三维页岩储层多重压力流固耦合模型研究

韦世明^{1,2}, 夏阳^{1,2}, 金衍^{1,2*}, 陈勉^{1,2}, 卢运虎^{1,2}

1. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

*联系人, E-mail: jinyucup@126.com

收稿日期: 2018-08-08; 接受日期: 2018-09-17; 网络出版日期: 2018-12-10

国家自然科学基金(编号: 51490650, 51774305)和国家“十三五”重大专项(编号: 2017ZX05037-004)资助项目

摘要 研究裂缝页岩储层在生产过程中的流固耦合力学过程是准确认识气藏生产动态的关键科学问题. 针对页岩储渗机制复杂的难题, 本文建立有机质-基质孔-天然裂缝和离散人工裂缝的多尺度流动介质与多重压力系统; 考虑吸附气的非平衡解吸附和表面扩散, 自由气的黏性流和Knudsen扩散, 以及基质孔、天然裂缝和人工裂缝压力系统对页岩变形的影响, 建立了页岩双重有效应力流固耦合数学模型, 分析了压裂井生产过程中岩石变形对气体流动的影响规律. 研究发现: 天然裂缝压力系统是引起页岩气生产过程中应力敏感性的主要因素; 固体变形对基质孔渗透率的影响小于Knudsen扩散, 基质孔的表观渗透率并不会发生应力敏感; 随着天然裂缝密度的增大, 天然裂缝压力系统的有效应力系数迅速增大, 页岩气产量应力敏感效应增强.

关键词 页岩气, 多重介质, 双重有效应力, 流固耦合

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

1 引言

页岩作为一种十分具有潜力的非常规储层, 由于在世界范围内具有丰富的资源量, 从而受到世界各国的关注. 我国具有世界上最多的页岩气可采储量, 现已成为世界上第三个具有工业化开采页岩气能力的国家^[1]. 随着国家对页岩气的补贴不断增加, 企业也在不断加大页岩气开采的投入, 以期开发更经济的页岩气开采技术^[2-5].

由于页岩的渗透率极低, 且分布着大量的微裂隙,

因此, 水力压裂成为开采页岩气必不可少的措施^[6,7]. 页岩中孔隙结构复杂, 具有多尺度性^[7]和多重压力系统特性^[8], 且不同系统内的气体行为具有明显差异^[7,8], 因而, 双重介质模型也被广泛用于页岩气流动建模^[9-11]. 因此必须分别考虑不同压力系统对岩石变形的影响程度, 才能准确描述页岩气流动过程中的压敏效应, 以及页岩中的应力场变化.

页岩气目前正处于热潮, 钻井数量迅速增加, 但是由于页岩气的低采收率, 重复压裂势必会成为未来提高页岩气开采效率的主要技术, 而生产过程中的应力

引用格式: 韦世明, 夏阳, 金衍, 等. 三维页岩储层多重压力流固耦合模型研究. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2019, 49: 014702

Wei S M, Xia Y, Jin Y, et al. Study on the 3D fluid-solid coupling model with multi-pressure system of shale (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2019, 49: 014702, doi: 10.1360/SSPMA2018-00278

场变化是影响重复压裂的重要影响因素^[12]. 因此, 研究页岩气生产过程中的流固耦合机理不仅可以明确其目前产量递减过快的机理, 也有利于明确生产过程中的应力场变化, 为后期重复压裂实施提供设计基础. 而实现页岩气开采过程中的流固耦合建模, 必须要考虑到多重压力系统之间的耦合(有机质-基质孔-天然裂缝-人工裂缝)和具有复杂人工缝网地层的应力场计算.

针对目前页岩气流固耦合模型未能完善考虑页岩中的多个压力系统的不足, 本文基于孔隙弹性理论, 通过有效应力项, 分别考虑了基质孔压力系统和天然裂缝压力系统对岩石基质有效应力影响, 之后采用多重连续介质/离散缝网模型建立了页岩中的气体流动模型, 考虑了吸附气非平衡解吸附、表面扩散、自由气黏性流、Knudsen扩散等流动机理. 最后采用有限元方法进行多重系统的耦合求解.

2 多重有效应力流固耦合

为了简化研究, 得到更加简洁的模型, 本文基于以下假设:

- (1) 页岩基质为线弹性固体;
- (2) 孔隙内的气体为理想甲烷气体;
- (3) 不考虑气体的重力效应;
- (4) 地层内温度不变且处处相等.

2.1 双重介质流固耦合

双重连续介质模型被广泛用于页岩气流动过程建模, 但是对于流动过程中的固体变形场耦合却经常忽视不同压力系统的存在. 盛茂等人^[13]使用双重介质模型建立了页岩气流动模型, 在耦合应力场时仅仅考虑了基质孔压对固体变形的影响. 夏阳等人^[14]认为裂缝作为页岩中的主要导流通道, 其内部压力降速度远大于基质孔, 因此仅考虑了天然裂缝压力对固体变形的影响.

流固耦合本质上是通过有效应力项, 将孔隙压力引入到固体变形方程中. 单重压力系统的有效应力可以写作^[15]:

$$\sigma_{ij}^e = \sigma_{ij} + \delta_{ij}\alpha p, \quad (1)$$

其中, σ_{ij}^e 为有效应力, α 为有效应力系数, p 为孔隙压力, δ_{ij} 为克罗内克符号.

