

文章编号:1673-5005(2013)06-0092-08

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2013.06.015

裂缝性页岩气藏水平井产能预测模型

徐兵祥¹, 李相方², HAGHIGHI Manouchehr³, 张 磊², 龚 崛², 葛涛涛²

(1. 中海油研究总院新能源研究中心, 北京 100027; 2. 中国石油大学石油工程学院, 北京 102249;
3. 阿德莱德大学澳大利亚石油学院, SA5005)

摘要: 基于页岩气藏线性、非稳态流动特点, 考虑未压裂区双重介质特点及其对产气的贡献, 建立页岩气多级压裂水平井渗流模型并求得定压条件下 Laplace 空间解。数值模型验证表明解析解与数值解吻合度高, 在此基础上推导新的页岩气双孔瞬态产量典型曲线, 补充和发展原有页岩气 SRV 模型典型曲线, 并进行参数敏感分析, 将新建典型曲线与 SRV 模型、Brohi 模型典型曲线进行对比。结果表明: 新典型曲线流动阶段表现为线性流与过渡流交替, 较 Brohi 单孔外区模型典型曲线更复杂; 气藏尺寸、窜流系数、内外区裂缝渗透率比对典型曲线影响很大, 而储容比的影响不明显; 未压裂区天然裂缝对气井产量有积极作用, 对页岩气藏进行产能预测时不可忽略。

关键词: 页岩气; 产量分析; 典型曲线; 体积压裂; 未压裂区; 双重介质

中图分类号: TE 371 文献标志码: A

A new model for production analysis in naturally fractured shale gas reservoirs

XU Bing-xiang¹, LI Xiang-fang², HAGHIGHI Manouchehr³, ZHANG Lei², GONG Jue², GE Tao-tao²

(1. CNOOC Research Institute, New Energy Research Center, Beijing 100027, China;
2. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
3. Australian School of Petroleum, University of Adelaide, SA5005, Australia)

Abstract: Based on the transient and linear flow behavior of shale gas production, a new model and its analytical solution were developed to predict the shale gas production in multi-stage fractured horizontal wells, in which the un-stimulated zone was considered as a dual porosity system. In order to validate the analytical solutions, numerical methods were also adopted, and good agreements between the two results were obtained. The characteristic gas rate curves were calculated using the new model, and sensitivity studies of various parameters were conducted based on dimensionless variables. The new characteristic curves were compared with the curves calculated using the SRV and Brohi's models. The results indicate that the new model can predict the flow regimes with linear flow and transition flow alternately, which are more complicated and realistic than that predicted using the Brohi model. The reservoir size, channelling coefficient and fracture permeability ratio all have significant effects on the characteristics of the gas production curves, while the effect of storativity ratio is not important because the porosity of the fractures is very low compared to that of the matrix. It may conclude that the un-stimulated region has an important contribution to gas production, which should not be neglected.

Key words: shale gas; production data analysis; characteristic curves; stimulated reservoir volume; un-stimulated zone; dual porosity system

页岩气商业化开发主要依赖于水平井钻井技术
和多级压裂工艺的发展^[1-3]。复杂的完井方式与页
岩低孔低渗、含吸附气等特点使页岩气产气规律呈

现新的特点:长期非稳态流动^[4-5];线性流动^[6-7];解吸气对产量贡献。因此常规递减曲线^[8-11]已不适合页岩气藏。页岩气渗流模型的发展经历了由径向流

收稿日期:2012-12-29

基金项目:国家“973”重大基础研究发展计划(2009CB219606);国家科技重大专项课题(2011ZX05038-4)

作者简介:徐兵祥(1985-),男,工程师,博士,研究方向为非常规气藏开发。E-mail:xubingxiang8526@163.com。

模型^[12-13]向线性流模型^[14-21]的转变,线性流模型也由最初仅考虑压裂区产量贡献的SRV模型^[14-18]到综合考虑压裂区和未压裂区产量贡献的复合气藏模型^[19-21]。目前该复合气藏模型假设未压裂区为单孔系统,未考虑可能存在的天然裂缝的影响。笔者基于未压裂区双重孔隙特点,建立页岩气多级压裂水平井产能预测模型,为页岩气开发动态预测提供理论方法。

1 物理模型建立

在均质油气藏中,水力压裂一般会诱导出平板双翼裂缝,而在裂缝性油气藏中,水力诱导裂缝能够与天然裂缝发生沟通、耦合,形成复杂的裂缝网络系统。多级压裂水平井物理模型有以下3种情况:

(1)“平板双翼裂缝”型,多存在于均质油气藏中。如图1(a)所示,沿水平井筒分布着多条垂直裂缝,裂缝呈平板状。

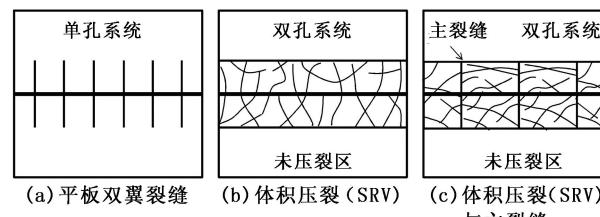


图1 单孔与双孔油气藏多级压裂水平井模型

Fig.1 Models for multi-stage fractured horizontal well in single porosity and dual porosity reservoirs

(2)“体积压裂”型,存在于裂缝性油气藏中。如图1(b)所示,水力压裂诱导形成复杂的裂缝网络系统,使得井筒周围存在一个体积压裂区(stimulated reservoir volume, SRV)^[3,22],该区裂缝导流能力高、基质-裂缝接触面积大,而外围未压裂改造区域储层物性差。

(3)“体积压裂”与“主裂缝”混合型^[3,22]。对于加砂压裂,若储层导流能力低,携砂能力有限,大量支撑剂会分布在井筒附近裂缝中,形成高导流能力主裂缝。如图1(c)所示,沿水平井筒分布着多条主裂缝,主裂缝之间分布着许多诱导裂缝。

