中国科学: 技术科学 2018 年 第 48 卷 第 6 期: 691 ~ 700
SCIENTIA SINICA Technologica techcn.scichina.com
《中国科学》杂志社 SCIENCE CHINA PRESS
论 文

# 考虑页岩气赋存及非线性流动机理的产能预测半解析方法

吴永辉, 程林松*, 黄世军, 薛永超, 丁冠阳

中国石油大学石油工程学院, 北京 102249
* E-mail: lscheng@cup.edu.cn

收稿日期: 2017-05-08; 接受日期: 2017-11-07; 网络版发表日期: 2018-04-23
国家科技重大专项(编号: 2017ZX05037001)和国家自然科学基金项目(批准号: 41672132, U1762210, 51574258)资助

**摘要** 常规油气井可较容易求得解析产能, 而页岩气的解吸、滑脱和扩散等非线性流动机理导致产能模型具有严重的非线性. 本文运用三线性流模型, 引入新的拟压力和拟时间处理页岩气的解吸和压缩性的非线性, 运用逐次替换法处理滑脱和扩散的非线性. 引入动用范围的概念, 结合物质平衡方法和牛顿迭代法求得不同时间下的平均压力, 以此不断更新模型参数, 获得产能的半解析解. 结果表明: (1) 该方法能高效处理模型的非线性, 准确快速地获得页岩气井的产能; (2) 忽略气体的压缩性会严重低估气井产能; 滑脱和扩散提高了气井产能, 但加剧了产量递减; 吸附解吸提高了中后期的产能, 减缓了产量递减; (3) 该方法能很好地拟合矿场生产数据, 并预测气井的产能和可采储量.

**关键词** 页岩气, 非线性, 半解析模型, 产能预测, 多级压裂

## 1 前言

我国页岩气资源非常丰富, 技术可采资源量达$8.82\times10^{12}$ m$^3$[1], 页岩气在涪陵、长宁、威远等区块已取得工业开发, 中国的开发前景广阔[2]. 在页岩气开发过程中, 准确地进行页岩气井的产能预测至关重要, 密切关系到页岩气开发方案设计、压裂评价、生产动态分析及预测等工作.

页岩气储层富含有机质, 对页岩气有较强的吸附能力, 而且储层大部分孔隙处于1~200 nm[3,4], 页岩气在其中的流动机理复杂. 要进行页岩气井的产能预测, 须明确页岩气的吸附解吸特征和纳米孔隙中的非线性流动机理. 目前, 国内外对页岩气吸附解吸、流动机理的研究较多, 取得了较清楚的认识. 郭为等人[5]、侯宇光等人[6]和王敬等人[7]的实验研究已获得页岩气储层的吸附特征. 吴克柳等人[8,9]、盛茂等人[10]、Florence等人[11]、Civan[12]、Javadpour[13]和Darabi等人[14]考虑纳米孔中气体的扩散和滑脱效应, 提出了表观渗透率模型. Wu等人[15~21]考虑吸附气表面扩散、真实气体效应、纳米孔类型与截面形状、微裂缝和应力敏感效应等因素, 进一步揭示了页岩气纳米孔中的复杂非线性流动机理.

另一个关系到产能预测的因素就是水力压裂形成的人工裂缝网络. 虽然很多学者提出了用数值模拟方

引用格式: 吴永辉, 程林松, 黄世军, 等. 考虑页岩气赋存及非线性流动机理的产能预测半解析方法. 中国科学: 技术科学, 2018, 48: 691–700
Wu Y H, Cheng L S, Huang S J, et al. A semi-analytical method of production prediction for shale gas wells considering multi-nonlinearity of flow mechanisms (in Chinese). Sci Sin Tech, 2018, 48: 691–700, doi: 10.1360/N092017-00138

© 2018 《中国科学》杂志社 

法进行复杂缝网的表征和产能预测，但产能预测解析、半解析方法物理意义明确、计算方便，得到广泛的应用. Watternbarger等人[22]提出了平板缝线性流模型，Bello和Wattenbarger[23]建立平板缝双重介质模型，Ahmadi等人[24]考虑天然裂缝，建立了三重介质线性流模型，Brown等人[25]考虑外区的供给，提出了三线性流模型，Stalgorova和Mattar[26]考虑缝间未改造区，建立了缝间和外区同时向SRV供给的五区复合线性流模型. 朱维耀和亓倩[27]、艾爽等人[28]、Wu等人[29]也提出了类似页岩气井产能预测模型. 这些模型考虑了页岩气的流动机理，但都是基于微可压缩流体建立的，弱化了页岩气高压物性、吸附解吸、流动机理的影响，降低了页岩气产能预测的准确性.

本文考虑页岩气高压物性、解吸、表观渗透率的非线性，基于三线性流假设，建立了页岩气压裂水平井产能预测模型. 通过定义拟压力和拟时间，线性化产能模型，获得模型的解析解. 并基于动用范围的物质平衡方程，运用牛顿迭代法求得不同时间下的平均压力. 将平均压力代入产能模型解析解中，将拟时间转化为真实时间，从而获得真实时间对应的页岩气井产能，并分析了各种非线性因素对产能预测的影响，弥补了解析模型对非线性处理的不足.

## 2 页岩气赋存及非线性流动机理的表征

### 2.1 气体高压物性参数

气体高压物性参数随温压条件变化较大，黏度随压力增大而增大，压缩因子随压力增大呈先减小后增大，气体压缩系数随着压力的减小而增大，且在低压时压缩系数变化很大. 但是大部分模型将这些参数当作一个常数处理，低估了压缩系数的非线性. 在本文中，气体物性参数采用Lee等人[30]提出的方法近似计算. 黏度和压缩因子的非线性包含在拟压力中，而拟压力与压力是一一对应的参数，易于相互转化. 拟压力和气体压缩系数的表达式为

$$m(p)=2\int_0^p\frac{p}{\mu(p)Z(p)}\mathrm{d}p, \tag{1}$$

$$c_\mathrm{g}=\frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial\rho}{\partial p}\right)_T=\frac{1}{p}-\frac{1}{Z(p)}\left(\frac{\mathrm{d}Z(p)}{\mathrm{d}p}\right)_T, \tag{2}$$

式中, $m$为拟压力, MPa$^2$/(mPa s); $p$为压力, MPa; $Z(p)$为气体偏差因子, 无量纲; $\mu(p)$为气体黏度, mPa s; $C_\mathrm{g}$为气体压缩系数, MPa$^{-1}$; $\rho$为气体密度, kg/m$^3$.