Aifantis^[16-18]使用混合理论, 给出了双重介质的普适流固耦合方程, 不足的是缺少严格的数学证明. Valiappan和Khalili-Naghadeh以式(1)和双重介质流动模型为基础, 通过分别考虑双重介质的孔隙度变化, 严格推导出了式(2), 此时他们尚未明确提出两个压力系统的有效应力系数.

$$\frac{d\phi_1}{dt} = \alpha_1 \frac{d(\phi_1 + \phi_2)}{dt}, \quad (2)$$

$$\frac{d\phi_2}{dt} = \alpha_2 \frac{d(\phi_1 + \phi_2)}{dt}, \quad (3)$$

其中, ϕ_1 和 ϕ_2 为基质孔和天然裂缝的孔隙度, α_1 和 α_2 孔隙度和岩石压缩系数的函数.

Ghafari和Lewis^[19], Chen和Teufel^[20]分别将Biot的孔隙弹性理论进行扩展, 给出了与式(1)形式相同的有效应力公式, 并开始称 α_1 和 α_2 为基质孔隙和天然裂缝压力的有效应力系数.

$$\sigma_{ij}^e = \sigma_{ij} + \delta_{ij}(\alpha_1 p_1 + \alpha_2 p_2). \quad (4)$$

很多研究者对 α_1 和 α_2 的表达式都进行了推导, Chen等人^[21]对各个研究者的推导结果进行了总结和对比.

根据Chen和Teufel^[20], 基质孔压力系统和天然裂缝压力系统的有效应力系数为

$$\alpha_m = \left(1 - \frac{c_s}{c_b}\right) \frac{c_b^* - c_s^*}{c_b - c_s}, \quad (5)$$

$$\alpha_f = \left(1 - \frac{c_s}{c_b}\right) \left(1 - \frac{c_b^* - c_s^*}{c_b - c_s}\right), \quad (6)$$

式中, α_m 和 α_f 分别为基质孔和天然裂缝的有效应力系数, c_b^* 和 c_s^* 为无天然裂缝时的岩石和骨架压缩系数, c_b 和 c_s 为双重介质的岩石和骨架压缩系数.

基于线弹性假设, 固体的本构关系为

$$\sigma_{ij}^e = 2G\varepsilon_{ij} + \left(K - \frac{2G}{3}\right)\delta_{ij}\varepsilon_v, \quad (7)$$

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}), \quad (8)$$

式中, K 和 G 分别为岩石的体积模量和剪切模量, u 为固体位移, ε_{ij} 固体应变, $\varepsilon_v = \varepsilon_{ij}$, 为体积应变.

孔隙弹性理论中, 固体的受力平衡方程为

$$\frac{\partial \sigma_{ij}^e}{\partial x_j} - f_j = 0. \quad (9)$$

忽略重力和吸附气解吸引起的固体变形^[22], 将式(4)、(7)和(8)代入式(9)中可以得到:

$$(K+3G)\frac{\partial u_{i,i}}{\partial x_j} + G\nabla^2 u_j - \alpha_m \frac{\partial p_m}{\partial x_j} - \alpha_f \frac{\partial p_f}{\partial x_j} = 0. \quad (10)$$

式(10)即为考虑了双重压力系统的多孔介质受力平衡式. 由于基质为线弹性固体, 因此式(10)的增量形式为

$$(K+3G)\frac{\partial \bar{u}_{i,i}}{\partial x_j} + G\nabla^2 \bar{u}_j - \alpha_m \frac{\partial \bar{p}_m}{\partial x_j} - \alpha_f \frac{\partial \bar{p}_f}{\partial x_j} = 0, \quad (11)$$

式中, 求解变量上的横线代表增量. 由于初始位移和应力场的不确定性, 式(11)才是进行求解的固体位移方程.

2.2 多重压力系统耦合

页岩中的孔隙尺度分布广泛, 从纳米尺度的基质孔, 到微米尺度的天然裂缝, 再到毫米尺度的人工裂缝, 其内部气体流动的主要控制机理不同, 这也是页岩气流动模型比一般天然气藏复杂的原因^[14,23]. 由图1可知, 有机质散布于页岩中, 其内部分布较多的基质孔, 大尺度的天然裂缝分布在无机质中.

本文建立有机质-基质孔-天然裂缝三重连续介质和离散人工裂缝耦合流动模型, 采用双孔双渗模型描述基质孔和天然裂缝间的流动, 定义了自由气和吸附

气的表观浓度, 以便耦合吸附气的表面扩散及其向基质孔的解吸附.

之前的研究者根据分子自由程和孔隙特征长度的比值定义了Knudsen数, 并以此判断不同尺度孔隙内的主要流动机理^[24].

$$Kn = \frac{\lambda}{d}, \quad (12)$$

其中, Kn 为Knudsen数, λ 为气体分子自由程, d 为孔隙特征长度.

根据Knudsen数的范围, 可以划分孔隙内的主要流动机理^[25], 如表1所示.

