on the right bank of the Amu Darya[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(5): 600-605.
- [5] 孙贺东. 具有补给的气藏物质平衡方程及动态预测[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 683-686.
SUN Hedong. A balance equation of gas materials with recharge capacity and their performance prediction[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 683-686.
- [6] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
SUN Hedong. Advanced production decline analysis and application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [7] BLASINGAME T A, JOHNSTON J L, LEE W J. Type curve analysis using the pressure integral method[R]. SPE 18799, 1989.
- [8] PRATIKNO H, RUSHING J A, BLASINGAME T A. Decline curve analysis using type curves-fractured wells[R]. SPE 84287, 2003.
- [9] 韩永新. 低渗致密气藏气井动态分析研究[D]. 北京: 中国地质大学, 2006.
HAN Yongxin. Study on gas well dynamic performance analysis in low permeability tight gas reservoirs[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2006.
- [10] MARHAENDRAJANA T, BLASINGAME T A. Decline curve analysis using type curves-evaluation of well performance behav-

- ior in a multi-well reservoir system[R]. SPE 71517, 2001.
- [11] SHIH M Y, BLASINGAME T A. Decline curve analysis using type curves: horizontal wells[R]. SPE 29572, 1995.
- [12] CLARKSON C R, JORDAN C L, ILK D, et al. Production data analysis of fractured and horizontal CBM wells[R]. SPE 125929, 2009.
- [13] ZAREENEJAD M H, GHANAVATI M, ASL A K. Production data analysis of horizontal wells using vertical well decline models, a field case study of an oil field[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2014, 32(4): 418-425.
- [14] NOBAKHT M, CLARKSON C R, KAVIANI D. New type curves for analyzing horizontal well with multiple fractures in shale gas reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 10: 99-112.
- [15] 魏明强, 段永刚, 方全堂, 等. 基于物质平衡修正的页岩气藏压裂水平井产量递减分析方法[J]. *石油学报*, 2016, 37(4): 508-515.
WEI Mingqiang, DUAN Yonggang, FANG Quantang, et al. Production decline analysis method of fractured horizontal well in shale gas reservoirs based on modifying material balance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(4): 508-515.
- [16] 孙贺东, 朱忠谦, 施英, 等. 现代产量递减分析 Blasingame 图版制作之纠错[J]. *天然气工业*, 2015, 35(10): 71-77.
SUN Hedong, ZHU Zhongqian, SHI Ying, et al. A note on the Blasingame type curve plotting of production decline analysis[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(10): 71-77.
- [17] 陈元千, 唐玮. 广义递减模型的建立及应用[J]. *石油学报*, 2016, 37(11): 1410-1413.
CHEN Yuanqian, TANG Wei. Establishment and application of generalized decline model[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(11): 1410-1413.
- [18] 王永祥, 段晓文, 徐小林, 等. SEC 准则油气证实储量判别标准与评估方法[J]. *石油学报*, 2016, 37(9): 1137-1144.
WANG Yongxiang, DUAN Xiaowen, XU Xiaolin, et al. Determination criterion and the estimation methods for the proved reserves under the US. SEC regulation[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(9): 1137-1144.
- [19] NEWMAN G H. Pore-volume compressibility of consolidated, friable and unconsolidated reservoir rocks under hydrostatic loading[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, 25(2): 129-134.
- [20] DRANCHUK P M, PURVIS R A, ROBINSON D B. Computer calculation of natural gas compressibility factors using the Standing and Katz correlation[R]. Edmonton: Petroleum Society of Canada, 1973.
- [21] LEE A L, GONZALEZ M H, EAKIN B E. The viscosity of natural gases[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1966, 18(8): 997-1000.
- [22] 欧阳伟平, 刘曰武. 射孔完井参数对试井理论曲线的影响[J]. *石油学报*, 2013, 34(3): 528-534.
OUYANG Weiping, LIU Yuewu. Effects of perforated completion parameters on well test type curves[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 528-534.
- [23] WAN Yizhao, LIU Yuewu, OUYANG Weiping, et al. Numerical investigation of dual-porosity model with transient transfer function based on discrete-fracture model[J]. *Applied Mathematics and Mechanics*, 2016, 37(5): 611-626.
- [24] WAN Yizhao, LIU Yuewu, LIU Wenchao, et al. A numerical approach for pressure transient analysis of a vertical well with complex fractures[J]. *Acta Mechanica Sinica*, 2016, 32(4): 640-648.
(收稿日期 2017-01-19 改回日期 2017-06-21 编辑 王培玺)

(上接第 1193 页)

- [14] SHTEPANI E, NOLL L A, ELROD L W, et al. A new regression-based method for accurate measurement of coal and shale gas content[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2010, 13(2): 359-364.
- [15] ULERY J P, HYMAN D M. The modified direct method of gas content determination—applications and results[C] // *Proceedings of the 1991 Coalbed Methane Symposium*. Tuscaloosa, Alabama: The University of Alabama, 1991: 13-17.
- [16] 魏强, 晏波, 肖贤明. 页岩气解吸方法研究进展[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(9): 1657-1665.
WEI Qiang, YAN Bo, XIAO Xianming. Research progress on the desorption methods of shale gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(9): 1657-1665.
- [17] 俞凌杰, 范明, 陈红宇, 等. 富有机质页岩高温高压重量法等温吸附实验[J]. *石油学报*, 2015, 36(5): 557-563.
YU Lingjie, FAN Ming, CHEN Hongyu, et al. Isothermal adsorption experiment of organic-rich shale under high temperature and pressure using gravimetric method[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(5): 557-563.
- [18] 左罗, 王玉普, 熊伟, 等. 页岩含气量计算新方法[J]. *石油学报*, 2015, 36(4): 469-474.
ZUO Luo, WANG Yupu, XIONG Wei, et al. A new method to calculate the shale gas content[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(4): 469-474.
- [19] MURATA K, KANEKO K. Nano-range interfacial layer upon high-pressure adsorption of supercritical gases[J]. *Chemical Physics Letters*, 2000, 321(5/6): 342-348.
(收稿日期 2016-10-13 改回日期 2017-07-10 编辑 王培玺)