### 2.2 气体吸附解吸

页岩储层中有机质含量高，很大部分页岩气吸附在页岩有机质中，其中吸附气占20%~80%的地质储量，影响着产量的变化. Langmuir吸附模型是表征页岩气吸附解吸最常用、最简单的模型:

$$V=\frac{V_\mathrm{L}p}{p+p_\mathrm{L}}, \tag{3}$$

式中, $V$为吸附量, m$^3$; $V_\mathrm{L}$为Langmuir体积, m$^3$/m$^3$; $p_\mathrm{L}$为Langmuir压力, MPa.

运用Gerami等人[31]的处理方法，Langmuir吸附量通常以解吸压缩系数的形式加入到综合压缩系数中，其推导过程见文献[31]. 解吸压缩系数为

$$c_\mathrm{d}=\frac{Tp_\mathrm{sc}ZV_\mathrm{L}p_\mathrm{L}}{T_\mathrm{s}\phi_\mathrm{m}(p_\mathrm{L}+p)^2p}, \tag{4}$$

式中, $T$为温度, K; $p_\mathrm{sc}$为标准状况下的绝对压力, MPa; $T_\mathrm{sc}$为标准状况下的绝对温度，K; $\phi_\mathrm{m}$为基质孔隙度，小数.

### 2.3 表观渗透率

常规储层中孔喉半径较大，气体主要传输方式为压差下的对流，流动方程满足达西定律，而在页岩储层中，大部分孔喉分布在1~200 nm，气体在纳米孔隙中的流动机理较多，主要包括渗流、滑脱和扩散. 目前表征页岩气复杂流动机理的模型较多，为方便在页岩气产能预测中的应用，一般通过对渗透率的修正进行处理，建立表观渗透率模型. 表观渗透率随压力变化很大，随压力的减小，表观渗透率迅速增大，对于孔喉半径更小的储层，这种变化趋势更明显. 本文主要研究扩散和滑脱效应对产能的影响，因此以Javadpour[13]提出的模型为例加以说明.

$$k_\mathrm{app}=c_\mathrm{g}D\mu+Fk_\mathrm{D}, \tag{5}$$

$$F=1+\left(\frac{8\pi RT}{M}\right)^{0.5}\frac{\mu\times10^{-3}}{p_\mathrm{avg}\times10^6r_n}\left(\frac{2}{\alpha}-1\right). \tag{6}$$

其中流管水力半径为

$$r_n = \sqrt{8k_D}, \tag{7}$$

式中，$k_{app}$为表观渗透率，$10^{-3}$ μm$^2$；$k_D$为达西渗透率，$10^{-3}$ μm$^2$；$R$为气体常数，$R$=8.314 J mol$^{-1}$ K$^{-1}$；$M$为气体分子量, kg/kmol, 取16; $r_n$为圆形毛管半径, m; $p_{avg}$为平均压力, MPa; $\alpha$为切向动量协调系数, 取决于孔隙内壁光滑度、气体类型、温度、压力等，其取值范围为0~1，本文取0.5；$D$为扩散系数，$10^{-6}$ m$^2$/s，本文取0.51.

## 3　产能模型及解析解

### 3.1　物理模型

在大规模水力压裂后，如图1所示，近井区域由于人工裂缝的存在, 将储层切割成条带状的平板, 平板内形成微裂缝, 成为改造区, 简称内区; 改造区以外区域由于未受到人工压裂的改造作用, 称为外区. 本文采用三线性流模型，认为外区基质中的气体通过线性流进入内区，内区气体线性流入人工裂缝，人工裂缝汇流进井筒. 其他假设如下:

(1) 储层3个区域内部均质、等厚、上下封闭;

(2) 考虑气体在储层和裂缝中均为单相、非稳态流动;

(3) 基质中页岩气的吸附解吸服从Langmuir理论;

(4) 内区次生裂缝发育，但太复杂而无法准确表征, 因此本文将裂缝网络与基质处理成等效介质, 用平板模型进行表征;

(5) 以表观渗透率模型表征页岩气在储层中复杂流动机理.

### 3.2　数学模型

本文采用Gerami等人[31]对解吸气的处理方法，推导基质中的渗流方程:

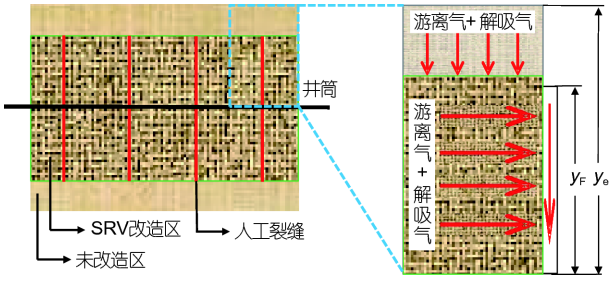



图 1　(网络版彩图)压裂水平井模型示意图

$$\frac{\partial^2 \psi_m}{\partial x^2} = \frac{\phi_m \mu_g c_{tm}}{0.0864 k_m} \frac{\partial \psi_m}{\partial t}, \tag{8}$$

其中,

$$\psi_m = 2\int_0^{p_m} \frac{p_m}{\mu Z} \mathrm{d}p_m, \tag{9}$$

$$c_{tm} = c_m + c_g + c_d, \tag{10}$$

$$c_d = \frac{p_{sc} ZT}{\phi_m Z_{sc} T_{sc}} \frac{V_L p_L}{p_m (p_L + p_m)^2}, \tag{11}$$

其中, $c_{tm}$是修正的综合压缩系数, $c_d$定义为解吸压缩系数，$c_m$是地层压缩系数，$c_g$是气体压缩系数；$\psi_m$是拟压力.