基质孔和天然裂缝内的黏性流均采用达西公式描述, 因为页岩内的大多数孔隙为纳米孔^[26-31], 因此考虑无基质孔和天然裂缝内的Knudsen扩散. 考虑到基质孔和天然裂缝尺寸和形状的差异, 具有不同的Knudsen扩散系数^[32,33], 因此基质孔和天然裂缝内的气体流速为^[34]

$$J_m = -\frac{k_m}{\mu} \rho \nabla p_m - D_m \nabla (M\tilde{C}_m), \quad (13)$$

$$J_f = -\frac{k_f}{\mu} \rho \nabla p_f - D_f \nabla (M\tilde{C}_f), \quad (14)$$

式中, J_m 为气体通过基质孔某单位截面的质量流量, J_f 为气体通过天然裂缝某单位截面的质量流量, p_m 和 p_f 分别为基质孔和天然裂缝内的气体压力. $\tilde{C}_m$ 和 $\tilde{C}_f$ 分别为基质孔和天然裂缝内的气体表观浓度, 也即单位体积页岩内的气体物质的量. 使用表观浓度是为了简化考虑有机质在页岩中的随机分布, 将吸附气、基质孔内的自由气以及天然裂缝内的自由气看作是均匀分布于整个页岩基质内, 而非随着有机质、基质孔隙分布而改变, 以此更好地耦合吸附气的表面扩散及其向基质孔的解吸附.

$$\tilde{C}_i = \phi_i C_i, \quad (15)$$

表 1 多孔介质中Knudsen数与流动机理划分

Table 1 Knudsen number and flow mechanism division in porous media

流动形式	Knudsen数
黏性流	$Kn < 0.01$
滑移	$0.01 \leq Kn \leq 0.1$
过渡流	$0.1 < Kn < 10$
Knudsen扩散	$Kn \geq 10$

图 1 (网络版彩图)页岩电子显微镜扫描照片

Figure 1 (Color online) SEM of shale matrix.

式中, $i=m, f$. C_m 和 C_f 分别为基质孔隙和天然裂缝内部的气体浓度. 将页岩中的气体近似看作理想甲烷气体, 则有:

$$\rho = MC, p = RTC, \quad (16)$$

式中, ρ 为气体密度, M 为甲烷气体分子的摩尔质量, R 为气体常数, T 为地层温度, p 为气体压力.

因此, 考虑到岩石变形后的基质孔和天然裂缝的连续性方程为^[35]

$$\frac{\partial(\rho\phi_i)}{\partial t} - \rho\phi_i \frac{\partial\varepsilon_v}{\partial t} + \nabla \cdot J_i = Q_i, \quad (17)$$

其中, ε_v 为固体的体积应变, Q_i 为气体质量源. 需要注意的是, 式(17)仅仅考虑了孔隙的体积压缩对流动的影响, 也即岩石压缩过程中的孔隙度并未变化; 但是孔隙度在岩石变形过程中将发生变化, 并对流动造成影响, 因此本文在2.3节中给出了孔隙度的变化公式.

由于人工裂缝内部充填着支撑剂, 所以其内部也可看作是多孔介质. 鉴于人工裂缝的宽度远小于其长度, 故采用平均化的方法计算人工裂缝内部的流动^[36]. 人工裂缝尺度加大, 且其导流能力强, 仅考虑其内部为黏性流, 则裂缝内的质量流速为

$$J_{af} = -\frac{k_f}{\mu} \rho \nabla p, \quad (18)$$

其中, J_{af} 为通过人工裂缝横截面的流量, k_f 为人工裂缝的绝对渗透率, μ 为气体黏度.

人工裂缝内的气体流动控制方程为

$$d_f \left[\frac{\partial(\rho\phi_f)}{\partial t} + \nabla \cdot J_{af} \right] = Q_{af}, \quad (19)$$

式中, d_f 为人工裂缝宽度, ϕ_f 为人工裂缝内的孔隙度.

本文的多重压力系统耦合过程包括: 有机质内的吸附气向基质孔的解吸附、基质孔与天然裂缝之间的窜流和天然裂缝向人工裂缝内的窜流.

本文采用非平衡解吸附模型描述吸附气的动态解吸附过程, 有机质内的吸附气向基质孔内的净解吸附速率为^[8]

$$Q_s = M[k_d \tilde{C}_\mu - k_a(1-\theta)\tilde{C}_m], \quad (20)$$

式中, $\tilde{C}_\mu$ 为单位体积页岩中的吸附气含量.

基质孔和天然裂缝之间的窜流常被认为与两个压力系统之间的压差成正比^[37], 可以由下式表示:

$$Q_c = \alpha \rho \frac{k_m}{\mu} (p_m - p_f), \quad (21)$$

式中, α 为页岩基质块的形状因子,

由于人工裂缝具有远大于基质孔和天然裂缝的导流能力, 其内部压力要明显小于天然裂缝内压力, 因此采用压力梯度描述天然裂缝向人工裂缝内的窜流^[38]:

$$Q_{af} = -2 \frac{k_f}{\mu} \rho \frac{\partial p_f}{\partial \mathbf{n}}, \quad (22)$$

式中, $\mathbf{n}$ 为人工裂缝的法向量.