对于天然裂缝性页岩气藏,图1(b)、(c)两种模型均可能存在。图1(b)模型可用双重介质复合气藏(压裂区与未压裂区)进行描述。图1(c)模型中压裂区包括含支撑剂高导流主裂缝与不含或微含支撑剂裂缝,主裂缝对气井初期产量影响很大,但在页岩气很长的生产周期内,产量主要受基质物性影响,这里将主裂缝与体积压裂区诱导裂缝一起考虑,

取其平均效果。经过这样处理后,图1(b)、(c)中模型可用相同数学模型进行描述,只是裂缝渗透率意义不同。

2 数学模型及其求解

2.1 基本假设

图2为双孔复合气藏模型示意图,包括内区(体积压裂区,1区)和外区(未压裂区,2区),中间为一口水平井。储层包括裂缝系统与基质系统。假设:

- (1)气藏为双孔系统,基质块为平板状,均质、等厚、等温;
- (2)裂缝到井筒、内区基质到内区裂缝、外区裂缝到内区裂缝、外区基质到外区裂缝的流动均为线性流动;
- (3)气藏为单相气生产,不考虑水平井端部液体流动;
- (4)考虑吸附气解吸对产量的影响;
- (5)不考虑表皮系数与井储效应影响。

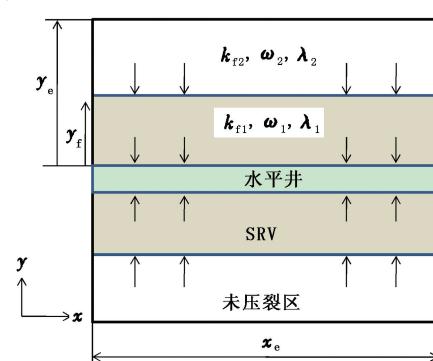


图2 双孔复合气藏模型

Fig.2 Dual porosity composite reservoir model

2.2 连续性方程及边界条件

运用拟压力与拟时间函数考虑气体参数随压力与时间的变化,同时运用修正的总压缩系数 C_t 来考虑基质孔隙中气体解吸^[23]。

拟压力为

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu z} dp;$$

拟时间为

$$t_a = \int_0^t \frac{(\mu C_t)_i}{\mu(\bar{p}) C_t(\bar{p})} dt;$$

修正的总压缩系数为

$$(C_t)_m = C_f + C_g + C_d;$$

解吸压缩系数为

$$C_d = \frac{p_{sc}\bar{z}V_L p_L}{\varphi_m z_{sc} T_{sc} \bar{p} (p_L + \bar{p})^2}.$$

式中, p 为压力, MPa; p_{sc} 取 0.1 MPa; \bar{p} 为平均地层压力, MPa; μ 为黏度, mPa · s; z 为气体压缩因子; z_{sc} 为 0.1 MPa、25 °C 下气体压缩因子; \bar{z} 为平均地层压力对应的气体压缩因子; $m(p)$ 为拟压力, MPa² · (mPa · s)⁻¹; t_a 为拟时间, d; C_t 为综合压缩系数, MPa⁻¹; C_f 和 C_g 分别为岩石与气体的压缩系数, MPa⁻¹; C_d

为解吸压缩系数, MPa⁻¹; T_{sc} 取 25 °C; p_L 为兰式压力, MPa; φ_m 为基质孔隙度; $\mu(\bar{p})$ 为平均地层压力下气体黏度, mPa · s; $C_t(\bar{p})$ 为平均地层压力下综合压缩系数, MPa⁻¹。

无因次变量定义见表 1。

表 1 无因次变量定义

Table 1 Definition of dimensionless variable

参数	方程	参数	方程
无因次拟时间	$t_{Da} = \frac{0.0864 k_{fl} t_a}{[(\varphi C_t)_m + (\varphi C_t)_f]_1 \mu A_{cw}}$	窜流系数	$\lambda = \sigma \frac{k_m}{k_f} A_{cw}$
无因次拟压力	$m_D = \frac{m_i - m}{m_i - m_{wf}}$	传导系数比	$\eta = \frac{k_{fl}}{k_{l2}} \frac{[(\varphi C_t)_m + (\varphi C_t)_f]_2}{[(\varphi C_t)_m + (\varphi C_t)_f]_1}$
无因次产量	$\frac{1}{q_D} = \frac{k_{fl} \sqrt{A_{cw}} [m_i - m]}{1.291 \times 10^{-3} q T}$	裂缝渗透率比	$\xi = \frac{k_{fl}}{k_{l2}}$
储容比	$\omega = \frac{[\varphi C_t]_f}{[\varphi C_t]_m + [\varphi C_t]_f}$	无因次长度	$z_D = \frac{z}{L/2}; y_D = \frac{y}{\sqrt{A_{cw}}}; y_{De} = \frac{y_e}{\sqrt{A_{cw}}}$

注: k_f 为裂缝渗透率, 10⁻³ μm²; k_m 为基质渗透率, 10⁻³ μm²; A_{cw} 为井筒泄流截面积, m²; L 为平板基质块长度, m; y_f 和 y_e 为外区气藏长度, m; m 和 f 分别表示基质和裂缝; 1 和 2 分别表示内区和外区。

根据无因次产量与压力的关系, 得到

$$q_D = -\frac{1}{2\pi} \left(\frac{\partial m_{Dfl}}{\partial y_D} \right) \Big|_{y_D=0}. \quad (1)$$

(1) 1 区裂缝和基质无因次偏微分方程与边界条件分别为

$$\frac{\partial^2 m_{Dfl}}{\partial y_D^2} = \omega_1 \frac{\partial m_{Dfl}}{\partial t_{Da1}} + \frac{\lambda_1}{3} \left| \frac{\partial m_{Dml}}{\partial z_D} \right|_{z_D=1}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial^2 m_{Dml}}{\partial z_D^2} = \frac{3}{\lambda_1} (1-\omega_1) \frac{\partial m_{Dml}}{\partial t_{Da1}}. \quad (3)$$

(2) 2 区裂缝和基质无因次偏微分方程与边界条件分别为

$$\frac{\partial^2 m_{Dfl2}}{\partial y_D^2} = \eta \omega_2 \frac{\partial m_{Dfl2}}{\partial t_{Da}} + \frac{\lambda_2}{3} \left| \frac{\partial m_{Dm2}}{\partial z_D} \right|_{z_D=1}, \quad (4)$$

$$\frac{\partial^2 m_{Dm2}}{\partial z_D^2} = \frac{3}{\lambda_2} \eta (1-\omega_2) \frac{\partial m_{Dm2}}{\partial t_{Da}}. \quad (5)$$

