

# 页岩气藏流固耦合渗流模型及有限元求解

盛 茂<sup>1,2</sup>, 李根生<sup>1</sup>, 黄中伟<sup>1</sup>, 田守增<sup>1</sup>, SHAH S<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 俄克拉荷马大学 石油与地质工程系, 美国 诺曼 73069)

**摘要:** 页岩气渗流模型是页岩气藏动态分析和数值模拟的基础。将裂缝性页岩气藏视为基质孔隙-裂缝双重介质, 同时考虑岩石骨架变形对气体渗流场的影响, 建立页岩气藏流固耦合渗流模型。模型假设基质孔隙内作克努森流动, 裂缝中作达西渗流, 综合考虑页岩气壁面滑脱流动与孔内扩散作用、吸附与脱附、应力敏感性等渗流机制。采用有限元法离散控制方程及全隐式耦合求解方法, 编制计算机程序。考虑真实页岩参数取值, 利用该模型进行算例分析。结果表明, 页岩气藏压力下降速率小于常规裂缝性气藏压力下降速率; 裂缝渗透率是影响裂缝渗流压力衰减的主要因素, 需考虑页岩裂缝导流能力与基质产气速率的匹配关系; 原始地层压力越小, 裂缝渗流压力衰减越慢。所建模型可为页岩气藏模拟器开发及动态分析提供理论基础。

**关键字:** 岩石力学; 页岩气; 气体流动; 双重介质; 流固耦合; 有限元

**中图分类号:** TU 45

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1000-6915(2013)09-1894-07

## HYDRO-MECHANICAL COUPLING MODEL OF SHALE GAS RESERVOIR AND ITS FINITE ELEMENT ANALYSIS

SHENG Mao<sup>1,2</sup>, LI Gensheng<sup>1</sup>, HUANG Zhongwei<sup>1</sup>, TIAN Shouceng<sup>1</sup>, SHAH S<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma, Norman 73069, USA)

**Abstract:** A comprehensive gas-flow model for shale gas reservoir is significantly important for the dynamic analysis of gas production and reservoir simulations. This paper proposed a hydro-mechanical model for shale gas reservoir that was considered as dual permeability media of matrix pore and fracture. The Knudsen flow in porous matrix and Darcy flow in fracture network were assumed. The model involves multiple flow regimes, gas adsorption/desorption, and stress-sensitive effect. Finite element method was used to discretize the governing equations by fully implicit discretization schemes, and thus corresponding code was made. A numerical example was presented using the proposed model and field shale parameters. Results show that the pressure-declined rate of shale gas reservoir is less than that of conventionally fractured reservoirs. Fracture permeability is a primary factor of reservoir pressure depletion. It is necessary to make the flow conductivity of fractures match with the gas production from shale matrix. The initial pressure has a major effect on the fracture pressure depletion, which indicates that the less initial pressure is, the less fracture pressure depletion is. The presented model and code are helpful for understanding shale gas production and developing the shale-gas reservoir simulator.

**Key words:** rock mechanics; shale gas; gas transport; dual permeability media; hydro-mechanical coupling; finite elements

**收稿日期:** 2012-12-12; **修回日期:** 2013-02-05

**基金资助:** 国家自然科学基金重大国际(地区)合作项目(51210006)

**作者简介:** 盛 茂(1985-), 男, 2008年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业, 现为博士研究生, 主要从事页岩气井压裂数值模拟方面的研究工作。E-mail: bjsh2005@gmail.com。通讯作者: 李根生(1961-), 男, 现任教授、博士生导师, 主要从事钻完井、油气井增产等方面的教学与研究工作。E-mail: lig@cup.edu.cn

## 1 引 言

页岩气正改变着全球能源结构,作为未来重要的战略能源之一,研究意义重大<sup>[1]</sup>。含气页岩属于超低渗透多孔介质,基质孔隙直径为微纳米尺度,2~2 000 nm<sup>[2]</sup>,微纳米孔隙具有“微尺度流动”特征<sup>[3]</sup>。含气页岩常伴有天然裂缝,裂缝发育程度因区块而异<sup>[4]</sup>。缝网压裂是目前开采页岩气主要技术手段<sup>[5]</sup>,水力压裂后页岩可近似为双重孔隙介质。纳米级孔隙与微(毫)米级裂缝组成了多尺度流动空间,各自流动机制迥异,需建立不同渗流模型及耦合模型。