综上有:

$$Q_m = Q_s - Q_c \quad (23)$$

$$Q_f = Q_c. \quad (24)$$

将式(13)和(23)代入式(17), 可得基质孔内部的气体流动控制方程:

$$\frac{\partial(\rho\phi_m)}{\partial t} - \rho\phi_m \frac{\partial\varepsilon_v}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\rho \frac{k_m^*}{\mu} \nabla p_m \right) = Q_s - Q_c \quad (25)$$

考虑基质孔内部的Knudsen扩散后, 基质孔的有效渗透率为

$$k_m^* = k_m + \frac{\phi_m D_m M}{p_m}. \quad (26)$$

将式(14)和(24)代入式(17), 可得天然裂缝内部的气体流动控制方程:

$$\frac{\partial(\rho\phi_f)}{\partial t} - \rho\phi_f \frac{\partial\varepsilon_v}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\rho \frac{k_f^*}{\mu} \nabla p_f \right) = Q_c. \quad (27)$$

考虑天然裂缝内部的Knudsen扩散, 并考虑其孔隙结构与基质孔的不同^[32,33], 其有效渗透率为

$$k_f^* = k_f + \frac{\phi_f D_f M}{p_f}. \quad (28)$$

考虑吸附气的表面扩散后, 吸附气的流动控制方程为

$$M \frac{\partial \tilde{C}_\mu}{\partial t} - M D_s \nabla^2 \tilde{C}_\mu = -Q_s. \quad (29)$$

吸附气的密度除了受到压力和温度的影响, 还与孔隙尺寸和形状有关^[39], 本文认为地层温度恒定, 并忽略孔隙尺寸对吸附气密度的影响, 因此采用式(16)近似作为吸附气的状态方程.

式(19), (25), (27)和(29)作为多重空间流动的控制方程, 通过方程内的质量源项进行耦合. 需要注意的是

Q_S 和 Q_C 为体源, 而 Q_{af} 为面源, 且仅仅在人工裂缝处存在, 这也是 Q_{af} 不在基质孔和天然裂缝流动控制方程内出现的原因. 采用双孔双渗模型时, 人工裂缝作为基质孔和天然裂缝的边界, 在进行有限元求解时, 人工裂缝流动控制方程的弱形式叠加到基质孔和天然裂缝流动控制方程的弱形式上, 从而消除 Q_{af} 这一项. 在编程时, 其处理方式见图2^[40].

2.3 应力敏感参数估计

根据Valliappan(1990)的结果, 基质孔隙和天然裂缝的孔隙度可分别由下式表示^[37]:

$$\phi_m = \phi_m^0 + \alpha_m d\varepsilon_v, \quad (30)$$

$$\phi_f = \phi_f^0 + \alpha_f d\varepsilon_v, \quad (31)$$

其中, ϕ_m^0 和 ϕ_f^0 分别是基质孔和天然裂缝的初始孔隙度.

Kozeny-Carman提出了著名的渗透率与孔隙度的关系^[41]:

$$k = f\left(\frac{\phi^3}{1-\phi^2}\right). \quad (32)$$

因此, 基质孔隙渗透率和天然裂缝渗透率为

$$k_m^* = \frac{(1-\phi_m^0)(1+\phi_m^0)}{(1-\phi_m)(1+\phi_m)} \left(\frac{\phi_m}{\phi_m^0}\right)^3 k_m^{0*}, \quad (33)$$

$$k_f^* = \left(\frac{\phi_f}{\phi_f^0}\right)^3 k_f^{0*}. \quad (34)$$

许多研究者通过实验对支撑裂缝的渗透率变化规

律做过研究, 其中拟合程度较好且被广泛使用的为指数关系式^[42]:

$$k_F = k_{F0} e^{c^F(\sigma - \sigma_0)}, \quad (35)$$

式中, k_{F0} 和 c^F 分别为人工裂缝的渗透率和压缩系数, σ_0 和 σ 分别为初始时刻和任意时刻裂缝面受到的有效应力. 式(35)包含了人工裂缝孔隙度和宽度变化引起的渗透率变化.

2.4 边界和初始条件

本文所采用的边界条件为外边界封闭, 内边界定压:

$$\frac{\partial p_{mf}}{\partial \mathbf{n}} = 0, \quad (36)$$

$$p_f = p_w, \quad (37)$$

$$\boldsymbol{\sigma} = \text{diag}(\sigma_h, \sigma_H, \sigma_v). \quad (38)$$

初始条件为

$$p_{mf} = p_0, \quad (39)$$

$$\bar{\mathbf{u}}_{mf} = 0. \quad (40)$$

式(11)采用孔隙压力的增量作为未知量, 式(19), (25), (27)和(29)中采用孔隙压力, 它们共同组成了本文的三重压力系统与岩石变形的耦合模型, 由于流动方程的系数项为压力的函数, 因此我们得到的是一组非线性方程组, 需要进行迭代求解^[43].

图 2 (网络版彩图)离散裂缝处理方式(来自于Zhang等人^[40])

Figure 2 (Color online) Treatment of discrete fractures (from Zhang et al. ^[40]).

3 结果分析

根据表2给出的数据, 使用本文模型与商业软件CMG的模拟结果进行对比, 以此来验证本模型的正确性.

由图3可知, 利用本文模型得到的产量与采用CMG得到的产量结果十分接近, 说明了本文模型对于产量计算方面的正确性.

为了确保本文流固耦合模块的合理性与正确性, 我们将本文模型简化为内部饱和水的单重介质进行了模拟(赋予裂缝和基质相同的有效应力系数和渗透率), 并将模拟结果与解析解对比, 计算参数和模拟结果见图4.

由图4可知, 本文模型计算的位移分布和解析解结果十分接近, 这也说明了本文模型在流固耦合计算方面的正确性.

图5是本文建立的三维模型, 以及使用表2中的参数计算得到的天然裂缝内的压力分布.