初始条件: 气藏各处原始地层压力相同, 因此拟压力函数相等,

$$m_{Dml}(z_D, 0) = m_{Dm2}(z_D, 0) = 0, \quad (6)$$

$$m_{Dfl}(y_D, 0) = m_{Dfl2}(y_D, 0) = 0. \quad (7)$$

内边界条件: 假设气井以定井底压力生产, 因此任何时间井底拟压力函数相同。

$$m_{Dfl}(0, t_{Da}) = 1. \quad (8)$$

内外区交接面处条件: 假设两区交接面处压力与气体流速相等, 由于温度压力相等时气体黏度也相等, 因此流速相等,

$$m_{Dfl}(y_{De}, t_{Da}) = m_{Dfl2}(y_{De}, t_{Da}), \quad (9)$$

$$\xi \frac{\partial m_{Dfl}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_{De}} = \frac{\partial m_{Dfl2}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_{De}}. \quad (10)$$

外边界条件: 此处分别考虑无限大边界与封闭边界两种情况:

$$\text{封闭条件为 } \frac{\partial m_{Dfl2}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_{De}} = 0; \quad (11)$$

$$\text{无限大边界为 } m_{Dfl2}(y_D \rightarrow \infty, t_{Da}) = 0. \quad (12)$$

2.3 基质方程的解

内区(1 区)控制方程及边界条件为

$$\frac{\partial^2 m_{Dml}}{\partial z_D^2} = \frac{3}{\lambda_1} (1-\omega_1) \frac{\partial m_{Dml}}{\partial t_{Da}}. \quad (13)$$

初始条件为

$$m_{Dml}(z_D, 0) = 0;$$

内边界条件为

$$z_D = 0, \frac{\partial m_{Dml}}{\partial z_D} = 0;$$

外边界条件为

$$z_D = 1, m_{Dml} = m_{Dfl}.$$

运用 Laplace 公式进行转换: $\overline{m_{Dml}}(s) = \int_0^\infty m_{Dml} \exp(-st_{Da}) dt_{Da}$, 求得 Laplace 空间解为

$$\overline{m_{Dml}} = \frac{\cosh \left[\sqrt{\frac{3(1-\omega_1)s}{\lambda_1}} z_D \right]}{\cosh \sqrt{\frac{3(1-\omega_1)s}{\lambda_1}}}. \quad (14)$$

类似的可得到2区的Laplace空间解为

$$\frac{\overline{m}_{Dm2}}{\overline{m}_{Df2}} = \frac{\cosh\left[\sqrt{\frac{3\eta(1-\omega_2)s}{\lambda_2}}z_D\right]}{\cosh\sqrt{\frac{3\eta(1-\omega_2)s}{\lambda_2}}} \quad (15)$$

2.4 裂缝方程的解

将基质方程的解代入裂缝方程中,得

$$1\text{ 区: } \frac{d^2 \overline{m}_{Df1}}{dy_D^2} - sf_1(s) \overline{m}_{Df1} = 0; \quad (16)$$

$$2\text{ 区: } \frac{d^2 \overline{m}_{Df2}}{dy_D^2} - sf_2(s) \overline{m}_{Df2} = 0. \quad (17)$$

其中

$$f_1(s) = \omega_1 + \sqrt{\frac{(1-\omega_1)\lambda_1}{3s}} \tanh \sqrt{\frac{3(1-\omega_1)s}{\lambda_1}},$$

$$f_2(s) = \eta\omega_2 + \sqrt{\frac{\eta(1-\omega_2)\lambda_2}{3s}} \tanh \sqrt{\frac{3\eta(1-\omega_2)s}{\lambda_2}}.$$

根据产量与压力关系式(1),得到Laplace空间关系为

$$\overline{q}_D = -\frac{1}{2\pi} \left(\frac{\partial \overline{m}_{Df1}}{\partial y_D} \right) \Big|_{y_D=0}.$$

根据上面定解条件,求得不同外边界条件下定井底压力laplace空间产量解。

封闭边界解为

$$\overline{q}_D = \frac{\sqrt{sf_1(s)}}{2\pi s} \frac{a_1(c_2d_3 - c_3d_2) + a_2(c_3d_1 - c_1d_3)}{b_1(c_2d_3 - c_3d_2) + b_2(c_3d_1 - c_1d_3)}. \quad (18)$$

其中

$$a_1 = \cosh[\sqrt{sf_1(s)}y_{Df}],$$

$$a_2 = \xi \sqrt{sf_1(s)} \sinh[\sqrt{sf_1(s)}y_{Df}],$$

$$b_1 = \sinh[\sqrt{sf_1(s)}y_{Df}],$$

表2 不同线性流动模型解

Table 2 Linear flow solutions for different models

条件	模型	解的形式
$\omega_1 \neq \omega_2 \neq 1; \xi \neq 1; y_{Df} \neq y_{De}$	复合气藏 内区: 双孔 外区: 双孔	式(18)和(19)
$\omega_2 = 1$	复合气藏 内区: 双孔 外区: 单孔	Brohi, 2011
$\omega_2 = 1; \xi = \eta = 1; y_{Df} = y_{De}$	SRV (双孔), 仅存在内区气藏	El-Banbi, 1998
$\omega_1 = \omega_2 = 1; \xi = \eta = 1;$ $y_{Df} = y_{De}$	均质气藏	Wattenbarger, 1998