以往渗流模型研究集中在纳米孔隙流动模型、表观渗透率计算、吸附-脱附气量测定和多尺度流动等方面。A. Beskok 和 G. E. Karniadakis<sup>[6]</sup>建立了具有哈根-泊肃叶形式的微尺度多孔介质渗透率计算模型,F. Civan<sup>[7]</sup>对该模型进行修正,拓展了模型适用范围。E. Fathi 和 I. Y. Akkutlu<sup>[8]</sup>运用格子-波尔兹曼方法模拟纳米孔隙微观流动,揭示气体滑脱有助于页岩气流动的机制。若将该方法运用于气藏模拟,计算量巨大。D. J. K. Ross 等<sup>[9-11]</sup>针对页岩开展了等温吸附-脱附实验研究,表明等温吸附曲线与 Langmuir 等温吸附模型相吻合。I. Y. Akkutlu 和 E. Fathi<sup>[12]</sup>将页岩视为有机质、无机质和裂缝组成的三重连续介质,建立了各介质传质方程。J. Hudson 等<sup>[13]</sup>将裂缝细分为天然裂缝和水力裂缝,运用“水箱建模法”建立了“有机质孔-无机质孔-天然裂缝-水力裂缝”四重介质渗流模型。以往模型虽能反映部分流动机制,但是研究对象偏微观,不适合于宏观气藏模拟,同时较少考虑应力敏感性。段永刚等<sup>[14]</sup>推导了考虑天然气脱附的压裂井产能解析模型,但是流动仍遵循达西定律。

本文基于双孔双渗理论,综合考虑气体壁面滑脱流动与孔内扩散作用、天然气吸附与脱附、应力敏感性等机制,建立了页岩气流固耦合渗流模型;运用有限元法在空间域离散控制方程,采用全隐式差分格式离散时间域,最终求解渗流压力场和岩石位移场;通过算例分析了天然气脱附、基质-裂缝渗透率比、原始地层压力等因素对渗流压力场的影响。运用所得结果解释了页岩气藏开采规律。所建模型对页岩气藏动态分析和数值模拟器开发具有一定理论指导意义。

## 2 页岩气渗流机制及数学表征

### 2.1 页岩孔隙空间与渗流特征

页岩孔隙空间由有机质孔、无机质孔、天然裂缝和水力裂缝等空间组成。天然气以游离态存在于孔隙中,以吸附态存在于有机质孔壁和黏土颗粒表面。吸附气会随地层压力下降在孔壁处发生脱附,为孔隙补充气量。网状裂缝则主要用于沟通孔隙,充当气体输运通道。因此,孔隙与裂缝间传质表征是页岩渗流模型的重点之一。G. Barenblatt 等<sup>[15]</sup>认为质量交换量与压力梯度、浓度梯度成正比。本文运用压力梯度计算传质通量,结合页岩开采中基质流体流向裂缝的特点,给出表达式如下:

$$Q_{\text{exch}} = \rho_m \frac{K_m}{\mu_m} (p_m - p_f) \quad (1)$$

式中: $Q_{\text{exch}}$ 为双重介质间流体交换的质量流量; $\rho_m$ ,  $\mu_m$ ,  $K_m$ 分别为基质内流体密度、黏度和基质渗透率; $p_m$ ,  $p_f$ 分别为基质孔隙和裂缝内渗流压力。本文未作特别说明情况下,用下标“m”代表基质孔隙,下标“f”代表裂缝。

根据分子动理论,纳米孔隙内流态受孔径和分子自由程共同影响。通常用克努森数(Knudsen Number)判别流态<sup>[16]</sup>,其定义为流体分子平均自由程与孔隙特征长度之比,见下式(流态包括连续性流、滑脱流、过渡流和分子自由碰撞等):

$$K_n = \frac{\lambda}{R_h} \quad (2)$$

其中,

$$\lambda = \frac{\mu}{p} \sqrt{\frac{\pi R_g T}{2 M_g}} \quad (3)$$

$$R_h = 2\sqrt{2\tau_h} \sqrt{\frac{K_\infty}{\phi}} \quad (4)$$

式中: $K_n$ 为克努森数, $\lambda$ 为平均分子自由程, $R_h$ 为基质孔隙水力半径, $K_\infty$ 为本质渗透率, $\mu$ 为气体黏度, $p$ 为气体绝对压力, $R_g$ 为气体常数(等于 8 314 J/kmol/K), $T$ 为气体绝对温度, $M_g$ 为气体分子摩尔质量, $\phi$ 为孔隙度, $\tau_h$ 为孔隙迂曲度。

### 2.2 吸附-脱附作用

天然气吸附量取决于地层压力、温度和吸附剂表面吸附能力。对于特定含气页岩,地层温度和页岩表面吸附能力是确定的,因此吸附量只是压力的函数。本文认为页岩吸附量与脱附量可近似相等<sup>[17]</sup>,并采用 Langmuir 等温吸附模型<sup>[18-19]</sup>计算脱附量 $q$ ,表达式如下:

$$q = \frac{\rho_s M_g}{V_{std}} \frac{q_L p}{p_L + p} \quad (5)$$

式中： $\rho_s$  为页岩基质密度， $q_L$  为 Langmuir 气体体积， $p_L$  为 Langmuir 气体压力， $V_{std}$  为标况(1atm, 273.15K)下气体摩尔体积。

### 2.3 页岩基质渗透率

纳米孔隙内气体传质形式主要有黏性滑脱流动和孔内扩散，因此页岩宏观表现出的渗透率(或称表观渗透率)不等于页岩本质渗透率。表观渗透率是对流传质通量和扩散传质通量的叠加，它与页岩物性、地层压力、温度及流体物性有关。而本质渗透率是流体在无滑脱黏性层流条件下得到的渗透率，反映岩石固有渗透性，其数值可由脉冲压力延迟实验测得<sup>[20]</sup>。