3.1 单重有效应力与双重有效应力的对比

当式(4)中仅取基质孔隙压力或者天然裂缝压力时, 本文模型即退化为单重有效应力模型. 夏阳等

人^[14]假设天然裂缝内的压力是引起页岩变形的主要因素, 因此仅考虑天然裂缝内压力对有效应力的影响, 而盛茂等人^[13]仅考虑基质孔隙压力对有效应力的影响. 为研究天然裂缝和基质孔对产量应力敏感的影响, 使用表2中的数据, 分别采用本模型和夏阳、盛茂等人的模型进行产量计算, 有效应力系数赋值见表3. 由图6可以看出, 同时考虑天然裂缝和基质孔内孔隙压力对有效应力的影响时, 计算得到的产量大于夏阳等人的模型, 小于盛茂等人的模型, 盛茂等人的模型与不考虑应力敏感效应的结果极其接近. 这说明天然裂缝才是引起页岩应力敏感的主导因素, 但是仅仅考虑天然裂缝的影响时会夸大页岩气生产过程中的应力敏感效应.

3.2 基质孔和天然裂缝对产量的影响

由于页岩基质孔隙的极低渗透率, 使得天然裂缝系统主导页岩气流动, 因此, 天然裂缝压力系统的变化对页岩气产量影响更大. 双重有效应力模型同时考虑了基质孔隙压力和天然裂缝压力系统与岩石变形之间的耦合. 有效应力系数与多孔介质的连通性和孔隙度有关, 双重介质岩石的体积压缩系数与天然裂缝密

表 2 模拟参数

Table 2 Simulation parameters

参数	数值	参数	数值
原始储层压力 p_0	25 MPa	井底压力 p_w	10 MPa
基质孔隙的有效应力系数 α_m	0.13	天然裂缝的有效应力系数 α_f	0.69
人工裂缝的压缩系数 c_f	1×10^{-8} 1/Pa	吸附气表面扩散系数 D_s	1×10^{-5} cm ² /s
基质孔内的Knudsen扩散系数 D_m	0.002 cm ² /s	岩石弹性模量 E	20 GPa
天然裂缝内Knudsen扩散系数 D_f	0.1285 cm ² /s	岩石泊松比 ν	0.25
吸附速率 k_a	$Ke \cdot k_d$	解吸附速率 k_d	1×10^{-5} 1/s
人工裂缝渗透率 k_f	20000 mD	人工裂缝宽度 d_f	5 mm
平衡系数 Ke	0.1	Langmuir压力 p_L	6 MPa
基质渗透率 k_m	1×10^{-4} mD	天然裂缝渗透率 k_f	1×10^{-3} mD
固体颗粒压缩系数 K_s	66 GPa	岩石密度 ρ	2.5 g/cm ³
甲烷摩尔质量 M	16.043 g/mol	气体黏度 μ	0.02 MPa·s
人工裂缝孔隙度 ϕ_{af}	0.2	形状因子 α	0.9 1/m ²
天然裂缝孔隙度 ϕ_f	0.001	最小水平主应力 σ_h	50 MPa
基质孔孔隙度 ϕ_m	0.01	最大水平主应力 σ_H	55 MPa
气体常数 R	8.314 J/mol/K	上覆应力 σ_v	60 MPa
储层温度 T	313 K

图 3 本文模型与CMG的产能计算结果对比

Figure 3 Comparison between our model and CMG.

图 4 (网络版彩图)受压 16 h 后沿 z 方向的位移分布对比

Figure 4 (Color online) Comparison of displacement distribution along z axis after compacting 16 h.

图 5 (网络版彩图)三维几何模型和生产 200 d 之后的天然裂缝内压力分布

Figure 5 (Color online) 3D geometry model and the pressure distribution in natural fractures after 200 d.

表 3 有效应力取值

Table 3 Coefficients of effective stress

模型	参数	数值
本模型	α_m, α_f	0.13, 0.69
夏阳等人的模型	α_m, α_f	0, 0.82
盛茂等人的模型	α_m, α_f	0.82, 0
无应力敏感	α_m, α_f	0, 0

度有以下关系^[44-47]:

$$1/c_b = \left(1 - \frac{16}{9} \frac{1-\nu^2}{1-2\nu} \zeta\right) / c_s, \quad (41)$$

式中, ν 为双重介质岩石的泊松比, ζ 为天然裂缝密度. 将式(41)代入式(5)和(6), 可以得到:

$$\alpha_m = \frac{c_b^* - c_s^*}{c_b}, \quad (42)$$

$$\alpha_f = \frac{16}{9} \frac{1-\nu^2}{1-2\nu} \zeta - \frac{c_b^* - c_s^*}{c_b}, \quad (43)$$

$$\alpha_m + \alpha_f = \frac{16}{9} \frac{1-\nu^2}{1-2\nu} \zeta, \quad (44)$$

其中, 考虑天然裂缝密度变化时的双重介质的泊松比可由下式确定^[14]:

$$\zeta = \frac{45}{16} \frac{(\nu_s - \nu)(2 - \nu)}{(1 - \nu^2)(10\nu_s - \nu - 3\nu\nu_s)}, \quad (45)$$

其中, ν_s 为岩石骨架的泊松比.

由式(41)可知, 随着裂缝密度的增大, 岩石的整体可压缩性增大. 由式(42)可知, 随着裂缝密度的增加, 基质孔隙压力系统的有效应力系数减小. 由式(43)可知, 天然裂缝压力系统的有效应力系数随着裂缝密度的增加而增加. 由式(44)可知, 基质孔隙压力系统和天然裂缝压力系统的有效应力之和随着裂缝密度的增大

图 6 不同模型的产量对比
Figure 6 Comparison among different models.

