缝网页岩储层非线性耦合渗流模型研究

韦世明^{1,2}, 陈勉^{1,2}, 金衍^{1,2*}, 卢运虎^{1,2}, 夏阳^{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: jinyancup@163.com

收稿日期: 2018-01-30; 接受日期: 2018-03-12; 网络出版日期: 2018-04-20

国家自然科学基金重大项目(编号: 51490650)、国家自然科学基金面上项目(编号: 51774305)、国家“十三五”重大专项(编号: 2017ZX05037-004)资助

摘要 页岩气藏裂缝发育, 流体渗流机理复杂, 认识流体在缝网页岩储层中的流动规律是准确评价气藏产能的关键科学问题. 本文建立多重连续/离散裂缝模型描述水力压裂后的页岩储渗空间, 建立了综合考虑吸附气非线性非平衡解吸附、表面扩散, 自由气黏性流和Knudsen扩散机理的非线性耦合渗流数学模型. 模型认为吸附气在有机质表面发生表面扩散, 并与无机质基质孔之间发生非平衡解吸附, 无机质基质孔内存在黏性流和努森扩散, 而天然裂缝和压裂形成的水力裂缝内只有黏性流. 通过压裂水平井的数值模拟结果, 揭示了缝网页岩储层中吸附气净解吸附速率的时空演变规律, 发现了最大净解吸附速率由缝网逐渐向基质扩散的现象. 通过多重压力系统分析, 发现了裂缝中自由气、基质无机质孔隙中自由气、有机质中吸附气依次滞后的浓度扩散现象; 通过对天然裂缝渗流场的分析, 发现离散缝网区域包络线外的流动形式随时间依次出现: 椭圆径向流、线性流和缝间干扰产生的非线性流. 本文研究揭示了缝网页岩储层的渗流机理, 为页岩气藏的开发提供了科学基础.

关键词 页岩气, 离散缝网, 多重耦合渗流, 产能

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

1 引言

随着油气藏开采技术的提高以及油气资源需求量的增加, 非常规油气资源正日益受到关注和重视, 逐步成为重要战略资源和有力补充. 页岩气以其分布范围广、资源量大等优点成为当前油气勘探开发的热点. 美国对页岩气开采技术的率先突破, 使得其成为世界

上第一个形成页岩气工业化的国家, 由此改变了美国的能源消费结构, 使得其从世界上最大的石油进口国之一变成了油气出口国. 我国的页岩气可采储量位居世界第一, 是第三个形成页岩气产业化开采的国家. 目前来说, 水平井多级压裂技术成为工业开采页岩气的关键技术^[1], 同时, 如何完善考虑多尺度耦合运移机制成为准确预测含有复杂缝网页岩的多级压裂水平井

引用格式: 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

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, doi: [10.1360/SSPMA2018-00030](https://doi.org/10.1360/SSPMA2018-00030)

产量的难点^[2].

目前的产能预测模型主要为半解析解和数值解. 其中, 半解析解均基于线性流模型进行推导, 只能反映早期的页岩气井生产状态^[3-6]; 而在生产中后期, 页岩内的天然裂缝和无机质孔隙作用增大, 流动形式开始发生变化, 将产生缝间干扰, 此时的线性流模型就无法描述生产动态变化, 而数值解不基于线性流模型, 因而更能完整地描述页岩气多级压裂水平井的产能变化^[7-10].

页岩中富含天然裂缝, 若使用离散随机裂缝显示表征天然裂缝, 将带来巨大的计算量. 水力裂缝的延伸长度可以达到上百米, 裂缝张开后受到支撑剂支撑, 宽度可以达到几个毫米^[11,12]. 同时, 在水力裂缝延伸过程中, 将遇到一些天然裂缝, 较高的压裂液压力使得压裂液撑开这些天然裂缝, 形成尺度介于人工主裂缝和天然裂缝的二次裂缝. 页岩中发育的天然裂缝尺度远小于人工裂缝, 但其分布遍布整个地层, 而人工裂缝则相对集中; 因此, 可使用连续介质模型描述无机质孔隙和天然裂缝^[13], 人工裂缝更加适合用离散缝网显式表征.

综合来看, 目前页岩气流动模型的不足有: (1) 没有将自由气和吸附气分开考虑. 目前的模型大多基于Langmuir等温吸附模型, 吸附气浓度仅仅取决于自由气的浓度, 如此减少了求解的PDE数量, 但弱化了吸附气与自由气之间的联系. (2) 随机离散裂缝模型计算量过大. 一方面, 对于随机天然裂缝而言, 模型的精确性很大程度上取决于对于地层中天然裂缝分布情况的掌握, 过度随机就会失去其离散的意义, 使得结果与连续介质无异; 另一方面, 页岩富含天然裂缝, 且其广布于整个地层, 采用离散裂缝描述天然裂缝将带来巨大的计算量.