本文选用具有哈根-泊肃叶形式的表观渗透率计算式，该式适用于连续流、滑脱流、过渡流、分子碰撞流等页岩孔隙内所有流态<sup>[6-7]</sup>，其表达式如下：

$$K = K_\infty f(K_n) \quad (6)$$

式中： $K$  为表观渗透率； $f(K_n)$  为一个关于克努森数  $K_n$ 、量纲一化的稀疏系数  $\alpha$  和滑脱系数  $b$  的函数，其表达式为

$$f(K_n) = (1 + \alpha K_n) \left( 1 + \frac{4K_n}{1 - bK_n} \right) \quad (7)$$

其中，稀疏系数  $\alpha$  可由经验回归公式得到：

$$\frac{\alpha}{\alpha_0} - 1 = \frac{A}{K_n^B} \quad (A > 0, B > 0) \quad (8)$$

式中： $A, B$  均为非线性回归系数，本文参考 F. Civan<sup>[7]</sup> 的研究，相关取值为  $\alpha_0 = 1.358$ ， $A = 0.1780$ ， $B = 0.4348$ ， $b = -1$ 。

联合式(6)~(8)可求取页岩表观渗透率随地层压力的变化(见图1)，表观渗透率随地层压力的降低而增大，这说明页岩气渗流阻力随时间逐渐降低，有利于页岩气产出。此外，本质渗透率会影响表观渗透率取值。

## 3 页岩流固耦合渗流模型

由页岩基质孔隙-裂缝组成的双孔隙度双渗透率介质如图2所示，裂缝连续均匀地分布于基质中，裂缝渗透率为定值。考虑基质孔隙内气体脱附、表观渗透率的压力相关性和气体可压缩性；裂缝渗流假定为达西流动，气体可压缩。同时考虑有效应力和骨架变形对孔隙度的影响，建立应力-渗流耦合模型如下：

### 3.1 基质骨架变形方程

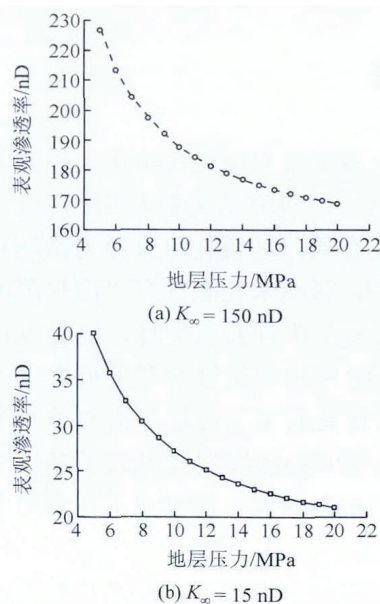


图1 页岩表观渗透率与地层压力关系曲线

Fig.1 Relationship curves of apparent permeability and reservoir pressure of shale

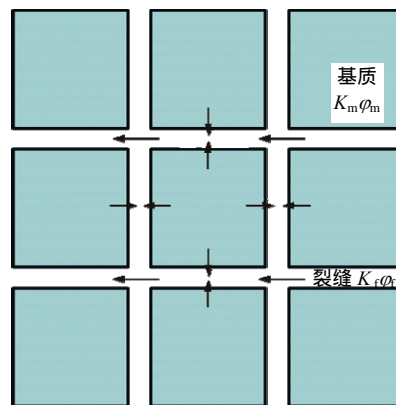


图2 页岩双孔隙度双渗透率示意图

Fig.2 Illustration of dual porosity and permeability of shale

外界载荷(如地应力)由基质骨架和孔隙流体共同承担，假设骨架变形在线弹性范围内。基于 Biot 孔隙弹性理论，基质骨架应力平衡方程、应变方程和本构方程如下：

$$\nabla(\sigma' - \alpha_m \bar{p}_m I) = 0 \quad (9)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{2}[\nabla u + (\nabla u)^T] \quad (10)$$

$$d\sigma' = D_e d\varepsilon \quad (11)$$

式中： $\sigma'$  为有效应力张量， $\alpha_m$  为 Biot 系数， $\bar{p}_m$  为平均孔隙压力， $I$  为单位矩阵， $u$  为位移向量， $\varepsilon$  为应变矩阵， $D_e$  为弹性系数矩阵。

随着地层压力下降，基质变形使得基质孔隙度下降。本文假设孔隙度变化量等于基质体应变的变化，即

$$\frac{\partial \phi_m}{\partial t} = \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (12)$$

式中:  $\varphi_m$  为基质孔隙度,  $\varepsilon_s$  为基质骨架体积应变。

### 3.2 基质孔隙渗流控制方程

对于基质孔隙内渗流, 脱附气量是流动系统的源项, 从孔隙流入裂缝的质量通量是汇项, 建立质量守恒方程如下:

$$\left[ \frac{\partial(\rho_m \varphi_m)}{\partial t} + \nabla(\rho_m \mathbf{v}_m) + \frac{\partial[(1-\varphi_m)q]}{\partial t} \right] - \rho_m \frac{K_m}{\mu_m} (p_m - p_f) = 0 \quad (13)$$