由于方程中$\mu_g$和$c_{tm}$是压力的函数, 存在非线性, 因此, 本文引入拟时间, 其定义如下:

$$t_a = \int_0^t \frac{\mu_{gi} c_{tmi}}{\mu_g(\overline{p}_m) c_{tm}(\overline{p}_m)} \mathrm{d}t. \tag{12}$$

将拟时间代入流动方程，便可使原方程线性化，得到:

$$\frac{\partial^2 \psi_m}{\partial x^2} = \frac{\phi_m \mu_{gi} c_{tmi}}{0.0864 k_m} \frac{\partial \psi_m}{\partial t_a}. \tag{13}$$

取模型单条裂缝的1/4, 与Brown[25]模型一样, 不同区域间通过流量和压力进行耦合. 为了方便推导, 我们引入无因次变量, 其定义见表1. 其中, $A_{cw} = 2x_e h$, m$^2$; $h$为储层厚度，m; $x_e$为水平井长度，m; $\phi_o$, $\phi_I$, $\phi_F$为外区、内区和裂缝孔隙度, 无因次; $k_o$, $k_I$, $k_F$为外区、内区和裂缝的渗透率, $10^{-3}$ μm$^2$; $c_{to}$, $c_{tI}$, $c_{tF}$为外区、内区和裂缝的综合压缩系数, MPa$^{-1}$; $\mu$为气体黏度, mPa s; $p_o$, $p_I$, $p_F$为外区、内区和裂缝压力, MPa; $q_{sc}$为地面产气量；$y_F$, $y_e$为裂缝半长和外边界距离；$L_F$为人工裂缝间距.

外区方程: 根据假设条件, 与水平井平行和垂直分别是$x$轴和$y$轴方向, 如图1所示, 外区为基质区, 外区基质中的气体先沿$y$方向以线性流的方式到达内区, 考虑页岩基质中吸附气的解吸和气体在页岩纳米孔隙中的表观渗透率, 外边界条件为封闭, 内边界与内区进行耦合(压力连续、流量守恒), 参照表1中无因次量的定义,

**表 1** 无因次量定义

| 无因次量 | 定义 | 无因次量 | 定义 |
|---|---|---|---|
| 无因次产量(定压) | $\frac{1}{q_{\mathrm{D}}}=\frac{k_{\mathrm{F}}\sqrt{A_{\mathrm{cw}}}(\psi_{\mathrm{i}}-\psi_{\mathrm{wf}})}{1.291\times10^{-3}q_{\mathrm{sc}}T}$ | 无因次拟压力 | $\psi_{\mathrm{D}}=\frac{\psi_{\mathrm{i}}-\psi}{\psi_{\mathrm{i}}-\psi_{\mathrm{wf}}}$ |
| 无因次压力(定产) | $p_{\mathrm{D}}=\frac{k_{\mathrm{F}}\sqrt{A_{\mathrm{cw}}}(\psi_{\mathrm{i}}-\psi_{\mathrm{wf}})}{1.291\times10^{-3}q_{\mathrm{sc}}T}$ | 无因次时间 | $t_{\mathrm{D}}=\frac{0.0864k_{\mathrm{F}}t_{\mathrm{a}}}{\overline{\mu}(\phi_{\mathrm{I}}c_{\mathrm{tI}}+\phi_{\mathrm{F}}c_{\mathrm{tF}})A_{\mathrm{cw}}}$ |
| X方向无因次长度 | $x_{\mathrm{D}}=\frac{x}{L_{\mathrm{F}}/2}$ | Y方向无因次长度 | $y_{\mathrm{D}}=\frac{y}{\sqrt{A_{\mathrm{cw}}}}$ |
| 传导系数 | $\eta_{\mathrm{D}}=\frac{\eta_{\mathrm{I}}}{\eta_{\mathrm{o}}}=\frac{k_{\mathrm{F}}}{\phi_{\mathrm{I}}c_{\mathrm{tI}}+\phi_{\mathrm{F}}c_{\mathrm{tF}}}\frac{\phi_{\mathrm{o}}c_{\mathrm{to}}}{k_{\mathrm{o}}}$ | 无因次裂缝半长 | $y_{\mathrm{FD}}=\frac{y_{\mathrm{F}}}{\sqrt{A_{\mathrm{cw}}}}$ |
| 储容比 | $\omega=\frac{\phi_{\mathrm{F}}c_{\mathrm{tF}}}{\phi_{\mathrm{I}}c_{\mathrm{tI}}+\phi_{\mathrm{F}}c_{\mathrm{tF}}}$ | 无因次外边界距离 | $y_{\mathrm{eD}}=\frac{y_{\mathrm{e}}}{\sqrt{A_{\mathrm{cw}}}}$ |
| 内区-外区传质系数 | $\lambda_{\mathrm{Io}}=\frac{12}{L_{\mathrm{F}}^2}\frac{k_{\mathrm{I}}}{k_{\mathrm{o}}}A_{\mathrm{cw}}$ | 内区-裂缝传质系数 | $\lambda_{\mathrm{IF}}=\frac{12}{L_{\mathrm{F}}^2}\frac{k_{\mathrm{I}}}{k_{\mathrm{F}}}A_{\mathrm{cw}}$ |

则外区的流动模型为

$$\begin{cases}\dfrac{\partial^2\psi_{\mathrm{oD}}}{\partial y_{\mathrm{D}}^2}=\eta_D\dfrac{\partial\psi_{\mathrm{oD}}}{\partial t_{\mathrm{D}}},\\ \psi_{\mathrm{oD}}(y_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})\big|_{t_{\mathrm{D}}=0}=0,\\ \psi_{\mathrm{oD}}(y_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})\big|_{y_{\mathrm{D}}=y_{\mathrm{FD}}}=\psi_{\mathrm{mD}}(y_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})\big|_{y_{\mathrm{D}}=y_{\mathrm{FD}}},\\ \dfrac{\partial\psi_{\mathrm{oD}}(y_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})}{\partial y_{\mathrm{D}}}\Big|_{y_{\mathrm{D}}=y_{\mathrm{eD}}}=0.\end{cases}\tag{14}$$