针对以上不足, 本文提出一种新模型:

(1) 采用多重介质模型描述有机质、无机质孔隙和天然裂缝, 相比于离散天然裂缝模型, 在保证精度的前提下, 可以大大减少计算量;

(2) 使用离散裂缝网络显式表征人工裂缝, 在保证计算精度的前提下有利于减小计算量, 同时有利于进行缝网参数优化;

(3) 分别针对吸附气和自由气进行建模, 考虑吸附气在有机质表面的表面扩散和向无机质孔隙内的解吸, 考虑无机质孔隙和天然裂缝内的自由气黏性流和

Knudsen扩散, 人工裂缝内只考虑黏性流.

2 页岩气运移机理和求解方法

不同于常规天然气, 孔隙尺寸的微小, 使得页岩气的流动十分缓慢, 压差驱动的黏性流占比减小, 使得扩散在页岩气流动中变得举足轻重.

Loucks等人^[14]在2009年对密西西比Barnett页岩进行研究时, 发现其绝大多数孔隙为纳米孔. Javadpour^[15]在研究页岩表观渗透率时笼统地将页岩孔隙看作是纳米孔. Loucks等人^[16]在2012年根据孔隙孔径大小将页岩中的孔隙分为3类: 微孔(<2 nm)、中孔(2–50 nm)和大孔(>50 nm). 陈尚斌等人^[17]在2012年运用氮气吸附法对川南龙马溪组页岩储层进行了研究, 认为该储层页岩孔隙主要由大小位于2–40 nm的纳米孔组成, 孔隙以两端开口的圆筒孔及四边开放的平行板形孔为主. 杨峰等人^[18,19]在2013年基于氮气吸附实验研究了页岩孔隙结构, 认为页岩平均孔径为3.6–4.3 nm, 页岩微孔和中孔的发育与有机质有关, 接着对页岩储层微观孔隙结构进行了深入研究, 将页岩孔隙分为有机质纳米孔、黏土矿物粒间孔、岩石骨架矿物孔、古生物化石孔和微裂缝5种类型, 并且孔隙处于纳米级. 韩辉等人^[20]在2013年通过氢离子抛光与场发射扫描电子显微镜相结合的方法研究了中国多个地区泥页岩各种孔隙形状大小等形貌学特征. 认为粒间孔主要呈不规则三角形状, 大小在80–400 nm之间; 粒内孔形状不规则, 成群发育, 孔隙壁呈曲线, 大小在几十到几百纳米不等. Zhu和Zhao^[21]发现碳纳米管壁对甲烷分子产生的额外压力将增大其吸附量, 并建立吸附气的状态方程, 给出了具有最大吸附能力的最优管径. 张烈辉等人^[22]采用四川盆地龙马溪组页岩开展了等温吸附实验研究, 发现其吸附能力较强, 但不利于解吸.

Knudsen数是一个无因次参数, 普遍用于判定多孔介质内的气体流动机理, 其公式为^[23]

$$Kn = \frac{\lambda}{r}, \quad (1)$$

其中, λ 为气体分子的平均自由程, r 为孔隙半径. 上式在使用中的难点为: 气体分子的平均自由程无法进行实验测量, 也无法进行简单的计算.

Javadpour等人^[24]在2007年使用Roy和Raju的模型

描述了页岩气在纳米孔中的扩散和渗流; Sigal和Qin^[25]在2008年引入有效传递系数分析了页岩储层气体传质过程中自扩散作用的重要性; Javadpour^[15]在2009年建立了考虑Knudsen扩散和滑脱的页岩气渗流方程, 并引出了视渗透率的概念. 上述研究者使用不同的方法考虑了黏性流和Knudsen扩散的影响, 但是由于对于吸附气的描述采用平衡吸附模型, 因此无法考虑吸附气的表面扩散. Fathi和Akkutlu^[26]在2009年研究页岩基质非均质性对气体运移影响时, 采用了非平衡机理, 强化了吸附气与自由气之间的相互影响, 但使用了简化的线性形式, 忽略了页岩吸附能力的影响, 于是在2012年又提出了非线性非平衡吸附模型^[27]. Fathi和Akkutlu首先采用非线性非平衡模型研究吸附气解吸对于自由气运移的影响, 但为了简化, 仅仅考虑无机质孔隙内的气体运移. 吴克柳等人^[28]在2015年建立了吸附气的表面扩散方程, 并研究了表面扩散在不同尺度孔隙内的影响, 在2016年建立了考虑滑脱流动和努森扩散权重的气体传输模型, 研究了不同形状孔隙的气体传输能力^[29].