3.2 数值模拟验证

给出的解析解既适用于气井情况,也同样适用

$$b_2 = \xi \sqrt{sf_1(s)} \cosh[\sqrt{sf_1(s)}y_{Df}],$$

$$c_1 = -\cosh[\sqrt{sf_2(s)}y_{Df}],$$

$$c_2 = -\sqrt{sf_2(s)} \sinh[\sqrt{sf_2(s)}y_{Df}],$$

$$c_3 = \sinh[\sqrt{sf_2(s)}y_{De}],$$

$$d_1 = -\sinh[\sqrt{sf_2(s)}y_{Df}],$$

$$d_2 = -\sqrt{sf_2(s)} \cosh[\sqrt{sf_2(s)}y_{Df}],$$

$$d_3 = \cosh[\sqrt{sf_2(s)}y_{De}].$$

无限大边界解为

$$\begin{aligned} q_D = & \frac{\sqrt{sf_1(s)}}{2\pi s} \frac{\cosh(\sqrt{sf_1(s)}y_{Df}) + \sinh(\sqrt{sf_1(s)}y_{Df})\xi \sqrt{\frac{f_1(s)}{f_2(s)}}}{\sinh(\sqrt{sf_1(s)}y_{Df}) + \cosh(\sqrt{sf_1(s)}y_{Df})\xi \sqrt{\frac{f_1(s)}{f_2(s)}}}. \end{aligned} \quad (19)$$

3 新模型验证

3.1 与其他解析解对比

建立的页岩气新模型假设内区和外区均为双孔系统,该模型解析解不仅适用于裂隙性页岩气复合气藏,同时若改变 ω_1 、 ω_2 、 ξ 、 η 、 y_{Df} 和 y_{De} 等无因次参数值和条件,还可适用于其他页岩气模型或假设情况,如单孔复合气藏(内区双孔+外区单孔)、SRV模型(双孔,仅含有内区)和均质气藏(单孔系统)。若令 ω_2 等于1,意味着外区气藏属于单孔系统,这与Brohi等^[19]建立的模型假设相同,解的形式也完全一致,其他解形式转化如表2所示。这既证明了新模型及解析解的正确性,也说明了该模型的普遍性,可以用来描述均质气藏线性流动、双孔瞬态线性流动模型(SRV模型)和单双孔复合气藏模型。

于单相液情况,此时只需采用压力、时间分别替换拟压力、拟时间。为了验证解析解的可靠性,运用E-

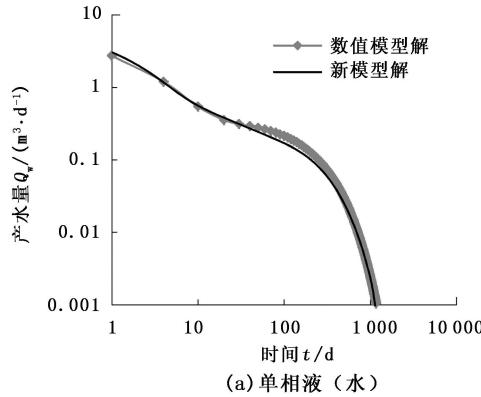
clipse 三维差分数值模拟器建立单相气和单相液(水)2个双孔介质复合地层数值模型进行误差分析。为简化模型,不考虑吸附气的影响。由于 Eclipse 软件双孔模型中假设基质到裂缝为拟稳态窜流且为三维径向流,而上述解析解假设基质到裂缝为非稳态且为线性流,为保证两种模型假设一致性,数值模型中需要定义一维渗透率(有针对性给定某一方向渗透率,其他方向赋值为零),以满足线性流动假设;另外为了减小由拟稳态窜流代替非稳态窜流而引起的误差,需要测试给出一个合适的基质形状因子 σ 值。

数值模型模拟液体时,输入参数为: $k_{\text{f1}} = 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $k_{\text{f2}} = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $k_{\text{m1}} = k_{\text{m2}} = 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; $\varphi_{\text{f1}} = 0.0005$, $\varphi_{\text{f2}} = 0.0001$, $\varphi_{\text{m1}} = \varphi_{\text{m2}} = 0.05$; $\sigma_1 = 0.011 \text{ m}^{-2}$, $\sigma_2 = 0.00011 \text{ m}^{-2}$; $y_{\text{f}} = 22.86 \text{ m}$; $y_{\text{e}} = 304.80 \text{ m}$; $x_{\text{e}} = 1219.20 \text{ m}$; $h = 30.48 \text{ m}$; $T = 413.9 \text{ K}$; $C_{\text{t}} = 9.85 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$; $\mu = 0.0294 \text{ mPa} \cdot \text{s}$; $p_{\text{i}} = 55.16 \text{ MPa}$; $p_{\text{wf}} = 10.34 \text{ MPa}$ 。

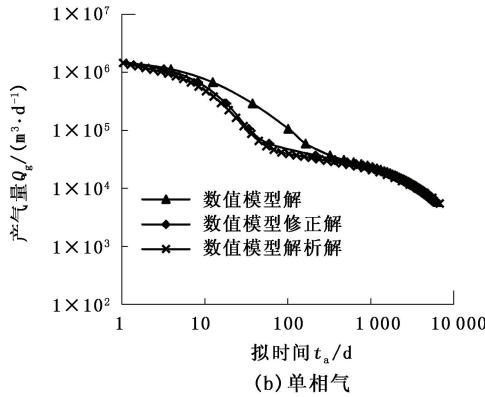
$p_{\text{wf}} = 10.34 \text{ MPa}$ 。模拟气体时,输入参数为: $k_{\text{f1}} = 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $k_{\text{f2}} = 0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $k_{\text{m1}} = k_{\text{m2}} = 0.0002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; $\varphi_{\text{f1}} = 0.0005$, $\varphi_{\text{f2}} = 0.0001$, $\varphi_{\text{m1}} = \varphi_{\text{m2}} = 0.05$; $\sigma_1 = 0.215 \text{ m}^{-2}$, $\sigma_2 = 0.0011 \text{ m}^{-2}$; $y_{\text{f}} = 30.48 \text{ m}$; $y_{\text{e}} = 304.80 \text{ m}$; $x_{\text{e}} = 1219.20 \text{ m}$; $h = 30.48 \text{ m}$; $T = 413.9 \text{ K}$; $C_{\text{t}} = 9.85 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$; $\mu = 0.0294 \text{ mPa} \cdot \text{s}$; $p_{\text{i}} = 55.16 \text{ MPa}$; $p_{\text{wf}} = 10.34 \text{ MPa}$ 。