而增大. 有效应力系数随天然裂缝密度的变化曲线见图 7.

从图 7 中选取 3 组有效应力系数: $\alpha_m=0.24$, $\alpha_f=0.44$; $\alpha_m=0.13$, $\alpha_f=0.69$; $\alpha_m=0.06$, $\alpha_f=0.85$; 研究天然裂缝密度对压力敏感效应的影响, 因此将天然裂缝的渗透率看作是常数. 由图 8 可知, 随着天然裂缝密度的增加, 累计产量下降; 当裂缝密度由 0.2 增加到 0.4 时, 页岩气累计产量下降了 14.8%. 由此说明, 天然裂缝密度越大, 页岩气生产过程中的应力敏感效应越强.

图 9 和 10 为垂直于主裂缝面的截面上的表观渗透

图 7 天然裂缝密度与有效应力系数的关系
Figure 7 The relation between natural fracture density and the coefficients of effective stress.

图 8 不同有效应力系数对产量的影响
Figure 8 The influence of effective stress coefficients on production.

率分布, 其分别除以基质孔系统和天然裂缝系统的原始渗透率. 由于 Knudsen 扩散机理的存在, 使得地层表观渗透率大于原始渗透率. 地层压力下降, Knudsen 扩散效应使得表观渗透率增大, 而页岩固体变形则使得表观渗透率降低. 由图 9 可知, 基质孔的表观渗透率始终大于 1, 这说明固体变形对基质渗透率的影响小于

图 9 (网络版彩图)垂直主裂缝面的基质孔无因次表观渗透率分布(k_m^*/k_m), 从左至右分别为生产 30 和 300 d
Figure 9 (Color online) Distribution of dimensionless apparent permeability of matrix pores (k_m^*/k_m), from the left to the right: after 30 d production and 300 d production.

图 10 (网络版彩图)垂直主裂缝面的天然裂缝无因次表观渗透率分布(k_f^*/k_f), 从左至右分别为生产30 d和300 d
Figure 10 (Color online) Distribution of dimensionless apparent permeability of natural fractures (k_f^*/k_f), from the left to the right: after 30 d production and 300 d production.

Knudsen扩散; 随着生产进行, 固体变形对基质渗透率

的影响减小, 基质孔渗透率增大, 尤其是在人工裂缝附近; 由此说明, 基质孔渗透率在生产过程中并不存在压力敏感.

由图10可知, 随着生产进行, 天然裂缝内压力持续降低, 发生渗透率降低的区域不断扩大, 这说明固体变形的对天然裂缝渗透率的影响大于Knudsen扩散, 这进一步说明天然裂缝压力降低是引起页岩生产过程中发生应力敏感的主要因素.

3.3 孔隙和裂缝的变形

图11和12给出了垂直于主裂缝面方向的固体总体应变分布、天然裂缝压力下降引起的体应变和基质孔隙压力下降引起的体应变分布, 其中, 天然裂缝压力下降引起的体应变和基质孔隙压力下降引起的体应变分布可分别由下式表示:

$$\varepsilon_{vm} = \frac{\alpha_m(p_m - p_0)}{K}, \quad (46)$$

$$\varepsilon_{vf} = \frac{\alpha_f(p_f - p_0)}{K}. \quad (47)$$

固体变形由基质孔压力和天然裂缝内压力共同影响, 由图10和11可知, 人工裂缝附近受到压缩程度最大, 天然裂缝压力引起的体应变明显大于基质孔压力; 随

图 11 (网络版彩图)生产30 d后的体应变分布, 从左至右依次是: 固体总应变、天然裂缝压力下降引起的体应变和基质孔压力下降引起的体应变

Figure 11 (Color online) Distribution of volume strain after 30 d production, from the left to the right: total volume strain, volume strain caused by pressure drop in natural fractures and volume strain caused by pressure drop in matrix pores.

图 12 (网络版彩图)生产300 d后的体应变分布, 从左至右依次是: 固体总应变、天然裂缝压力下降引起的体应变和基质孔压力下降引起的体应变

Figure 12 (Color online) Distribution of volume strain after 300 d production, from the left to the right: total volume strain, volume strain caused by pressure drop in natural fractures and volume strain caused by pressure drop in matrix pores.

着生产进行, 固体受到压缩的范围增大, 天然裂缝压力引起的体应变明显增大, 而基质孔压力引起的体应变变化不明显, 这从固体变形方面说明了, 天然裂缝是引起页岩气生产过程中应力敏感效应的主导因素。

4 结论

基于双重有效应力理论, 本文建立了页岩中多重压力系统与岩石变形的耦合模型, 通过页岩气产量及岩石变形分析, 得到以下结论:

(1) 本文从产量、渗透率和固体变形三个方面证明了天然裂缝是引起页岩气生产过程中应力敏感效应的主导因素;

(2) 随着天然裂缝密度的增大, 天然裂缝压力系统的有效应力系数迅速增大, 页岩气生产过程中的应力敏感效应增强;