考虑页岩中的流动形式主要包括黏性流和Knudsen扩散, 则无机质孔隙内的自由气质量流方程可写作^[30,31]:

$$J^k = -\phi D_k \nabla \rho + \rho v^k, \quad (2)$$

其中, ϕ 为孔隙度, D_k 为Knudsen扩散系数, m^2/s ; v^k 为黏性流速度, m/s ; 由达西定律表征, ρ 为自由气体密度, kg/m^3 .

考虑吸附气在有机质表面上的表面扩散, 吸附气的质量流动可以写作^[32]:

$$J^\mu = -\phi D_s \nabla \rho^\mu, \quad (3)$$

其中, D_s 为表面扩散系数, m^2/s ; ρ^μ 为吸附气体密度, kg/m^3 .

张烈辉等人^[33]在2013年建立了考虑吸附气体体积的页岩气藏物质平衡方程, 分析认为裂缝体系和吸附气体体积对于建立页岩气藏的平衡方程十分重要. 姚军等人^[13]在2013年基于双重介质, 采用了DGM模型建立了页岩无机质孔隙和裂缝内的气体运动方程, 模型考虑了黏性流、Knudsen扩散和分子扩散机理, 并采用Langmuir等温吸附方程描述无机质孔隙内吸附气的吸附解吸. 樊冬艳等人^[34]在2014年采用双重介质模型求

得了考虑吸附解吸的多条裂缝点源解, 但未能考虑气体扩散影响.

Cipolla等人^[35]在2008年建立了网状离散裂缝流动模型, 采用等距正交分布的离散缝网描述页岩中压裂产生的人工裂缝. Jiang等人^[36,37], Shao和Huang^[38]在2014–2016年综合了离散裂缝模型与双重介质模型的优点, 提出两种耦合模型: 离散主裂缝/双重介质和离散裂缝/基质模型, 以便于根据实际需求和条件进行选取. 但是目前的研究者很少去考虑如何合理地建立二次裂缝和主裂缝的关系, 常常人为地随机构建二次裂缝, 仅使之与主裂缝相交.

常用的求解方法有半解析方法和数值方法. 半解析方法常常基于线性流模型, 在此基础上进行不同流动阶段的求解^[3,4], 源函数法^[39–42]也属于半解析方法的一种, 一般用于解决简单裂缝和边界问题, 对于复杂缝网和边界条件下的页岩气流动则变得困难. 此时需要采用数值方法求解, 常用的数值求解方法包括有限差分、有限元、边界元等.

针对目前模型未能单独建立吸附气流动方程, 随机裂缝计算量大及定性构建的不足, 本文建立多重连续/离散裂缝模型, 分别建立有机质内吸附气、无机质孔隙自由气和天然裂缝的流动方程, 之后将离散的人工裂缝嵌入天然裂缝连续介质. 通过引入裂缝密度、SRV等参数对二次裂缝构建进行限制, 采用一定的随机分布模型建立二次裂缝网络, 以达到更加定量地对其进行描述和分析的目的. 模型综合考虑了吸附气的非线性非平衡解吸附、自由气的黏性流和Knudsen扩散. 最后采用有限元方法进行多重连续/离散缝网耦合流动方程的求解.

3 数学模型

3.1 非平衡吸附与窜流

双重介质中仅考虑无机质孔隙中的吸附气解吸. 非平衡吸附模型描述的是一个动态过程, 假设甲烷吸附满足非平衡Langmuir过程, 则有:

$$R_{ad} = k_a M(1 - \theta) C_m^k, \quad (4)$$

其中, R_{ad} 为单位时间内吸附在单位体积固体表面的气体质量, k_a 为吸附速率, M 为气体摩尔质量, C_{ms} 为单位体积页岩基质的最大吸附量, θ 为吸附气饱和度, C_m^μ 为

无机质孔隙中的吸附气体浓度, $\theta = C_m^\mu / C_{\mu s}$,

假设解吸附过程满足Henry定理, 则:

$$R_{de} = k_d MC_m^\mu, \quad (5)$$

其中, R_{de} 为单位时间内从单位体积固体表面解吸出的气体质量, k_d 为解吸速率. 则单位体积页岩基质在单位时间的净解吸附质量为

$$Q_s = k_d C_m^\mu - k_a(1 - \theta)C_m^\kappa, \quad (6)$$

其中, Q_s 为单位体积页岩基质在单位时间内的净解吸附质量, C_m^κ 为无机质孔隙内的自由气体浓度.