根据数值模型输入参数,对应的解析解计算参数为:对于液体, $\omega_1 = 0.01$, $\omega_2 = 0.002$, $\lambda_1 = 0.8$, $\lambda_2 = 0.08$, $A = 7.43 \times 10^{-4} \text{ m}^2$, $y_{\text{df}} = 0.084$, $y_{\text{de}} = 1.118$, $\xi = 10$, $\eta = 9.92$;对于气体, $\omega_1 = 0.01$, $\omega_2 = 0.002$, $\lambda_1 = 320$, $\lambda_2 = 16$, $A = 7.43 \times 10^{-4} \text{ m}^2$, $y_{\text{df}} = 0.112$, $y_{\text{de}} = 1.118$, $\xi = 10$, $\eta = 9.92$, $\Delta m(p) = 1.19 \times 10^5 \text{ MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})$ 。

图3为数值解与解析解对比曲线。该曲线包括线性流和边界效应两大流动阶段。从图3中可以看出解析解与数值解吻合较好。



(a) 单相液(水)



(b) 单相气

图3 数值模拟与新模型解析解对比

Fig. 3 Comparison of numerical simulation and analytical solution

为了方便计算,采用产量与拟时间关系进行对比。解析解产气量与拟时间的关系直接由式(18)反演得到;同时数值解产气量-时间关系需要转换成产气量-拟时间关系,计算拟时间需要已知平均地层压力。起初运用全气藏平均地层压力计算拟时间,得到图3(b)中最上面曲线。该曲线在初期、后期与解析解曲线拟合较好,而中期偏离较大。分析原因为中期平均地层压力计算不合理。初期流动主要受裂缝系统控制,整个储层裂缝系统均发挥作用,运用全气藏平均地层压力是合理的;后期流动主要受基质系统控制,运用全气藏平均地层压力也是合理的;然而在生产中期,产量主要受内区基质系统控制,压力降主要消耗在内区,若是运用全气藏平均地层压力(压力值偏大)计算气体参数会引起较大误差。因此,生产中期应采用内区平均地层压力计算

气体参数,通过该法校正得到的曲线与解析解吻合较好。

4 裂缝性页岩气藏典型曲线

4.1 典型曲线及流动阶段划分

基于解析解式(18)和(19)分别建立不同 λ_2 值时无限大与封闭页岩气藏典型曲线,如图4所示。

由图4(a) ($\omega_1 = 10^{-2}$, $\omega_2 = 10^{-3}$, $\lambda_1 = 10^{-3}$, $\xi = \eta = 20$, $y_{\text{df}} = 1$) 可以看出,曲线流动阶段为线性流与过渡流交替。新模型与 SRV 模型典型曲线初期阶段重合,中后期差别较大。流动阶段达到内区边界后,SRV 模型典型曲线出现骤降,呈典型的边界效应特征;新模型则出现明显的过渡流阶段,时间取决于外区窜流系数 λ_2 , λ_2 值越大,过渡流持续时间越短。该过渡流呈外区裂缝-基质双线性流动特征,

在双对数曲线上为 $-1/4$ 斜率直线。

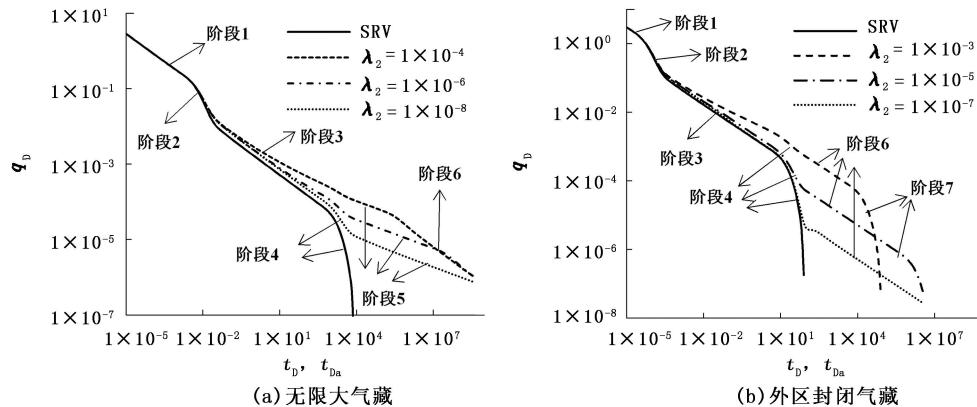


图4 不同 λ_2 时页岩气压裂水平井产量典型曲线

Fig. 4 Production characteristic curves of fractured horizontal well with different λ_2 in shale gas reservoir

如图4(b) ($\omega_1=10^{-2}$, $\omega_2=10^{-4}$, $\lambda_1=10^{-1}$, $\xi=\eta=10$, $y_{Df}=0.1$, $y_{De}=10$) 所示, 封闭性外边界气藏情况有些不同。由于封闭性气藏裂缝流动容易达到边界, 因此后期过渡流之后不会出现双线性流动阶段。继内区基质边界效应之后, 典型曲线流动阶段包括过渡流、外区基质线性流和外区边界效应。当外区窜流系数 λ_2 值较高时, 外区作用对典型曲线的影响有可能提前。

基于以上分析, 总结出新典型曲线存在以下流动阶段:

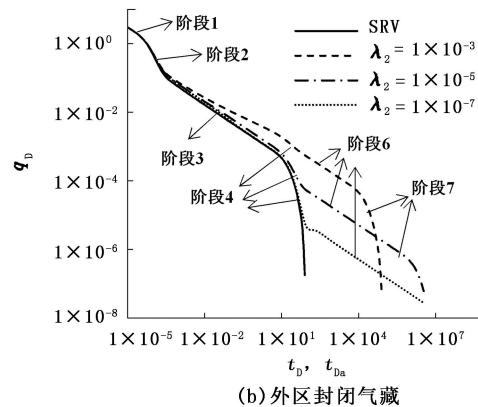
(1) 阶段1为裂缝线性流。该流动阶段包括内区与外区裂缝线性流动。裂缝渗透率与基质渗透率相比要大的多, 因此早期阶段外区裂缝线性流动同样可以观察到。该阶段典型曲线呈 -0.5 斜率直线。