内区方程: 假定气体沿$x$方向由内区基质线性流入人工裂缝, 考虑基质中吸附气的解吸和气体在页岩纳米孔隙中的表观渗透率, 将人工裂缝之间的区域处理为封闭边界, 流体从基质线性流入到人工裂缝, 则其流动模型为

$$\begin{cases}\dfrac{\partial^2\psi_{\mathrm{mD}}}{\partial x_{\mathrm{D}}^2}=\dfrac{3}{\lambda_{\mathrm{mF}}}(1-\omega)\dfrac{\partial\psi_{\mathrm{mD}}}{\partial t_{\mathrm{D}}}-\dfrac{3}{\lambda_{\mathrm{mo}}y_{\mathrm{FD}}}\dfrac{\partial\psi_{\mathrm{oD}}}{\partial y_{\mathrm{D}}}\Big|_{y_{\mathrm{D}}=y_{\mathrm{FD}}},\\ \psi_{\mathrm{mD}}(x_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})\big|_{t_{\mathrm{D}}=0}=0,\\ \dfrac{\partial\psi_{\mathrm{mD}}(x_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})}{\partial x_{\mathrm{D}}}\Big|_{x_{\mathrm{D}}=0}=0,\\ \psi_{\mathrm{mD}}(x_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})\big|_{x_{\mathrm{D}}=1}=\psi_{\mathrm{FD}}.\end{cases}\tag{15}$$

人工裂缝方程: 根据假设, 气体由人工裂缝线性流入井筒, 考虑裂缝外边界封闭, 内边界为水平井筒压力, 并考虑水平井定压生产, 则裂缝流动方程如下:

$$\begin{cases}\dfrac{\partial^2\psi_{\mathrm{FD}}}{\partial y_{\mathrm{D}}^2}=\omega\dfrac{\partial\psi_{\mathrm{FD}}}{\partial t_{\mathrm{D}}}+\dfrac{\lambda_{\mathrm{mF}}}{3}\dfrac{\partial\psi_{\mathrm{mD}}}{\partial x_{\mathrm{D}}}\Big|_{x_{\mathrm{D}}=1},\\ \psi_{\mathrm{FD}}(y_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})\big|_{t_{\mathrm{D}}=0}=0,\\ \psi_{\mathrm{FD}}(y_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})\big|_{y_{\mathrm{D}}=0}=1+S_{\mathrm{c}},\\ \dfrac{\partial\psi_{\mathrm{FD}}(y_{\mathrm{D}},t_{\mathrm{D}})}{\partial y_{\mathrm{D}}}\Big|_{y_{\mathrm{D}}=y_{\mathrm{FD}}}=0.\end{cases}\tag{16}$$

定压生产时, 标况下页岩气平板缝压裂水平井产能为

$$q_{\mathrm{sc}}=\frac{T_{\mathrm{sc}}Z_{\mathrm{sc}}}{2p_{\mathrm{sc}}}\frac{k_{\mathrm{F}}}{T}A_{\mathrm{cw}}\frac{\partial\psi_{\mathrm{F}}}{\partial y}\Big|_{y=0},\tag{17}$$

其中, $T_{\mathrm{sc}}$, $p_{\mathrm{sc}}$和$Z_{\mathrm{sc}}$为地面温度、压力和压缩因子.

### 3.3 模型求解

为了便于推导, 我们将求解模型进行Laplace变换, 求解Laplace空间下的解, 并用Stehfest数值反演方法, 获得实空间下的解.

当定井底流压生产时, 求解得到Laplace空间下产量解为

$$\overline{q}_{\mathrm{D}}=\frac{1}{2\pi s}\sqrt{sf(s)}\tanh\left[\sqrt{sf(s)}\cdot y_{\mathrm{FD}}\right],\tag{18}$$

$$f(s)=\omega+\frac{\lambda_{\mathrm{mF}}}{3}\sqrt{f_f(s)/s}\tanh\left[\sqrt{sf_f(s)}\right].\tag{19}$$

在无限大外边界条件下:

$$f_f(s)=\frac{3}{\lambda_{\mathrm{mF}}}(1-\omega)+\frac{3}{\lambda_{\mathrm{mo}}y_{\mathrm{FD}}}\sqrt{\eta_{\mathrm{D}}/s}. \tag{20}$$

在封闭外边界条件下:

$$f_f(s)=\frac{3}{\lambda_{\mathrm{mF}}}(1-\omega)-\frac{3}{\lambda_{\mathrm{mo}}y_{\mathrm{FD}}}\sqrt{\eta_{\mathrm{D}}/s}\tanh\left[\sqrt{s\eta_{\mathrm{D}}}\cdot(y_{\mathrm{FD}}-y_{\mathrm{eD}})\right]. \tag{21}$$

## 4　考虑解吸及非线性流动机理的半解析方法

拟时间和拟压力的引入线性化了页岩气井的产能模型, 但是, 考虑非线性解吸后, 得到的通解是拟时间的函数, 而拟时间又是压力的函数, 因此, 要得到实际时间下的产能及其构成, 还需要进行迭代求解. 在迭代过程中, 须求解每个时间步的油藏平均压力, 本文考虑页岩吸附气, 建立了流动物质平衡方程.