式中:  $\rho_m$  为气体密度,  $\mathbf{v}_m$  为表观渗流速度,  $\mu_m$  为气体黏度,  $q$  为单位体积有机质脱附气量( $\text{kg}/\text{m}^3$ ),  $p_m$  为孔隙渗流压力,  $\rho_f$  为缝内气体密度。表观渗流速度  $\mathbf{v}_m$  可由达西形式的公式求出:

$$\mathbf{v}_m = -\frac{K_m}{\mu_m} \nabla p_m \quad (14)$$

将式(14)代入式(13), 考虑气体压缩性及表观渗透率、孔隙迂曲度的压力相关性, 同时忽略压力导数二次项, 可得基质孔隙渗流控制方程为

$$[\rho_m \varphi_m \beta_p + (1-\varphi_m)K_a \rho_m \beta_p] \frac{\partial p_m}{\partial t} + (\rho_m - q) \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} = \rho_m \frac{K_m}{\mu_m} \left( \frac{\partial^2 p_m}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p_m}{\partial y^2} \right) + \rho_m \frac{K_m}{\mu_m} (p_m - p_f) \quad (15)$$

其中,

$$K_a = \frac{\rho_s M_g}{\rho \beta_p V_{\text{std}}} \frac{q_L p_L}{(p_L + p)^2} \quad (16)$$

式中:  $K_a$  为中间变量<sup>[17]</sup>,  $\beta_p$  为气体密度压缩因子。式(15)左边第二项表征了基质骨架变形对孔隙度的影响, 将应力-应变耦合其中。

### 3.3 裂缝渗流控制方程

裂缝系统是与井筒进行质量交换的主要通道, 此时从孔隙流入裂缝的流量作为源项, 井筒产出量作为汇项, 质量守恒方程可表示为

$$\frac{\partial(\rho_f \varphi_f)}{\partial t} + \nabla(\rho_f \mathbf{v}_f) + \rho_m \frac{K_m}{\mu_m} (p_m - p_f) - \rho_0 Q_b = 0 \quad (17)$$

式中:  $\rho_0$  为标况(1 atm, 293.15 K)下页岩气密度,  $Q_b$  为井筒产出量。

考虑气体压缩性, 忽略压力导数二次项, 则裂缝渗流控制方程为

$$\rho_f \varphi_f \beta_p \frac{\partial p_f}{\partial t} = \rho_f \frac{K_f}{\mu_f} \left( \frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p_f}{\partial y^2} \right) - \rho_m \frac{K_m}{\mu_m} (p_m - p_f) + \rho_0 Q_b \quad (18)$$

式中:  $K_f$  为裂缝渗透率,  $\mu_f$  为缝内气体黏度。

式(9), (15), (18)构成了页岩双重介质流固耦合模型控制方程组。

## 4 有限元数值离散及求解

本文选取基质位移、孔隙渗流压力和裂缝渗流压力作为基本变量, 采用有限元法对控制方程组离散求解。首先运用伽辽金法将控制方程转化为弱形式, 进行空间离散; 然后采用全隐式一阶差分法进行时间域离散, 最终得到用于全隐式耦合求解的矩阵方程。

### 4.1 空间离散

运用伽辽金法, 自然满足边界作用力和流量等第一类边界条件, 具体过程参见 R. W. Lewis 和 B. A. Schrefler<sup>[21]</sup>的研究。控制方程被转化为如下积分弱形式:

$$\int_{\Omega} (\mathbf{L} \mathbf{N}_u)^T \boldsymbol{\sigma}' d\Omega - \int_{\Omega} (\mathbf{L} \mathbf{N}_u)^T \mathbf{m} \mathbf{N}_p \mathbf{P}_m d\Omega - \int_{\Gamma_f} \mathbf{N}_u^T \bar{\mathbf{t}} d\Gamma = 0 \quad (19)$$

$$\int_{\Omega} (\nabla \mathbf{N}_p)^T \frac{\rho K_m}{\mu_m} (\nabla \mathbf{N}_p) \mathbf{P}_m d\Omega + (\rho_m - q) \cdot \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \alpha \mathbf{m}^T (\mathbf{L} \mathbf{N}_u) \frac{\partial \mathbf{U}}{\partial t} d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \frac{\rho K_m}{\mu_m} \mathbf{N}_p (\mathbf{P}_m - \mathbf{P}_f) d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T [\rho_m \varphi_m \beta_p + (1-\varphi_m)K_a \rho_m \beta_p] \mathbf{N}_p \cdot \frac{\partial \mathbf{P}_m}{\partial t} d\Omega = 0 \quad (20)$$

$$\int_{\Omega} (\nabla \mathbf{N}_p)^T \frac{\rho K_f}{\mu_f} (\nabla \mathbf{N}_p) \mathbf{P}_f d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \frac{\rho K_m}{\mu_m} \mathbf{N}_p \cdot (\mathbf{P}_m - \mathbf{P}_f) d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \rho_f \varphi_f \beta_p \mathbf{N}_p \frac{\partial \mathbf{P}_f}{\partial t} d\Omega + \rho_0 \int_{\Gamma_q} \mathbf{N}_p^T Q_b d\Gamma = 0 \quad (21)$$