(2) 阶段2为过渡流I。该阶段可能存在两种情况: 一是双线性流动, 为基质与裂缝线性流动综合作用, 双对数曲线呈 -0.25 斜率直线; 二是裂缝系统边界效应, 裂缝流动很快达到边界, 基质系统线性流动还未形成。

(3) 阶段3为内区基质线性流。该阶段内区基质流动占主要作用, 双对数典型曲线呈 -0.5 斜率, 该阶段时间取决于基质块尺寸和基质渗透率。

(4) 阶段4为过渡流II。内区基质线性流动结束后, 基质边界流动开始占主要作用, 同时外区也有部分供气。

(5) 阶段5为外区双线性流动(无限大气藏时存在)。当外区为无限大储层时, 外区裂缝线性流动与基质线性流动同时作用, 形成双线性流动。典型曲线呈 -0.25 斜率, 如图4(a)所示, 该阶段持续时间随着 λ_2 增加而缩短。



(b) 外区封闭气藏

图4 不同 λ_2 时页岩气压裂水平井产量典型曲线

Fig. 4 Production characteristic curves of fractured horizontal well with different λ_2 in shale gas reservoir

(6) 阶段6为外区基质线性流。该阶段产量主要由外区基质系统提供, 为外区基质线性流动控制, 双对数典型曲线呈 -0.5 斜率。

(7) 阶段7为外边界效应(封闭气藏时存在)。对于封闭气藏, 当流动达到外边界时, 表现为外边界效应控制, 双对数曲线上无因次产量骤降。

4.2 参数敏感性分析

4.2.1 裂缝渗透率比

内外区裂缝渗透率比值 ξ 对典型曲线有一定影响。如图5 ($\omega_1=10^{-2}$, $\omega_2=10^{-3}$, $\lambda_1=10^{-2}$, $\lambda_2=10^{-4}$, $y_{Df}=1$) 所示, 当 ξ 值较大时, 无因次产气量较低, 且到达外区线性流动的时间推迟。 ξ 值不会改变后期流动阶段划分, 但当 ξ 值较小时, 外区气藏对产气的影响会提前, 因此会影响内区基质流动阶段时间。

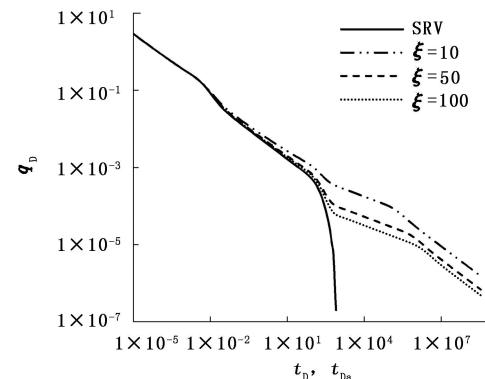


图5 无限大气藏条件下 ξ 值($\eta \approx \xi$)

对典型曲线影响

Fig. 5 Effect of ξ ($\eta \approx \xi$) on characteristic curves in infinite reservoir

4.2.2 气藏尺寸

内区尺寸取决于水力裂缝的延伸范围, 而外区

尺寸受井距以及诸如断层等地质因素影响。分别运用无因次长度 y_{Df} 和 y_{De} 研究内区与外区尺寸对典型曲线影响。

图 6 为不同 y_{Df} 和 y_{De} 对典型曲线的影响。图 6(a) 中 $\omega_1 = 10^{-2}$, $\omega_2 = 10^{-3}$, $\lambda_1 = 10^{-2}$, $\lambda_2 = 10^{-5}$, $\xi = \eta = 50$, 图 6(b) 中 $\omega_1 = 10^{-2}$, $\omega_2 = 10^{-4}$, $\lambda_1 = 10^{-1}$, $\lambda_2 = 10^{-3}$, $\xi = \eta = 10$, $y_{Df} = 0.1$ 。可以看出: 曲线起点相

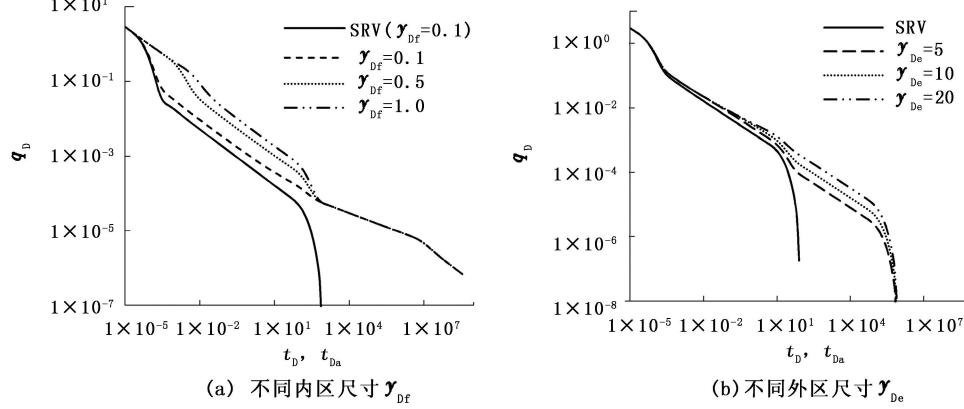


图 6 气藏尺寸对典型曲线的影响

Fig. 6 Effect of reservoir size on characteristic curves

4.2.3 储容比

图 7 为储容比对典型曲线影响 ($\lambda_1 = 10^{-2}$, $\lambda_2 = 10^{-5}$, $\xi = \eta = 20$, $y_{Df} = 0.5$)。可以看出: 储容比 ω_1 值越大, 初期裂缝线性流动阶段产气量越高; 不同

y_{Df} 较大时, 初期裂缝线性流动阶段持续较长, 产量高, 同时较大 y_{Df} 值曲线流动阶段划分更清晰。 y_{Df} 值对内区基质线性流动结束时间影响较小; 外区尺寸对无因次产量影响很大, y_{De} 值越大, 无因次产气量越大; y_{De} 值对典型曲线流动阶段、外区边界效应时间几乎无影响。