### 4.1　储层动用范围及平均压力的求解方法

运用Watternbarger的思想, 在压力波及到边界之前, 压力波传播距离为

$$x_{\mathrm{inv}}=0.5836\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu_{\mathrm{i}}C_{\mathrm{ti}}}}. \tag{22}$$

人工裂缝导流能力较大, 开井后很快动用, 因此内区沿着$x$方向动用, $x_{\mathrm{inv}}\le L_{\mathrm{F}}/2$, 外区沿着$y$方向动用, $y_{\mathrm{inv}}\le y_{\mathrm{e}}-y_{\mathrm{F}}$. 因此, 一条裂缝控制范围内, 压力波及地下流体体积为

$$V_{\mathrm{inv}}=4x_{\mathrm{inv}}Hy_{\mathrm{F}}\phi_{\mathrm{I}}+2y_{\mathrm{inv}}HL_{\mathrm{F}}\phi_{\mathrm{o}}. \tag{23}$$

运用物质平衡原理, 吸附和游离页岩气产出量分别为

$$G_{\mathrm{pa}}=V_{\mathrm{inv}}\cdot\left(\frac{V_{\mathrm{L}}p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{V_{\mathrm{L}}\overline{p}}{p_{\mathrm{L}}+\overline{p}}\right), \tag{24}$$

$$G_{\mathrm{pb}}=\frac{V_{\mathrm{inv}}}{B_{\mathrm{gi}}}\cdot\left(1-\frac{Z_{\mathrm{i}}\overline{p}}{p_{\mathrm{i}}\overline{Z}}\right). \tag{25}$$

产气量由游离气产量和吸附气产量之和, 因此, 可以获得:

$$G_{\mathrm{p}}=V_{\mathrm{inv}}\cdot\left(\frac{V_{\mathrm{L}}p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{V_{\mathrm{L}}\overline{p}}{p_{\mathrm{L}}+\overline{p}}\right)+\frac{V_{\mathrm{inv}}}{B_{\mathrm{gi}}}\cdot\left(1-\frac{Z_{\mathrm{i}}\overline{p}}{p_{\mathrm{i}}\overline{Z}}\right). \tag{26}$$

整理可得:

$$f(\overline{p})=\frac{V_{\mathrm{L}}p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{V_{\mathrm{L}}\overline{p}}{p_{\mathrm{L}}+\overline{p}}-\frac{Z_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{i}}}\frac{\overline{p}}{B_{\mathrm{gi}}\overline{Z}}+\frac{1}{B_{\mathrm{gi}}}-\frac{G_{\mathrm{p}}}{V_{\mathrm{inv}}}=0. \tag{27}$$

对式(27)求导可得:

$$f'(\overline{p})=\frac{Z_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{i}}B_{\mathrm{gi}}}\frac{\overline{p}}{\overline{Z}^2}\frac{\mathrm{d}Z}{\mathrm{d}\overline{p}}+\frac{V_{\mathrm{L}}\overline{p}}{(p_{\mathrm{L}}+\overline{p})^2}-\frac{Z_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{i}}B_{\mathrm{gi}}}\frac{1}{\overline{Z}}-\frac{V_{\mathrm{L}}}{p_{\mathrm{L}}+\overline{p}}. \tag{28}$$

因此, 平均压力可运用牛顿迭代进行求解, 迭代格式为

$$\overline{p}_{k+1}=\overline{p}_k-\omega\frac{f(\overline{p}_k)}{f'(\overline{p}_k)}, \tag{29}$$

式中, $\omega$依从于牛顿迭代的次数$n$, $\omega=\frac{1}{2^{n-1}}$.

### 4.2　产能预测的半解析方法

为了更准确地表征不同时间下的产能, 本文基于产能模型的解析解和动用范围内平均压力求解方法, 建立了半解析方法. 半解析方法求解步骤如下:

(1) 将产能预测区间划分多个时间步, 并假定初始时间步下的平均压力为原始地层压力;

(2) 用动用范围内的平均压力更新模型中与压力相关的参数;

(3) 基于更新的模型参数, 运用式(18)~(21), 结合Stehfest反演方法, 求解当前时间步下的产量, 并求解拟时间对应的真实时间;

(4) 基于产量求解结果, 运用式(23)~(29), 结合牛顿迭代方法求解动用范围内的平均压力;

(5) 基于动用范围内的平均压力值, 重复(2)~(4)步, 直至达到预测时间范围.

这样就可以获得考虑页岩气高压物性、吸附解吸和表观渗透率等非线性流动机理的压裂水平井产能. 其具体迭代步骤见图2.

## 5　模型验证与分析

### 5.1　模型验证

由于在处理模型非线性时, 为获得模型的解析解

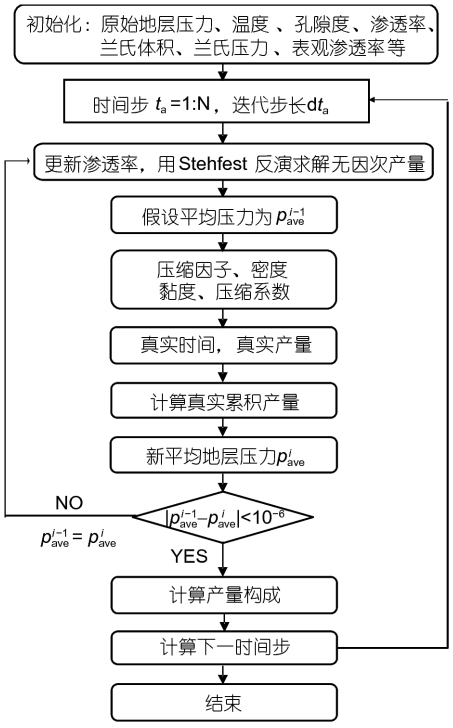



**图 2** 非线性处理及产能预测流程图

作了一定简化, 因此, 运用文献[32]的有限差分方法对本文的半解析方法进行了验证, 模型参数见表2. 在相同参数下, 两种方法产量预测结果如图3. 从图中可以看出, 本文的半解析解与有限差分方法获得的解吻合较好, 二者结果基本一致, 本文模型能有效处理各种非线性因素. 因此, 在实际产能预测、生产动态分析及储层参数反演时, 可以运用于本文提出的半解析方法.