对式(19)~(21)进行化简合并, 将式(20)转化为时间增量形式, 以利于非线性方程组求解。可得矩阵形式的空间离散格式:

基质变形方程:

$$\mathbf{K}_1 \frac{d\mathbf{U}_m}{dt} + \mathbf{L}_1 \frac{d\mathbf{P}_m}{dt} = \frac{d\mathbf{f}_1}{dt} \quad (22)$$

基质孔隙渗流方程:

$$\mathbf{H}_2 \mathbf{P}_f - \mathbf{H}'(\mathbf{P}_m - \mathbf{P}_f) + \mathbf{S}_2 \frac{d\mathbf{P}_f}{dt} = \bar{\mathbf{f}}_2 \quad (23)$$

裂缝渗流方程:

$$\mathbf{H}_1 \mathbf{P}_m + (\rho_m - q) \mathbf{L}_1^T \frac{d\mathbf{U}_m}{dt} + \mathbf{H}'(\mathbf{P}_m - \mathbf{P}_f) + \mathbf{S}_1 \frac{d\mathbf{P}_m}{dt} = 0 \quad (24)$$

其中,

$$K_1 = - \int_{\Omega_m} B_u^T D_e B_u d\Omega \quad (25a)$$

$$L_1 = - \int_{\Omega_m} B_u^T m N_p d\Omega \quad (25b)$$

$$df_1 = - \int_{\Gamma_m} N_u d\Gamma \quad (25c)$$

$$H_1 = \int_{\Omega_m} B_p^T \frac{\rho_m K_m}{\mu_m} B_p d\Omega \quad (25d)$$

$$H_2 = \int_{\Omega_f} B_p^T \frac{\rho_f K_f}{\mu_f} B_p d\Omega \quad (25e)$$

$$H' = \int_{\Omega_{m,f}} N_p^T \frac{\rho_m K_m}{\mu_m} N_p d\Omega \quad (25f)$$

$$S_1 = \int_{\Omega_m} N_p^T [\rho_m \phi_m \beta_\rho + (1 - \phi_m) K_a \rho_m \beta_\rho] N_p d\Omega \quad (25g)$$

$$S_2 = \int_{\Omega_f} N_p^T \rho_f \phi_f \beta_\rho N_p d\Omega \quad (25h)$$

$$\bar{f}_2 = -\rho_0 \int_{\Gamma_f} N_p^T Q_w d\Gamma \quad (25i)$$

式中:  $N_u, N_p$  分别为位移形函数和压力形函数;  $B_u, B_p$  分别为位移形函数导数和压力形函数导数;  $U_m, P_m, P_f$  分别为基质位移向量、孔隙渗流压力向量和裂缝渗流压力向量;  $m = [1, 1, 1]$ 。式(25)可通过数值积分求得, 本文选用高斯积分法。

#### 4.2 时间域离散

采用一维梯形差分格式对时间域进行隐式离散, 假定时间区间  $[t_n, t_{n+1}]$ , 则物理量  $X$  在时刻  $t_{n+\theta}$  取值由下式确定<sup>[21]</sup>:

$$X(t_{n+\theta}) = (1 - \theta)X(t_n) + \theta X(t_{n+1}) \quad (26a)$$

其中,

$$\theta = \frac{t - t_n}{\Delta t_n} \quad (0 \leq \theta \leq 1) \quad (26b)$$

式中:  $\theta$  为参数, 会影响数值稳定性和精度。当  $\theta = 0$  时, 该离散格式为无条件稳定格式, 但是精度较差, 时间增量必须较小; 当  $\theta = 2/3$  时, 计算精度得到较大提高, 但会出现数值振荡, 可以通过选取适当的时间增量避免数值振荡发生。本文算例中选用  $\theta = 2/3$ ,  $\Delta t = 86\,400$  s (1 d)。

联立空间和时间域离散格式, 可得矩阵形式的离散方程:

$$\begin{bmatrix} K_1 & L_1 & 0 \\ (\rho_1 - q)L_1^T S_1 + (H_1 + H')\Delta t_n \theta & -H'\Delta t_n \theta & 0 \\ 0 & -H'\Delta t_n \theta & S_2 + (H_2 + H')\Delta t_n \theta \end{bmatrix}_{n+\theta} \begin{Bmatrix} U_m \\ P_m \\ P_f \end{Bmatrix}_{n+\theta} = \begin{bmatrix} K_1 & L_1 \\ (\rho_1 - q)L_1^T S_1 - (H_1 + H')\Delta t_n (1 - \theta) & 0 \\ 0 & H'\Delta t_n (1 - \theta) \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} U_m \\ P_m \\ P_f \end{Bmatrix}_n + \Delta t_n \begin{Bmatrix} 0 \\ 0 \\ \bar{f}_2 \end{Bmatrix}_{n+\theta}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ H'\Delta t_n (1 - \theta) \\ S_2 - (H_2 + H')\Delta t_n (1 - \theta) \end{bmatrix}_{n+\theta} \begin{Bmatrix} U_m \\ P_m \\ P_f \end{Bmatrix}_{n+\theta} + \Delta t_n \begin{Bmatrix} \frac{df_1}{dt} \\ 0 \\ \bar{f}_2 \end{Bmatrix}_{n+\theta} \quad (27)$$