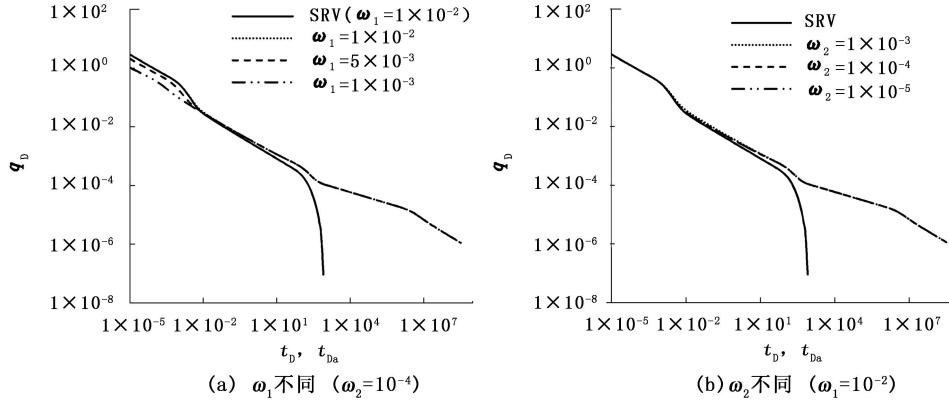


图 7 无限大气藏条件下储容比对典型曲线影响

Fig. 7 Effect of ω on characteristic curves in infinite reservoir

4.3 未压裂区天然裂缝重要性

为了说明外区双孔系统的重要性, 对比了 SRV 模型、Brohi 模型与新模型典型曲线特征。由于新模型中 ξ 和 η 的定义与 Brohi 模型不同, 因此采用一套有因次参数进行计算, 基本输入参数为 $k_{fl} = 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $k_{l2} = 0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $k_{m1} = k_{m2} = 0.0001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $\varphi_{fl} = 0.001$, $\varphi_{l2} = 0.0001$, $\varphi_{m1} = \varphi_{m2} = 0.1$, $\sigma_1 = 1.07 \times 10^{-3} \text{ m}^{-2}$, $\sigma_1 = 1.07 \times 10^{-4} \text{ m}^{-2}$, $\lambda_1 = \lambda_2 =$

1 , $\omega_1 = 0.01$, $\omega_2 = 0.001$, Brohi 模型取 $\xi = 100$, $\eta = 99.1$, $A = 9.3 \times 10^4 \text{ m}^2$, $y_{Df} = 1$; 新模型取 $\xi = 10$, $\eta = 9.91$, $A = 9.3 \times 10^4 \text{ m}^2$, $y_{Df} = 1$ 。模型假设外区为无限大, 运用不同外区裂缝渗透率与基质形状因子研究双孔系统参数对产气的影响。

图 8(a) 对比了不同外区裂缝渗透率下 SRV 模型、Brohi 模型与新模型典型曲线。可以看出: 典型曲线在初期重合; 在生产后期, 外区储层对典型曲线

产生较大影响。对于 SRV 模型,当流动达到内区储层边界后,无因次产量 q_D 骤降;对于 Brohi 模型, q_D 下降速率先增加,解释为内边界效应影响,继而变为直线下降;对于新模型,曲线特征类似于 Brohi 模型,但无因次产量 q_D 比 Brohi 模型要高,且随着外区裂隙渗透率增加而增加。

图 8(b) 为外区基质形状因子 σ_2 对典型曲线的

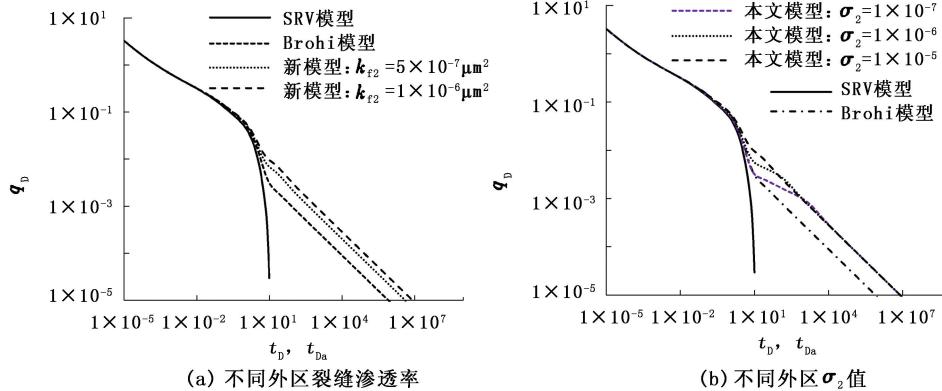


图 8 SRV 模型、Brohi 模型与新模型典型曲线对比

Fig. 8 Characteristic curve comparison of SRV model, Brohi's model and new model

5 结 论

(1) 建立的页岩气多级压裂水平井模型考虑了未压裂区双重孔隙特征以及解吸气对产量影响。该模型适用范围广,既适用于均质气藏、双孔瞬态流动模型,又适用于天然裂隙性气藏;数值模型验证表明该解析解与数值解吻合度高。

(2) 发展了新的页岩气藏产量典型曲线,总结出页岩气多级压裂水平井包含 7 个流动阶段,且呈线性流与过渡流交替。气藏尺寸、窜流系数、裂隙渗透率比对典型曲线影响很大,而储容比的影响不明显。

(3) 未压裂区天然裂隙对页岩气后期产量具有正作用,对裂隙性页岩气藏进行产能预测时不可忽略。

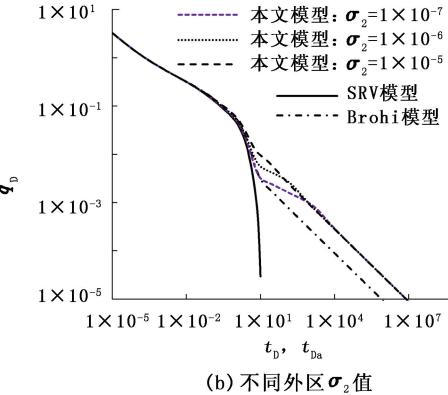
致谢 感谢阿德莱德大学澳大利亚石油学院 Dennis Cooke 博士和 Pavel Bedrikovetski 教授对本研究工作的帮助与建议。

参考文献:

- [1] 钱伯章,朱建芳. 页岩气开发的现状与前景 [J]. 天然气技术, 2010, 4(2): 11-14.
QIAN Bo-zhang, ZHU Jian-fang. Shale gas development: today and tomorrow [J]. Natural Gas Technology, 2010, 4(2): 11-14.