(3) 固体变形对基质表观渗透率的负面影响小于努森扩散对其的正面影响, 使得生产过程中的基质表观渗透率不会降低, 因此基质孔渗透率并不存在应力敏感。

参考文献

- 1 Wang S Q. Shale gas exploration and appraisal in China: Problems and discussion (in Chinese). Nat Gas Ind, 2013, 33: 13–29 [王世谦. 中国页岩气勘探评价若干问题评述. 天然气工业, 2013, 33: 13–29]
- 2 Chen D J. The large-scale development of shale gas should be realized as soon as possible (in Chinese). China Chem Ind News, 2012-03-08(008) [陈丹江. 尽早实现页岩气规模化开发. 中国化工报, 2012-03-08(008)]
- 3 Wang Z H. The progress of the exploitation technology of shale gas in China (in Chinese). Sino-Glob Energ, 2013, 18: 23–32 [王中华. 国内页岩气开采技术进展. 中外能源, 2013, 18: 23–32]
- 4 Wang S Q. Shale gas exploitation: Status, issues and prospects (in Chinese). Nat Gas Ind, 2017, 37: 115–130 [王世谦. 页岩气资源开采现状、问题与前景. 天然气工业, 2017, 37: 115–130]
- 5 Bai L. New breakthrough in shale gas mining technology in Nanchuan gas well (in Chinese). Chongqing Daily, 2018-01-17(002) [白麟. 南川气

井页岩气开采技术取得新突破. 重庆日报, 2018-01-17(002)]

- 6 Chen M, Jin Y, Lu Y H. Shale gas development: Opportunities and challenges for rock mechanics (in Chinese). *Sci Sin-Phys Mech Astron*, 2017, 47: 114601 [陈勉, 金衍, 卢运虎. 页岩气开发: 岩石力学的机遇与挑战. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, 47: 114601]
- 7 Yao J, Sun H, Huang Z Q, et al. Key mechanical problems in the development of shale gas reservoirs (in Chinese). *Sci Sin-Phys Mech Astron*, 2013, 43: 1527–1547 [姚军, 孙海, 黄朝琴, 等. 页岩气藏开发中的关键力学问题. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2013, 43: 1527–1547]
- 8 Xia Y, Jin Y, Chen M. The coupling of multi-physics for gas flow in shale reservoirs (in Chinese). *Sci Sin-Phys Mech Astron*, 2015, 45: 094703 [夏阳, 金衍, 陈勉. 页岩气渗流过程中的多场耦合机理. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2015, 45: 094703]
- 9 Fan D Y, Yao J, Sun H, et al. Numerical simulation of multi-fractured horizontal well in shale gas reservoir considering multiple gas transport mechanisms (in Chinese). *Chin J Theor Appl Mech*, 2015, 47: 906–915 [樊冬艳, 姚军, 孙海, 等. 考虑多重运移机制耦合页岩气藏压裂水平井数值模拟. 力学学报, 2015, 47: 906–915]
- 10 Zhang M, Yao J, Sun H, et al. Triple-continuum modeling of shale gas reservoirs considering the effect of kerogen. *J Nat Gas Sci Eng*, 2015, 24: 252–263
- 11 Wang K, Liu H, Luo J, et al. A comprehensive model coupling embedded discrete fractures, multiple interacting continua, and geomechanics in shale gas reservoirs with multiscale fractures. *Energy Fuels*, 2017, 31: 7758–7776
- 12 Weng X, Siebrits E. Effect of production-induced stress field on refracture propagation and pressure response. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007
- 13 Sheng M, Li G S, Huang Z W, et al. Hydro-mechanical coupling model of shale gas reservoir and its finite element analysis (in Chinese). *Chin J Rock Mech Eng*, 2013, 32: 1894–1900 [盛茂, 李根生, 黄中伟, 等. 页岩气藏流固耦合渗流模型及有限元求解. 岩石力学与工程学报, 2013, 32: 1894–1900]
- 14 Xia Y, Jin Y, Chen M, et al. Gas flow in shale reservoirs (in Chinese). *Chin Sci Bull*, 2015, 60: 2259–2271 [夏阳, 金衍, 陈勉, 等. 页岩气渗流数学模型. 科学通报, 2015, 60: 2259–2271]
- 15 Biot M A, Willis D G. The elastic coefficients of the theory of consolidation. *J Appl Mech*, 1957, 24: 594–601
- 16 Aifantis E C. Introducing a multi-porous medium. *Dev Mech*, 1977, 8: 209–211
- 17 Aifantis E C. On the response of fissured rocks. *Dev Mech*, 1979, 10: 249–253
- 18 Aifantis E C. On the problem of diffusion in solids. *Acta Mech*, 1980, 37: 265–296
- 19 Ghafouri H R, Lewis R W. A finite element double porosity model for heterogeneous deformable porous media. *Int J Numer Anal Methods Geomech*, 1996, 20: 831–844
- 20 Chen H-Y, Teufel L W. Coupling fluid-flow and geomechanics in dual porosity modeling of naturally fractured reservoirs. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1997
- 21 Chen H-Y, Teufel L W. Coupling fluid-flow and geomechanics in dual porosity modeling of naturally fractured reservoirs—Model description and comparison. In: SPE International Petroleum Conference and Exhibition. Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2000
- 22 Huang X, Zhao Y P. Characterization of pore structure, gas adsorption, and spontaneous imbibition in shale gas reservoirs. *J Pet Sci Eng*, 2017, 159: 197–204
- 23 Lin K, Yuan Q, Zhao Y P, et al. Which is the most efficient candidate for the recovery of confined methane: Water, carbon dioxide or nitrogen? *Extreme Mech Lett*, 2016, 9: 127–138
- 24 Sakhae-Pour A, Bryant S. Gas permeability of shale. *SPE Reserv Eval Eng*, 2012, 15: 401–409
- 25 Swami V, Clarkson C R, Settari A. Non-Darcy flow in shale nanopores: Do we have a final answer? In: SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Canada: Society of Petroleum Engineers, 2012
- 26 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
- 27 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *J Can Pet Tech*, 2009, 48: 16–21
- 28 Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bull*, 2012, 96: 1071–1098
- 29 Chen S B, Zhu Y M, Wang H Y, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin (in Chinese). *J China Coal Soc*, 2012, 37: 438–444 [陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义. 煤炭学报, 2012, 37: 438–444]