式(27)通过前一时刻位移、压力值求解任意时刻位移、压力值。由于气体密度、基质渗透率、气体脱附量等参数均随各时刻的压力值而变化, 所以每个时间步需更新方程各项。本文选取八节点二次单元来近似位移场、四节点线性单元近似压力场, 编制了计算机程序, 所用单位制均为国际单位。

## 5 算例分析

### 5.1 一维页岩气渗流算例

如图 3 所示, 选取页岩气渗流区域为高 16 m、宽 10 m 矩形区域。本文模拟含气页岩在外界载荷(地应力)作用下作一维渗流。假设上表面受到持续均布载荷  $F$  作用, 左右边界水平位移为 0, 底部边界固定无位移; 上表面可渗透, 边界压力为 1 atm, 其余边界均为不可渗透边界。求解域饱和页岩气, 模型参数取值见表 1。

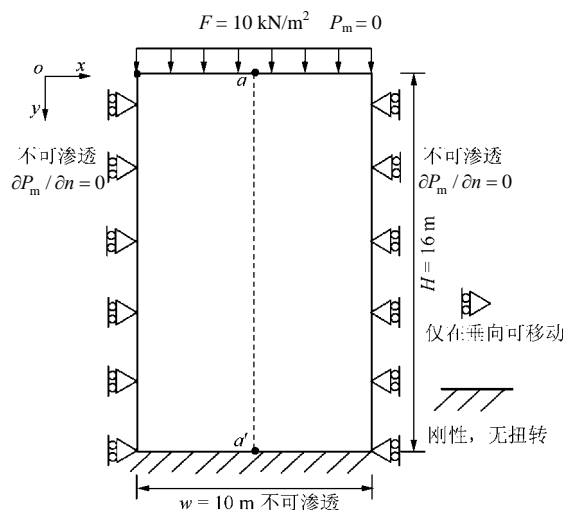


图 3 一维页岩气渗流问题示意图

Fig.3 Schematic diagram of one-dimensional shale gas flow

### 5.2 结果分析

为了分析渗流压力随铅垂方向的变化, 本文选取图 3 中  $a-a'$  作为参考线。定义量纲一化的长度为  $Z/H$ , 量纲一化的压力为当前渗流压力与原始地层压力之比  $P/P_0$ 。除特别说明外, 以下结果均为 100 s 时刻渗流压力分布。

如图 4 所示, 裂缝平均渗流压力随着时间的增



表 1 模型参数取值

Table 1 Input parameters for proposed model

模型参数名称	符号	取值	单位
原始地层压力	$P_0$	20	MPa
杨氏模量	$E$	80	GPa
泊松比	$\nu$	0.30	无量纲
基质孔隙度	$\phi_m$	0.05	无量纲
裂缝孔隙度	$\phi_f$	0.05	无量纲
基质本质渗透率	$K_\infty$	15	nD
裂缝渗透率	$K_f$	10	mD

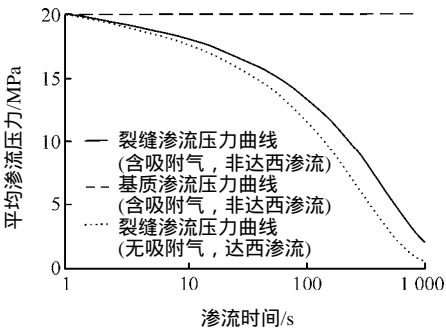


图 4 基质与裂缝渗流压力衰减曲线

Fig.4 Pressure depletion curves for matrix and fractures seepage

长而降低，然而基质孔隙压力几乎保持原始地层压力不变。对于无吸附气且基质渗透率为定值的情况，其压力下降速率要比页岩气渗流时快，并且在相同时刻同一位置，裂缝渗流压力小于含吸附气时裂缝渗流压力(见图 5)。该结果反映了页岩气藏渗流和常规裂缝性气藏(如裂缝性低渗砂岩气藏)气体吸附作用可忽略，相比页岩气藏，缺少了吸附气脱附产生的气体供给，因此相同条件下气藏压力衰减更快。还可发现，页岩气藏裂缝渗流压力下降速率要远大于基质孔隙压力下降速率，其原因是超低的基质渗透率使得气体从基质流入裂缝的渗流阻力巨大，裂缝一定程度上缺少气体供给。这就解释了页岩气藏通常初期产气量较