生产过程中, 随着自由气的流动, 地层压力不断下降, 吸附气也在不断地发生解吸, 但是在任意时刻都不会达到平衡状态. 非平衡吸附模型可以描述流动过程实时的吸附解吸过程, 因此更加适于描述生产过程中的吸附解吸状态.

使用离散裂缝模型就必须描述基质向天然裂缝的窜流以及天然裂缝向离散人工裂缝的窜流, 常用的有压差模型^[43]和压力梯度模型^[44], 其表达式分别为

$$Q_c = -\alpha \rho \frac{k}{\mu} \Delta p, \quad (7)$$

$$Q_c = -\rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial n}, \quad (8)$$

其中, Q_c 为基质孔隙向天然裂缝内的窜流速度, α 为基质块的形状因子, 页岩中取0.5~1^[45].

基质与天然裂缝属于两个渗流场, 具有单独的压力场, 因此, 基质向天然裂缝内的窜流更适合使用压差模型; 而对于离散人工裂缝来说, 其镶嵌在天然裂缝渗流场中, 且天然裂缝压力场在人工裂缝处连续, 因此, 天然裂缝向人工裂缝内的窜流更适合使用压力梯度模型.

3.2 连续介质内的流动方程

页岩基质和天然裂缝的微尺度和广分布的特点, 采用双重介质描述其内部流动, 其流动控制方程如下:

$$\frac{\partial(\rho^{\kappa,\mu} \phi_{m,f})}{\partial t} + \nabla \cdot (J_{m,f}^{\kappa,\mu}) = Q_{m,f}^{\kappa,\mu}, \quad (9)$$

其中, $\rho^{\kappa,\mu}$ 为气体密度, $\phi_{m,f}$ 为孔隙度, $J_{m,f}^{\kappa,\mu}$ 为气体质量流量, $Q_{m,f}^{\kappa,\mu}$ 为考虑吸附气解吸附和无机质孔隙与天然裂缝相互窜流的气体质量源, 下标m, f分别代表无机质

孔隙和天然裂缝, 上标 κ, μ 分别代表自由气和吸附气.

将甲烷看作是理想气体对计算结果影响很小^[26], 因此有:

$$\rho = CM, p = RTC, \quad (10)$$

其中, R 为气体常数, T 为储层温度. 解吸附为吸热过程, 生产过程中, 随着吸附气的解吸附, 储层温度将降低, 使得页岩的吸附能力下降^[46], 解吸附能力升高, 考虑温度影响后的解吸速率常数可由下式表示:

$$k_d = k_{d,\infty} \exp\left(-\frac{E(r)}{RT}\right). \quad (11)$$

但生产过程的温度影响较小, 因此本文不考虑生产过程中的储层温度变化.

无机质孔隙和天然裂缝的自由气的流动机理主要包括黏性流和Knudsen扩散, 因此, 自由气的质量流量为

$$J_{m,f}^\kappa = -\frac{k_{m,f}}{\mu} RTMC_{m,f}^\kappa \nabla C_{m,f}^\kappa - \phi_{m,f} D_k \nabla (MC_{m,f}^\kappa), \quad (12)$$

其中, $k_{m,f}$ 为无基质孔隙和天然裂缝渗透率, μ 为气体黏度.

仅考虑吸附气向无机质孔隙内的解吸附, 因此, 无机质孔隙内的自由气质量源可以写作:

$$Q_m^\kappa = Q_c + Q_s, \quad (13)$$

其中, Q_m^κ 为无机质孔隙内的自由气质量源, Q_c 为无机质孔隙向天然裂缝的窜流量, Q_s 为吸附气向无机质孔隙内的净吸附量.

对于天然裂缝, 不考虑吸附气的存在, 因此天然裂缝内的气体质量源仅仅包括无机质孔隙向天然裂缝的窜流量.

$$Q_f^\kappa = -Q_c. \quad (14)$$

对于吸附气, 考虑其表面扩散, 因此, 吸附气的质量流量可以写作:

$$J_{m,f}^\mu = \phi_{m,f} D_s \nabla (MC_m^\mu). \quad (15)$$

吸附气的质量源可写为

$$Q_m^\mu = Q_s. \quad (16)$$

由本文第2节, 给出本文的流动机理示意图(图1).

将式(10)代入式(7), 可得无机质孔隙向天然裂缝内的窜流量:

图 1 (网络版彩图)多重介质内的渗流机理

Figure 1 (Color online) Percolation mechanism in multi-continuum.

$$Q_m^C = -\alpha RTM C_m^{\kappa} \frac{k_m}{\mu} (C_m^{\kappa} - C_f^{\kappa}), \quad (17)$$

其中, α 是形状因子, 与正交天然裂缝组数和基质岩块尺寸有关^[45,47,48].