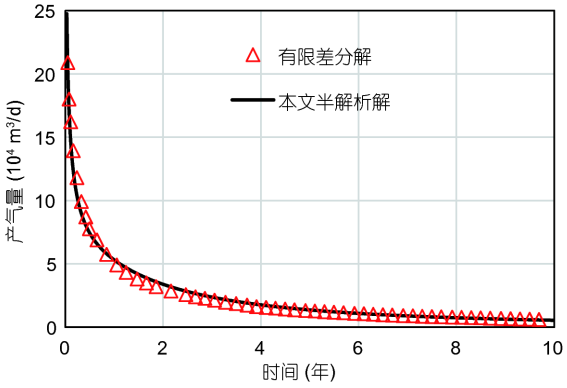



**图 3** (网络版彩图)模型验证结果

## 5.2 非线性参数对产能的影响分析

为分析页岩气高压物性参数、吸附解吸特性、表观渗透率的非线性, 本文运用单因素分析方法, 分别就三方面的非线性进行了分析, 并对吸附气对产气量的构成进行了分析. 在分析时, 除了分析参数外, 其他参数见表2.

(1) 气体高压物性参数的非线性

如图4(a)所示, 气体高压物性参数对产量的影响都非常大, 而且随着生产的进行, 储层压力下降, 其影响越来越明显. 通常的模型将页岩气做微可压缩流体处理, 忽略了其非线性, 这会造成很大误差, 严重低估了页岩气井的产能. 在生产初期, 气体高压物性非线性较小, 对产量影响较小, 但随着生产进行, 压力下降, 页岩气的高压物性参数的非线性加重, 页岩气的膨胀性更大, 这减缓了产量递减.

(2) 吸附解吸的非线性

如图4(b)和(c)所示, 在生产初期, 储层吸附气对产

**表 2** 模型验证所需参数

| 参数 | 取值 | 参数 | 取值 |
|---|---|---|---|
| 原始压力, MPa | 30 | 裂缝渗透率, $10^{-3}$ μm$^2$ | 2000 |
| 储层温度, K | 370 | 井底流压, MPa | 4 |
| 储层厚度, m | 30 | 储层孔隙度 | 0.05 |
| 内区渗透率, $10^{-3}$ μm$^2$ | $5\times10^{-4}$ | 压裂段数 | 12 |
| 外区渗透率, $10^{-3}$ μm$^2$ | $5\times10^{-5}$ | 裂缝孔隙度 | 0.5 |
| 水平井长度, m | 900 | 兰氏压力, MPa | 5 |
| 外边界范围, m | 170 | 兰氏体积, m$^3$/m$^3$ | 5 |
| 裂缝半长, m | 140 | 裂缝宽度, m | 0.003 |

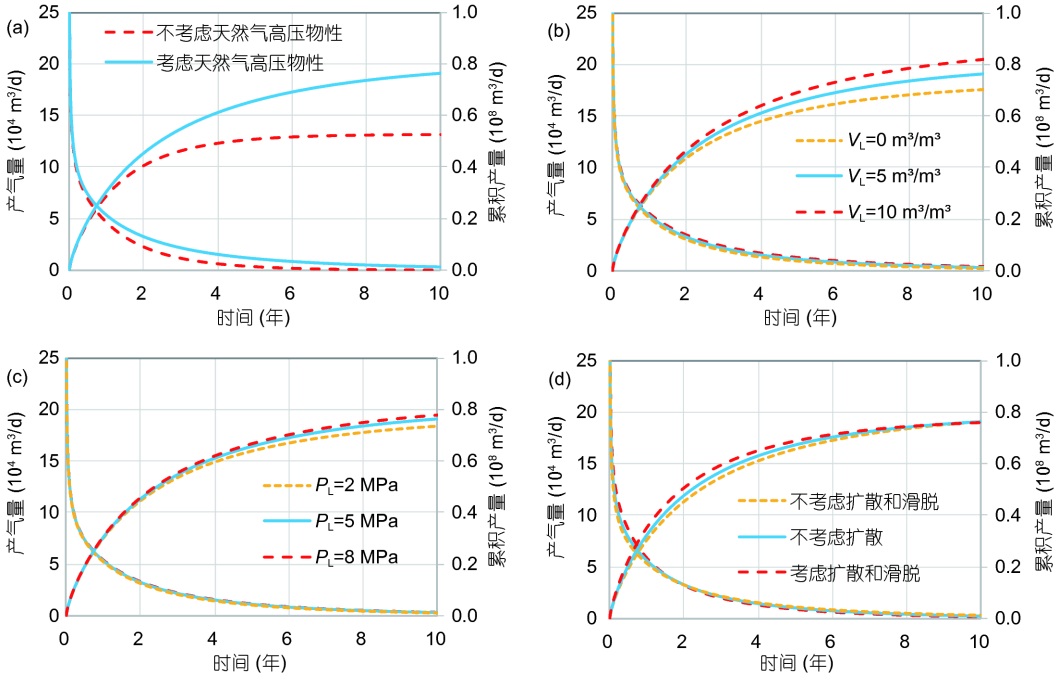



图 4　(网络版彩图)气体高压物性(a)、兰氏体积(b)、兰氏压力(c)和页岩气流动机理(d)对产能的影响

量的影响较小, 主要原因是刚生产, 储层整体压力下降较小, 解吸气的贡献较小; 当生产几年之后, 储层压力下降, 吸附气才逐渐快速地解吸出来, 其对产能的贡献也逐渐增大. 因此, 在页岩气初期的产能预测时, 其非线性可以忽略, 误差不会太大; 当生产2年之后, 产能预测须考虑页岩气吸附解吸的非线性.

从图4(b)可以看出, 当兰氏体积增大时, 解吸气对产能的贡献增大, 这也减缓了页岩气井的产量递减速度; 图4(c)显示, 随着兰氏压力的增加, 解吸气对产量影响也增大, 与兰氏体积影响规律类似, 但二者对产量影响比高压物性非线性的影响更小.