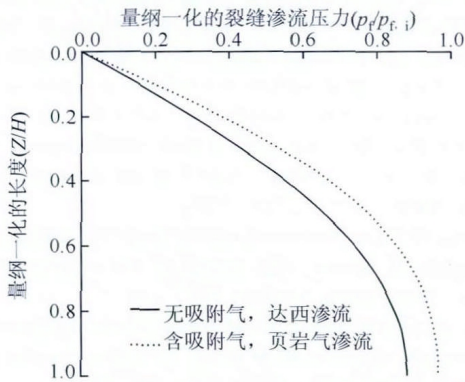


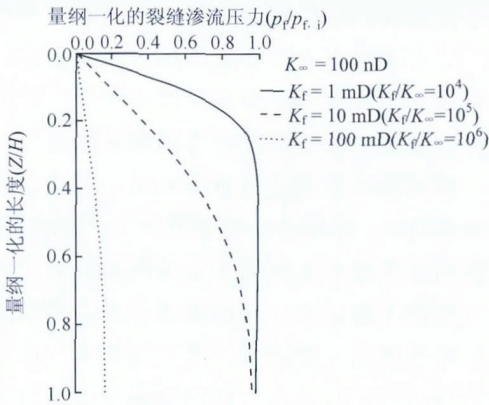
图 5 量纲一化的裂缝渗流压力变化曲线

Fig.5 Variation curves of dimensionless seepage pressure of fractures

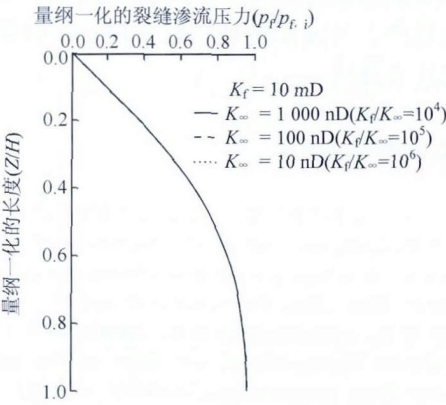
高，但是后期产气量很快衰减的原因。初期产气量大部分来自于裂缝系统储存的游离气，后期产气量因基质内气体无法及时供给裂缝而锐减。

图 6 为裂缝渗透率和基质渗透率对裂缝渗流压力的影响情况。分析可知，裂缝渗透率的变化对裂缝渗流压力的影响较为明显，而基质渗透率的变化几乎对裂缝渗流压力无影响。这是因为对于相同性质的页岩基质，基质气体向裂缝的供给流量是定值。如果裂缝渗透率越大，裂缝渗流阻力就越小，那么渗流压力下降就越快。然而，对于相同性质的页岩裂缝系统，尽管提高基质渗透率数倍，但是基质渗透率仍处于纳达西级别，渗流阻力依然很大，对提高供给流量的贡献并不明显。由此得到启示：页岩气井水力压裂不能一味追求高导流能力裂缝系统，裂缝导流能力需与基质气体向裂缝供给能力相匹配。如果裂缝导流能力远大于基质气体向裂缝供给的能力，那么就会造成裂缝渗流压力急速下降，井筒与裂缝间生产压力随之降低，产气量较小甚至无法产出。此时，只能通过关井，等待基质气体向裂缝的供给，重新建立生产压差再次开井生产。

图 7 为气藏原始地层压力对渗流场的影响，结



(a) 裂缝渗透率变化对裂缝渗流压力的影响



(b) 基质渗透率变化对裂缝渗流压力的影响

图 6 基质渗透率与裂缝渗透率对裂缝渗流压力的影响对比

Fig.6 Comprasion of influences of matrix permeability and fracture permeability on seepage pressure of fractures

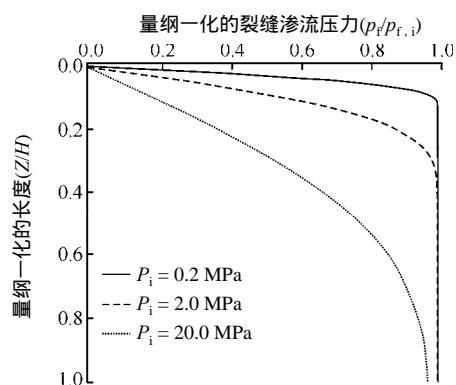


图7 量纲一化的裂缝渗流压力随原始地层压力变化曲线  
Fig.7 Variation curves of dimensionless seepage pressure of fracture and initial reservoir pressure

果表明,原始地层压力越小,裂缝渗流压力下降速率就越慢,其原因是气体脱附气释放速率与压力成反比,即压力越低,气体脱附气释放速率越大。当基质内气体脱附气释放速率增大时,基质与裂缝渗流压力差值增大,这样加速了基质气体向裂缝的供给流量,从而减缓了裂缝渗流压力的衰减。