影响。总体说来,新模型比 SRV 模型、Brohi 模型无因次产量高。不同外区 σ_2 值对过渡流 II 阶段影响明显, σ_2 值越低, 过渡流 II 阶段时间越长, 典型曲线呈 -0.25 斜率直线, 解释为外区双线性流动。

外区双重孔隙特征较单一介质产气量高,即使在裂隙渗透率 ($5 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$) 与基质渗透率处于同一数量级时或 σ_2 值很小时也同样成立。



- [2] 李艳丽. 页岩气储量计算方法探讨 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 467-470.
LI Yan-li. Calculation methods of shale gas reserves [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(3): 467-470.
- [3] CIPOLLA C L, LOLON E P, ERDLE J C, et al. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs [R]. SPE 125530, 2009.
- [4] WATTENBARGER R A, EL-BANBI A H, VILLEGRAS M E, et al. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells [R]. SPE 39931, 1998.
- [5] AL-AHMADI H A, ALMARZOOQ A M, WATTENBARGER R A. Application of linear flow analysis to shale gas wells-field cases [R]. SPE 130370, 2010.
- [6] ANDERSON D M, NOBAKHT M, MOGHADAM S, et al. Analysis of production data from fractured shale gas wells [R]. SPE 131787, 2010.
- [7] MOGHADAM S, MATTAR L, POOLADI-Darvishm. Dual porosity type curves for shale gas reservoirs [R]. SPE 137535, 2010.
- [8] ARPS J J. Analysis of decline curves [J]. Trans AIME, 1945, 160: 228-247.
- [9] FETKOVICH M J. Decline curve analysis using type curves [J]. JPT, 1980, 32(6): 1065-1077.
- [10] PALACIO J C, BLASINGAME T A. Decline-curve analysis using type curves—analysis of gas well production data [R]. SPE 25909, 1993.

- [10] 夏惠芬,张云祥,赵庆辉,等.三元复合体系在多孔介质中的渗流特性[J].油气采收率技术,1999,6(3):17-23.
XIA Hui-fen, ZHANG Yun-xiang, ZHAO Qing-hui, et al. A study on emulsion flow in porous media in alkaline surfactant polymer flooding[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 1999,6(3):17-23.
- [11] 王凤琴,曲志浩,孔令荣.利用微观模型研究乳状液驱油机制[J].石油勘探与开发,2006,33(2):221-223.
WANG Feng-qin, QU Zhi-hao, KONG Ling-rong. Experimental study on the mechanism of emulsion flooding with micro models[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006,33(2):221-223.
- [12] 刘建军,宋义敏,潘一山. ASP三元复合体系驱油微观机制研究[J].辽宁工程技术大学学报,2003,22(3):47-49.
LIU Jian-jun, SONG Yi-min, PAN Yi-shan. Study on microscopic mechanism of oil displacement by alkaline-
- [13] 洪冀春,王凤兰,刘奕,等.三元复合驱乳化及其对油井产能的影响[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2):23-25.
HONG Ji-chun, WANG Feng-lan, LIU Yi, et al. Crude oil emulsion and the effect on well productivity in alkaline surfactant polymer flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001, 20 (2) : 23-25.
- [14] ELGIBALY A A M, NASHAWI I S, TANTAWY M A. Rheological characterization of Kuwaiti oil-lakes oils and their emulsion[R]. SPE 7259, 1997.
- [15] 沈钟,赵振国.胶体与表面化学[M].北京:化学工业出版社,2004.
- [16] PAL R, RHODES E. Viscosity/concentration relationships for emulsions [J]. Journal of Rheology, 1989, 33 (7) :1021-1045.

(编辑 刘为清)

(上接第99页)

- [11] AGARWAL R G, GARDNER D C, KLEINSTEBER S W, et al. Analyzing well production data using combined-type-curve and decline-curve analysis concepts [J]. SPE Reservoir Res Eval & Eng, 1999,2(5):478-486.
- [12] LEE W J, GATENSILL J M. Analysis of eastern devonian gas shales production data [R]. SPE 14506, 1985.
- [13] HAZLETT W G, LEE W J, NARAHARA G M. Production data analysis type curves for the devonian shales [R]. SPE 15934, 1986.
- [14] BELLO R O, WATTENBARGER R A. Multi-stage hydraulically fractured shale gas rate transient analysis [R]. SPE 126754, 2010.
- [15] BELLO R O. Rate transient analysis in shale gas reservoirs with transient linear behaviour [D]. Texas: Texas A & M U, College Station, 2009.
- [16] BELLO R O, WATTENBARGER R A. Rate transient analysis in naturally fractured shale gas reservoirs [R]. SPE 114591, 2008.
- [17] BELLO R O, WATTENBARGER R A. Modeling and analysis of shale gas production with a skin effect [R]. CIPC 2009-082, 2009.

- [18] EL-BANBI A H. Analysis of tight gas wells [D]. Texas: Texas A & M U, College Station, 1998.
- [19] BROHI I, POOLADI-DARVISH M, AGUILERA R. Modeling fractured horizontal wells as dual porosity composite reservoirs-application to tight gas, shale gas and tight oil cases [R]. SPE 144057, 2011.
- [20] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs [R]. SPE 125043, 2009.
- [21] OZKAN E, BROWN M, RAGHAVAN R, et al. Comparison of fractured horizontal-well performance in conventional and unconventional reservoirs [R]. SPE 121290, 2009.
- [22] CLARKSON C R, PEDERSEN P K. Tight oil production analysis: adaptation of existing rate-transient analysis techniques [R]. CSUG/SPE 137352, 2010.
- [23] BUMB A C, MCKEE C R. Gas well testing in the presence of desorption for coalbed methane and devonian shale [J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3 (1) : 179-185.

(编辑 李志芬)