(3) 表观渗透率的非线性

从图4(d)中可以看出, 页岩气表观渗透率的产能的贡献主要体现在生产初期, 如果忽略页岩气在储层基质中的扩散和滑脱效应, 会低估了页岩气井的产能. 虽然扩散和滑脱效应在低压力下的非线性更加明显, 页岩气的流动能力更强, 但由于页岩气生产后期储层亏空, 对产量没有提高, 不考虑表观渗透率非线性计算出来的后期产能更高. 总之, 忽略页岩气在储层中的扩散与滑脱效应, 会低估页岩气井初期的产能.

(4) 产能构成分析

为了计算吸附气、游离气对产量的贡献, 采用物质平衡方法, 运用下式计算吸附气的贡献:

$$R_a = \frac{c_d(\overline{p}_m)}{c_{tm}(\overline{p}_m)} \times 100\%.$$

根据图5, 随着开发的进行, 解吸气占总产气量的比例越来越大, 当兰氏压力为5 MPa, 兰氏体积为10 m³/m³时, 生产到第10年的解吸气对产量的贡献达到28.4%. 当兰氏体积增大, 解吸气对产量的贡献增大, 当兰氏压力增大时, 解吸气对产量的贡献也会增大. 因此, 同等其他条件, 吸附气含量高, 兰氏体积、兰氏压力越高的页岩气藏, 单井产量越高.

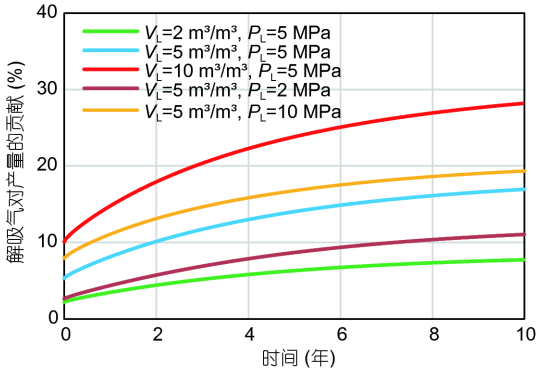



图 5　(网络版彩图)解吸气对产量的贡献

**表 3** 模型参数及拟合参数表[a)]

| 参数 | 取值 | 参数 | 取值 |
|---|---|---|---|
| 原始压力, MPa | 20.34 | 井底流压, MPa | 3.69 |
| 储层温度, K | 352 | 兰氏压力, MPa | 4.48 |
| 储层厚度, m | 90 | 兰氏体积, $m^3/m^3$ | 7.2 |
| 储层基质孔隙度 | 0.04 | 裂缝宽度, m | 0.003 |
| 水平井长度, m | 853.4 | 裂缝孔隙度 | 0.5 |
| 边界范围, m | 145 | 压裂簇数 | 28 |
| * 储层基质渗透率, $10^{-3}$ μm$^2$ | $4\times10^{-5}$ | * 改造区渗透率, $10^{-3}$ μm$^2$ | $1\times10^{-4}$ |
| * 裂缝半长, m | 70 | * 裂缝渗透率, $10^{-3}$ μm$^2$ | 1800 |

a) * 表示模型拟合参数

### 5.3 应用实例

以Barnett盆地一口页岩气井为例(数据取自文献[33]), 利用本文提出的半解析模型对该井的生产动态数据进行了拟合, 反演了该井的裂缝参数, 为矿场页岩气井产能预测、压裂参数优化设计及压后效果评价提供一定的理论指导. 相关的基本参数见表3.

生产数据的拟合结果见图6, 从中可以看出, 模型对实际生产数据的拟合效果较好, 运用该模型拟合有效裂缝半长为70 m, 裂缝导流能力为0.54 D·cm, 改造区(SRV)区域渗透率为$1\times10^{-7}$ μm$^2$, 储层基质渗透率为$4\times10^{-8}$ μm$^2$. 可以看出, 内区渗透率提高了2.5倍, 裂缝有效长度70 m, 可见压裂效果较好. 运用该模型对后续产量进行预测, 生产10年后, 日产气量为$0.37\times10^4$ m$^3$/d, 累积产气量为$0.68\times10^8$ m$^3$.

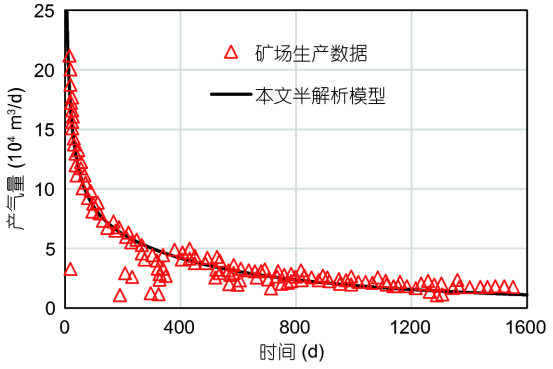



**图 6** (网络版彩图)矿场生产数据拟合结果

## 6 结论

页岩气的赋存和流动机理都是非线性的, 页岩气井产能预测方法须考虑这些机理的非线性. 本文基于三线性流模型, 考虑页岩气赋存及流动机理的非线性, 并结合流动物质平衡方程, 建立了页岩气产能预测半解析方法. 运用数值解和矿场生产数据验证了半解析方法的合理性和实用性.

页岩气的高压物性、解吸、表观渗透率对产能影响较大, 忽略这些因素会低估页岩气井的产能. 气体高压物性影响整个开发阶段的产能, 扩散和滑脱效应主要影响早期产能, 页岩气的解吸主要影响后期产能. 随着生产的进行, 解吸气对产量的贡献逐渐增大, 而且随兰氏体积和兰氏压力的增大而增大.