将式(6), (10), (12)和(13)代入式(9), 可以得到无机质孔隙内的自由气流动控制方程:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial C_m^{\kappa}}{\partial t} - \frac{k_m RT}{\mu \phi_m} \nabla \cdot (C_m^{\kappa} \nabla C_m^{\kappa}) - D_k \nabla^2 C_m^{\kappa} \\ &= \frac{1-\phi_m}{\phi_m} [k_d C_m^{\mu} - k_a (1-\theta) C_m^{\kappa}] \\ & - \alpha C_f^{\kappa} \frac{k_m RT}{\mu \phi_m} (C_m^{\kappa} - C_f^{\kappa}). \end{aligned} \quad (18)$$

将式(6), (10), (12)和(14)代入式(9), 可以得到天然裂缝内的自由气流动控制方程:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial C_f^{\kappa}}{\partial t} - \frac{k_f RT}{\mu \phi_f} \nabla \cdot (C_f^{\kappa} \nabla C_f^{\kappa}) - D_k \nabla^2 C_f^{\kappa} \\ &= \alpha C_f^{\kappa} \frac{k_m}{\mu \phi_m} (C_m^{\kappa} - C_f^{\kappa}). \end{aligned} \quad (19)$$

将式(6), (10), (15)和(16)代入式(9), 得到有机质表面的吸附气扩散方程为

$$\frac{\partial C_m^{\mu}}{\partial t} - D_s \nabla^2 C_m^{\mu} = -[k_d C_m^{\mu} - k_a (1-\theta) C_m^{\kappa}]. \quad (20)$$

3.3 离散人工裂缝内的流动

将离散的人工裂缝嵌入天然裂缝渗流场中, 由于人工裂缝的尺度和导流能力均远大于页岩无机质孔隙和天然裂缝, 因此认为人工裂缝内仅为黏性流, 且不含吸附气. 因此, 离散人工裂缝内的气体连续性方程可写作:

$$d_{afi} \frac{\partial(\rho^{\kappa} \phi_{afi})}{\partial t} + \nabla \cdot (d_{afi} J_{afi}^{\kappa}) = Q_{afi}^{\kappa}, \quad (21)$$

式中, d_{afi} 为人工裂缝宽度, ϕ_{afi} 为人工裂缝的孔隙度, J_{afi}^{κ} 为经过单位宽度人工裂缝横截面的气体质量流速, i 为人工裂缝组数, 这里仅将人工裂缝分为主裂缝和二次裂缝, 每组裂缝的储渗参数相同. Q_{afi}^{κ} 为人工裂缝的气源, 这里仅考虑天然裂缝向人工裂缝内的供给, 因此有:

$$Q_{afi}^{\kappa} = -\frac{k_f}{\mu} \rho^{\kappa} \left(\frac{\partial p_{bottom}}{\partial n} + \frac{\partial p_{up}}{\partial n} \right), \quad (22)$$

式中, p_{bottom} 和 p_{up} 为裂缝两侧的压力, 为满足压力的连续性, 所以 $p_{bottom} = p_{up}$, 因此式(22)可写作:

$$Q_{afi}^{\kappa} = -2 \frac{k_f}{\mu} \rho^{\kappa} \frac{\partial p_f}{\partial n}, \quad (23)$$

将式(10)代入式(23)可得:

$$Q_{afi}^{\kappa} = -2 \frac{k_f}{\mu} RTM C_f^{\kappa} \frac{\partial C_f^{\kappa}}{\partial n}, \quad (24)$$

$$\frac{\partial C_f^{\kappa}}{\partial t} - \frac{k_f RT}{\mu \phi_{afi}} \nabla \cdot (C_f^{\kappa} \nabla C_f^{\kappa}) = -2RT \frac{k_f}{\mu \phi_{afi}} C_f^{\kappa} \nabla C_f^{\kappa}. \quad (25)$$

式(18)–(20)和(25)构成多重介质/离散人工缝网的页岩气渗流模型, 模型方程组具有系数偏微分方程的一般形式, 可以很方便地借助于数值求解软件求解, 本文使用COMSOL的PDE模块进行求解.

4 人工缝网设置

认为人工主裂缝延伸方向垂直于水平井筒, 且二次裂缝随机分布在主裂缝两侧一定范围内. 二次裂缝生成方法如下:

(1) 生成二次裂缝中心点, 中心点位于主裂缝两侧 $W_s \times L_s$ 的范围内, 本文认为中心点在给定范围内均匀随机分布, L_s 取为主裂缝长度;

(2) 生成二次裂缝走向和长度, 本文中的二次裂缝走向在 $[0, 90^\circ]$ 之间均匀随机分布, 长度服从均值为 20 m, 方差为 1 m^2 的正态分布;

(3) 生成二次裂缝坐标.