## 6 结 论

本文假设裂缝性页岩气藏为双孔隙度双渗透率介质,建立了双重介质的流固耦合渗流模型。该模型综合考虑了页岩气壁面滑脱流动和孔内扩散、气体吸附与脱附、应力敏感性等因素对渗流压力场的影响。模型数值求解采用有限元法,构造了全隐式耦合求解格式。求解并分析了页岩气一维渗流问题。气体脱附作用是页岩气藏压力下降速率低于常规裂缝性气藏的主要原因。裂缝渗透率是影响裂缝渗流压力下降速率的主要因素,页岩气井水力压裂需考虑裂缝导流能力与基质气体向裂缝供给能力的匹配关系,以避免因裂缝压力下降过快导致生产压差过低,无法生产。气藏原始地层压力越小,裂缝渗流压力下降速率越慢。

## 参考文献(References):

- [1] 张金川,汪宗余,聂海宽,等.页岩气及其勘探研究意义[J].现代地质,2008,22(4):640-646.(ZHANG Jinchuan, WANG Zongyu, LIE Haikuan, et al. Shale gas and its significance for exploration[J]. Geoscience, 2008, 22(4): 640-646.(in Chinese))
- [2] CURTIS M E, SONDERGELD C H, AMBROSE R J, et al. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(4): 665-677.
- [3] 樊菁,沈青.微尺度气体流动[J].力学进展,2002,32(3):321-336.(FAN Jing, SHEN Qing. Micro-scale gas flow[J]. Advances in Mechanics, 2002, 32(3): 321-336.(in Chinese))
- [4] 邹才能,董大忠,杨桦,等.中国页岩气形成条件及勘探实践[J].

- 天然气工业,2012,31(12):26-39.(ZHOU Caineng, DONG Dazhong, YANG Hua, et al. Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 31(12): 26-39.(in Chinese))
- [5] 翁定为,雷群,胥云,等.缝网压裂技术及其现场应用[J].石油学报,2011,32(2):280-284.(WENG Dingwei, LEI Qun, XU Yun, et al. Network fracturing techniques and its application in the field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 280-284.(in Chinese))
- [6] BESKOK A, KARNIADAKIS G E. Report: a model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales[J]. Microscale Thermophysical Engineering, 1999, 3(1): 43-77.
- [7] CIVAN F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. Transport in Porous Media, 2010, 82(2): 375-384.
- [8] FATHI E, AKKUTLU I Y. Lattice Boltzmann method for simulation of shale gas transport in Kerogen[C]// Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. [S.l.]: [s.n.], 2011.
- [9] ROSS D J K, MARC BUSTIN R. Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs[J]. Fuel, 2007, 86(17/18): 2696-2706.
- [10] 李玉喜,乔德武,姜文利,等.页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J].地质通报,2011,30(2/3):308-317.(LI Yuxi, QIAO Dewu, JIANG Wenli, et al. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 308-317.(in Chinese))
- [11] 唐颖,张金川,刘珠江,等.解吸法测量页岩含气量及其方法的改进[J].天然气工业,2011,31(10):108-112.(TANG Ying, ZHANG Jinchuan, LIU Zhujiang, et al. Use and improvement of the desorption method in shale gas content tests[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 108-112.(in Chinese))
- [12] AKKUTLU I Y, FATHI E. Gas Transport in Shales with Local Kerogen Heterogeneities[C]// Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. [S.l.]: [s.n.], 2011.
- [13] HUDSON J, CIVAN F, MICHEL G, et al. Modeling multiple-porosity transport in gas-bearing shale formations[C]// Proceedings of the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. [S.l.]: [s.n.], 2012.
- [14] 段永刚,魏明强,李建秋,等.页岩气藏渗流机制及压裂产能评价[J].重庆大学学报:自然科学版,2011,34(4):62-66.(DUAN Yonggang, WEI Mingqiang, LI Jianqiu, et al. Shale gas seepage mechanism and fractured wells' production evaluation[J]. Journal of Chongqing University: Natural Science, 2011, 34(4): 62-66.(in Chinese))
- [15] BARENBLATT G, ZHELTOV I P, KOCHINA I. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks[J]. Journal of Applied Mathematics and mechanics, 1960, 24(5): 1286-1303.
- [16] ROY S, RAJU R, CHUANG H F, et al. Modeling gas flow through microchannels and nanopores[J]. Journal of applied physics, 2003, 93(8): 4870-4879.
- [17] 周理,李明,周亚平.超临界甲烷在高表面活性炭上的吸附测量及其理论分析[J].中国科学:B辑,2000,30(1):49-56.(ZHOU Li, LI Ming, ZHOU Yaping. Adsorption measurement and its theoretical analysis of supercritical methane on activated carbon with high surface area[J]. Science in China: Series B, 2000, 30(1): 49-56.(in Chinese))
- [18] LANGMUIR I. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. part I. solids[J]. Journal of the American Chemical Society, 1916, 38(11): 2221-2295.
- [19] LANGMUIR I. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. II. liquids. 1[J]. Journal of the American Chemical Society, 1917, 39(9): 1848-1906.
- [20] CUI X, BUSTIN A, BUSTIN R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications[J]. Geofluids, 2009, 9(3): 208-223.
- [21] LEWIS R W, SCHREFLER B A. The finite element method in the deformation and consolidation of porous media[M]. New York: John Wiley and Sons Inc., 1987: 287-290.