- 30 Yang F, Ning Z F, Zhang S D, et al. Characterization of pore structures in shales through nitrogen adsorption experiment (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2013, 33: 135–140 [杨峰, 宁正福, 张世栋, 等. 基于氮气吸附实验的页岩孔隙结构表征. *天然气工业*, 2013, 33: 135–140]
- 31 Yang F, Ning Z F, Hu C P, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2013, 34: 301–311 [杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征. *石油学报*, 2013, 34: 301–311]
- 32 Levitz P. Knudsen diffusion and excitation transfer in random porous media. *J Phys Chem*, 1993, 97: 3813–3818
- 33 Gruener S, Huber P. Knudsen diffusion in silicon nanochannels. *Phys Rev Lett*, 2008, 100: 064502, arXiv: 0802.1852
- 34 Wei S M, Chen M, Jin Y, et al. Study on the nonlinear coupling seepage model of shale reservoir with discrete networks (in Chinese). *Sci Sin-Phys Mech Astron*, 2018, 48: 064701 [韦世明, 陈勉, 金衍, 等. 缝网页岩储层非线性耦合渗流模型研究. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2018, 48: 064701]
- 35 Coussy O. *Poromechanics*. New York: John Wiley & Sons, 2004. 13
- 36 Xia Y, Jin Y, Chen M, et al. Hydrodynamic modeling of mud loss controlled by the coupling of discrete fracture and matrix. *J Pet Sci Eng*, 2015, 129: 254–267
- 37 Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc Pet Engineers J*, 1963, 3: 245–255
- 38 Kazemi H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *Soc Pet Engineers J*, 1969, 9: 451–462
- 39 Zhu X, Zhao Y P. Atomic mechanisms and equation of state of methane adsorption in carbon nanopores. *J Phys Chem C*, 2014, 118: 17737–17744
- 40 Zhang N, Yao J, Huang Z, et al. Accurate multiscale finite element method for numerical simulation of two-phase flow in fractured media using discrete-fracture model. *J Comput Phys*, 2013, 242: 420–438
- 41 Valliappan S, Khalili-Naghadeh N. Flow through fissured porous media with deformable matrix. *Int J Numer Meth Engng*, 2010, 29: 1079–1094
- 42 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
- 43 Crisfield M A. A faster modified newton-raphson iteration. *Comput Methods Appl Mech Eng*, 1979, 20: 267–278
- 44 Bear J. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. New York: American Elsevier, 1972. 166
- 45 Lavrov A. Newtonian fluid flow from an arbitrarily-oriented fracture into a single sink. *Acta Mech*, 2006, 186: 55–74
- 46 Walsh J B. The effect of cracks on the compressibility of rock. *J Geophys Res*, 1965, 70: 381–389
- 47 Walsh J B. The effect of cracks on the uniaxial elastic compression of rocks. *J Geophys Res*, 1965, 70: 399–411

Study on the 3D fluid-solid coupling model with multi-pressure system of shale

WEI ShiMing^{1,2}, XIA Yang^{1,2}, JIN Yan^{1,2*}, CHEN Mian^{1,2} & LU YunHu^{1,2}

¹ State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, Beijing 102249, China;

² College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum Beijing, Beijing 102249, China

The study of fluid solid coupling process in fractured shale reservoir, with massive hydraulic and natural fracture networks, during production is a key scientific issue for accurately understanding the production performance of multi-stage fractured wells. In view of the complicated flow mechanism of shale gas flow, multi-scale media and multiple pressure systems of organic matter/matrix pore/natural fractures and discrete artificial fractures are established to accurately describe the gas flow in shale reservoir. The mathematic model considers mechanisms of non-equilibrium desorption and surface diffusion of the adsorbed gas, the viscous flow and Knudsen diffusion of the free gas, and the influence of matrix pore, natural fracture and artificial fracture pressure system on shale deformation. A fully coupled dual effective stress fluid-solid coupling is established, which considers different pressure system respectively. The influence of rock deformation on shale gas flow in the fractured well production is analyzed. It is found that the natural fracture pressure system is the main influence factor that causes stress sensitivity during the shale gas production. The impact of solid deformation on the permeability of matrix pores continuum is smaller than that of Knudsen diffusion. The apparent permeability of matrix pores continuum is still larger than its original permeability, thus there is no stress sensitivity of matrix pore permeability. With the increase of natural fracture density, the effective stress coefficient of natural fracture pressure system increases rapidly, and the stress sensitivity effect during shale gas production process is stronger.

shale gas, multi-continuum, dual effective stress, fluid-solid coupling

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

doi: [10.1360/SSPMA2018-00278](https://doi.org/10.1360/SSPMA2018-00278)