本文提出的新模型使得对于压裂缝网的分析更加方便. 类比平面裂缝密度和SRV(Stimulated Reservoir Volume)的定义, 根据上面提出的二次裂缝生成方法, 二次裂缝密度和SRA(Stimulated Reservoir Area)可由下式计算:

$$\Theta = \frac{N_f \cdot \bar{l}}{W_s \cdot L_s}, \quad (26)$$

$$SRA = W_s \cdot L_s, \quad (27)$$

式中, Θ 为二次裂缝密度, $\bar{l}$ 为二次裂缝平均长度, W_s 为二次裂缝中心点分布范围的宽度, L_s 为二次裂缝中心点分布范围的长度, SRA 为人工缝网影响的区域面积.

图2是SRA为4000 m², $\bar{l}$ 为20 m, 裂缝密度为0.5 m/m²时的人工缝网分布情况.

为了更好地预测整个地层的页岩气流动规律和产量, 最好的做法是依据实际水平井和压裂参数建立图2的完整多级压裂水平井模型, 本文为了简化计算, 选择其中一级压裂区域进行模拟, 其尺寸和边界设置见图3.

在封闭边界和对称边界上有:

$$\frac{\partial C_{m,f}^{\kappa,\mu}}{\partial n} = 0, \quad (28)$$

设定主裂缝与井筒连接点的压力为井底压力, 即:

$$C_f^{\kappa} = \frac{p_0}{RT}. \quad (29)$$

自由气的初始条件为

$$C_{m,f}^{\kappa} \Big|_{t=0} = \frac{p_0}{RT}. \quad (30)$$

在生产的初始时刻, 吸附气和自由气处于吸附解吸平衡状态, 令式(6)等于0, 可得吸附气的初始条件:

$$C_m^{\mu} \Big|_{t=0} = \frac{k_r C_{\mu s} C_{m,f}^{\kappa} \Big|_{t=0}}{C_{\mu s} + k_r C_{m,f}^{\kappa} \Big|_{t=0}}. \quad (31)$$

5 模型结果

5.1 非平衡吸附模型与平衡吸附的对比

在平衡吸附模型中, 吸附气的浓度可以由下式表示:

$$C_{\mu} = \frac{k_r C_{\mu s} C}{C_{\mu s} + k_r C}. \quad (32)$$

则平衡吸附模型中的吸附气净解吸速率可写作:

$$Q_s = -\frac{\partial C_{\mu}}{\partial t} = -\frac{k_r C_{\mu s}^2}{(C_{\mu s} + k_r C_m^{\kappa})^2} \frac{\partial C_m^{\kappa}}{\partial t}. \quad (33)$$

将式(29)代入式(6), 则平衡吸附下的自由气控制方程为

图2 (网络版彩图)人工缝网示意图

Figure 2 (Color online) Sketch map of artificial networks.

图3 (网络版彩图)模拟区域和边界设置情况

Figure 3 (Color online) Simulation area and border settings.

$$\left[1 + \frac{1-\phi}{\phi} \frac{k_r C_{\mu s}^2}{(C_{\mu s} + k_r C_m^{\kappa})^2} \right] \frac{\partial C_m^{\kappa}}{\partial t} - \frac{k_m RT}{\mu \phi} \nabla \cdot (C_m^{\kappa} \nabla C_m^{\kappa}) - D_k \nabla^2 C_m^{\kappa} = -\alpha C_f^{\kappa} \frac{k_m}{\mu \phi_m} (C_m^{\kappa} - C_f^{\kappa}). \quad (34)$$

现有的页岩气流动计算模型大多采用式(34)来计算生产过程中的自由气浓度变化, 式(32)被用来计算生产过程中的吸附气浓度, 如此减少了求解的PDE数量, 大大简化了求解过程.

根据表1设置求解的参数, 模拟生产过程中的气体浓度变化.