## 参考文献

1 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力. 石油勘探与开发, 2010, 37: 641–653
2 李延钧, 刘欢, 张烈辉, 等. 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限. 中国科学: 地球科学, 2013, 43: 1088–1095
3 Honarpour M M. Characterization of critical fluid PVT, rock, and rock-fluid properties—Impact on reservoir performance of liquid rich shales. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, 2012
4 Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale. J Sediment Res, 2009, 79: 848–861

5 郭为, 熊伟, 高树生, 等. 温度对页岩等温吸附/解吸特征影响. 石油勘探与开发, 2013, 40: 481–485
6 侯宇光, 何生, 易积正, 等. 页岩孔隙结构对甲烷吸附能力的影响. 石油勘探与开发, 2014, 41: 248–256
7 王敬, 罗海山, 刘慧卿, 等. 页岩气吸附解吸效应对基质物性影响特征. 石油勘探与开发, 2016, 43: 145–152
8 吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩气纳米孔气体传输模型. 石油学报, 2015, 36: 837–889
9 吴克柳, 李相方, 陈掌星, 等. 页岩气复杂孔裂隙真实气体传输机理和数学模型. 中国科学: 技术科学, 2016, 46: 851–63
10 盛茂, 李根生, 黄中伟, 等. 考虑表面扩散作用的页岩气瞬态流动模型. 石油学报, 2014, 35: 347–352
11 Florence F A, Rushing J, Newsham K E, et al. Improved permeability prediction relations for low permeability sands. In: Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver, 2007
12 Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. Transp Porous Media, 2010, 82: 375–384
13 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). J Can Pet Tech, 2009, 48: 16–21
14 Darabi H, Ettehad A, Javadpour F, et al. Gas flow in ultra-tight shale strata. J Fluid Mech, 2012, 710: 641–658
15 Wu K, Li X, Wang C, et al. Model for surface diffusion of adsorbed gas in nanopores of shale gas reservoirs. Ind Eng Chem Res, 2015, 54: 3225–3236
16 Wu K, Chen Z, Li X, et al. A model for multiple transport mechanisms through nanopores of shale gas reservoirs with real gas effect-adsorption-mechanic coupling. Int J Heat Mass Transfer, 2016, 93: 408–426
17 Wu K, Li X, Guo C, et al. A unified model for gas transfer in nanopores of shale-gas reservoirs: Coupling pore diffusion and surface diffusion. SPE J, 2016, 21: 1583–1611
18 Wu K, Chen Z, Li X, et al. Flow behavior of gas confined in nanoporous shale at high pressure: Real gas effect. Fuel, 2017, 205: 173–183
19 Wu K, Chen Z, Li X, et al. Methane storage in nanoporous material at supercritical temperature over a wide range of pressures. Sci Rep, 2016, 6: 33461
20 Wu K, Chen Z, Li X. Real gas transport through nanopores of varying cross-section type and shape in shale gas reservoirs. Chem Eng J, 2015, 281: 813–825
21 Wu K, Li X, Wang C, et al. A model for gas transport in microfractures of shale and tight gas reservoirs. AIChE J, 2015, 61: 2079–2088
22 Wattenbarger R A, El-Banbi A H, Villegas M E, et al. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells. In: SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium. Denver, 1998
23 Bello R O, Wattenbarger R A. Modelling and analysis of shale gas production with a skin effect. J Can Pet Tech, 2013, 49: 37–48
24 Ahmadi H A, Almarzooq A, Wattenbarger R. Application of linear flow analysis to shale gas wells-field cases. In: SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh, 2010
25 Brown M, Ozkan E, Raghavan R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs. SPE Reservoir Evaluation Eng, 2011, 14: 663–676
26 Stalgorova K, Mattar L. Analytical model for unconventional multifractured composite systems. SPE Reservoir Evaluation Eng, 2013, 16: 246–256
27 朱维耀, 亓倩. 页岩气多尺度复杂流动机理与模型研究. 中国科学: 技术科学, 2016, 46: 111–119
28 艾爽, 程林松, 黄世军, 等. 页岩气体积压裂水平井非稳态产能评价模型. 天然气地球科学, 2014, 25: 1661–1667
29 Wu Y, Cheng L, Huang S, et al. A practical method for production data analysis from multistage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs. Fuel, 2016, 186: 821–829
30 Lee A L, Gonzalez M H, Eakin B E. The viscosity of natural gases. J Pet Tech, 1966, 18: 997–1000
31 Gerami S, Darvish M P, Morad K, et al. Type curves for dry CBM reservoirs with equilibrium desorption. In: Canadian International Petroleum Conference. Calgary, 2007
32 Zhang J, Huang S, Cheng L, et al. Effect of flow mechanism with multi-nonlinearity on production of shale gas. J Nat Gas Sci Eng, 2015, 24: 291–301
33 Cao P, Liu J, Leong Y K. A fully coupled multiscale shale deformation-gas transport model for the evaluation of shale gas extraction. Fuel, 2016, 178: 103–117

# A semi-analytical method of production prediction for shale gas wells considering multi-nonlinearity of flow mechanisms

WU YongHui, CHENG LinSong, HUANG ShiJun, XUE YongChao & DING GuanYang

*School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China*

Unlike conventional reservoirs, production prediction for shale gas wells is not easy with analytical models for model nonlinearity caused by multi flow mechanisms of shale gas, such as desorption, slippage flow and diffusion. This paper presents a method to linearize the production prediction model based on the trilinear flow model. The nonlinearity of desorption and gas compressibility is linearized by defining a pseudo-pressure and pseudo-time, and the nonlinearity of apparent permeability is dealt with iterations. Average pressure in the investigation is applied to convert the pseudo-time to real time, which is calculated with material balance equation and Newton iteration. The results show that: (1) The production predicted with the semi-analytical method is accurate for the nonlinearity in the model being dealt properly; (2) Neglecting the compressability of gas has a great influence on precision of production prediction; slippage flow and diffusion of shale gas increase the productivity of shale gas wells, but they aggravate the decline of production; desorption in shale matrix can enhance middle and long term production, and alleviate production decline; (3) The field case shows the veracity of the semi-analytical model, and gas production and EUR can be evaluated with the model.

**shale gas, nonlinearity, semi-analytical model, production prediction, multi-stage fracturing**

doi: 10.1360/N092017-00138