表 1 模拟参数取值

Table 1 Values of parameters in simulator

参数	取值	参数含义
ϕ_m	0.02	无机质孔隙度
ϕ_f	0.001	天然裂缝孔隙度
Φ_{afi}	0.2	人工裂缝内部孔隙度
k_r	0.1	吸附平衡常数
k_d	$1 \times 10^{-5} \text{ s}^{-1}$	解吸附速率常数
k_a	$k_r \times k_d$	吸附速率常数
k_m	$1 \times 10^{-4} \text{ mD}$	基质渗透率
k_f	$1 \times 10^{-3} \text{ mD}$	天然裂缝渗透率
k_{af1}	$2 \times 10^4 \text{ mD}$	人工主裂缝渗透率
k_{af2}	$1 \times 10^3 \text{ mD}$	二次裂缝渗透率
d_{af1}	5 mm	人工主裂缝宽度
d_{af2}	0.5 mm	二次裂缝宽度
μ	$2 \times 10^{-4} \text{ g/(cm s)}$	气体黏度
T	313 K	储层温度
D_k	$1 \times 10^{-3} \text{ cm}^2/\text{s}$	Knudsen 扩散系数
D_s	$1 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$	表面扩散系数
p_0	20 MPa	原始储层压力
p_h	10 MPa	井底流压
p_L	4 MPa	Langmuir 压力
R	$8.314 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$	气体常数
M	16.043 g/mol	甲烷摩尔质量
α	0.9 m^{-2}	页岩形状因子
l	20 m	二次裂缝平均长度
Θ	0.5 m/m^2	二次裂缝密度
SRA	4000 m^2	人工缝网影响区域面积

由图4可知, 平衡吸附模型得到的吸附气浓度小于非平衡模型, 这是由于非平衡吸附模型中, 当自由气发生流动时, 吸附气的平衡状态时刻在发生改变, 但是不会达到平衡状态; 而平衡吸附模型中的吸附气浓度仅仅是自由气浓度的函数, 当自由气浓度发生变化时, 吸附气瞬间达到吸附解吸平衡状态; 因此, 平衡吸附模型实际是非平衡吸附模型中吸附气解吸速率无限大时的特殊情况。

在生产过程中, 吸附气解吸附后, 将使得一部分吸附气变为自由气, 从而降低自由气浓度降低程度; 因此, 在吸附气初始浓度一定时, 吸附气的解吸速度越快, 对自由气的补充速度越快, 相同时刻同一位置的自由气的浓度越大。由图4可知, 平衡吸附模型的吸附

气下降速度大于非平衡吸附模型, 因此, 平衡吸附模型计算的自由气浓度应当大于非平衡吸附模型。但是, 由于平衡吸附模型中的吸附气浓度仅仅取决于自由气浓度的变化, 因此其自由气浓度下降速度也必然大于非平衡吸附模型计算结果。由图5可知, 平衡吸附模型计算的产能指数(每米储层厚度的产量)大于非平衡吸附模型, 如此说明, 平衡吸附模型过高的估计了吸附气对于产量的贡献。

5.2 非线性耦合模型模拟结果

取表1中的模拟参数, 分析本文新模型的气体流动和解吸附规律。图6表示生产1, 10 和100 d后模拟区域内自由气、吸附气浓度分布。可以看出在模拟区域内, 无机质孔隙内的自由气的浓度下降速度明显小于天然裂缝, 且吸附气浓度下降速度小于无机质孔隙内的自由气; 但随着生产进行, 三者下降速度慢慢相等, 当生产100 d后, 三者的流动范围和浓度下降程度基本相等。

有机质表面的吸附气作为无机质孔隙内自由气的质量源, 而无机质孔隙内的自由气又作为天然裂缝自由气的补充。当开始生产时, 裂缝内的自由气首先开始流动, 然后引起无机质孔隙自由气流动, 进而使得吸附气发生解吸附和扩散。

吸附气的浓度分布主要受到表面扩散与解吸附控制, 而自由气的扩散受达西渗流、Knudsen 扩散主导, 天然裂缝渗透率大于无机质孔隙; 表面扩散相比于达西渗流和Knudsen 扩散更加缓慢, 因此吸附气的浓度分布主要受不同位置解吸附速率控制, 且非平衡解吸附机理认为吸附气并不是瞬间解吸附成为自由气, 因此吸附气、无机质孔隙内自由气和天然裂缝内自由气在时间上的滞后将体现在空间分布上的“滞后”, 这就造成了相同时间内, 吸附气的“扩散”慢于无机质孔隙内自由气, 无机质孔隙自由气慢于天然裂缝内自由气。

由图7可以看出, 随着生产进行, 地层中的净解吸附速率不断减小, 尤其在人工缝网区域, 净解吸速率变化明显快于其他区域; 同时也可以观察到, 净解吸速率最大值所分布的空间位置随时间不断发生变化, 即以主裂缝为中心, 由缝网内部向外移动。通过图7结果, 可以将净解吸速率的变化分为3个阶段。

刚开始生产时, 由于主裂缝根部压力小于地层中的压力, 主裂缝的高导流能力使得主裂缝和与主裂缝连通的二次裂缝附近区域自由气浓度迅速下降, 引起

图 4 (网络版彩图)生产过程中的吸附气等浓度线分布(单位: mol/m^3). (a) 平衡吸附模型计算的生产1 d后的吸附气浓度; (b) 非平衡吸附模型计算的生产1 d后的吸附气浓度; (c) 平衡吸附模型计算的生产100 d后的吸附气浓度; (d) 非平衡吸附模型计算的生产100 d后的吸附气浓度

Figure 4 (Color online) Contours of adsorbed gas in production process (unit: mol/m^3). (a) After 1 d production with equilibrium adsorption model; (b) after 1 d production with non-equilibrium adsorption model; (c) after 100 d production with equilibrium adsorption model; (d) after 100 d production with non-equilibrium adsorption model.

图 5 非平衡吸附模型与平衡吸附模型的产能指数

Figure 5 Production indices of equilibrium and non-equilibrium adsorption model.

吸附气快速解吸, 见图7(a), 此时的吸附气解吸阶段为主裂缝-二次裂缝主导阶段. 当生产一段时间后, 主裂缝附近基质内的吸附气大部分都解吸出来, 此时导流能力弱于主裂缝的次生缝发挥主导导流作用, 见图7(b), 其附近基质内的吸附气解吸速率最大, 此时的吸附气解吸阶段为次生缝主导阶段. 当人工裂缝网内部区域的孔隙压力稳定后, 基质内的吸附气也慢慢达到吸附平衡状态, 随着孔隙压力向地层内的扩散, 远离人工裂缝的区域内的吸附气解吸速率增大, 此时为

天然裂缝主导阶段, 见图7(c). 仅当显式表示人工缝网时, 才能观察到上述3个阶段, 由于目前解析方法和半解析方法尚不能对复杂缝网渗流进行求解, 因此解析解无法观察到上述过程.

上述净解吸速率的变化过程说明了裂缝只是提高地层局部区域的渗透能力, 从而使得裂缝附近基质内的吸附气解吸速率加快. 说明了自由气浓度下降时吸附气发生解吸的原因, 也一方面说明了增大二次裂缝密度和SRA将增大页岩气压裂水平井的产量.

线性流模型作为目前半解析模型的基本假设, 是十分理想化的情况, 仅仅适用于均质地层的某一阶段流动, 对于体积压裂的页岩气多级压裂水平井而言, 在SRV区域, 复杂缝网的存在使得早期的渗流场十分复杂, 在多级压裂水平井中也一定会出现缝间干扰现象.

由图8(a)可知, 在生产初期, 人工缝网内部流动速度较快, 二次裂缝之间的干扰很大, 为明显的非线性流. 将缝网区域包裹起来之后, 缝网外部的流动类似于单条裂缝的椭圆径向流, 流动方向垂直于缝网包络线.

由图8(b)可知, 随着生产进行, 发生流动区域扩大, 包络线两侧近似为线性流, 但上部仍为径向流.

由图8(c)可知, 当流动区域扩大到两级主裂缝中间时, 包络线两侧流动外边界不再是线性流, 这是由于两级裂缝之间发生干扰产生的.

图 6 (网络版彩图)吸附气、基质自由气和天然裂缝自由气浓度分布 (单位: mol/m^3). (a)–(c) 生产 1 d; (d)–(f) 生产 10 d; (g)–(i) 生产 100 d. (a), (d), (g) 吸附气; (b), (e), (h) 基质内自由气; (c), (f), (i) 天然裂缝内自由气

Figure 6 (Color online) Distributions of adsorbed gas, free gas in matrix pores (unit: mol/m^3). (a)–(c) After 1 d production; (d)–(f) after 10 d production; (g)–(i) after 100 d production. (a), (d), (g) Adsorbed gas; (b), (e), (h) free gas in matrix pores; (c), (f), (i) free gas in natural fractures.

由以上分析可知, 实际的缝网页岩内的流动并不能使用线性流模型简化. 生产过程中, 缝网区域内始终为非线性流, 缝网区域外仅在生产的某一阶段才可以近似为线性流, 当流动区域足够大时, 将产生缝间干扰, 此时的流动状态也将变为非线性流.

5.3 产能敏感性分析

基于本文提出的双重介质-离散缝网耦合模型, 采

用本文提出的缝网设置方法, 采用控制变量的方法, 分别针对二次裂缝密度、SRA和主裂缝长度进行产量敏感性分析, 为了更加符合实际生产情况, 进行 500 d 的产量预测. 图 9 是模型示意图.

由图 10 可知, 随着二次裂缝密度的增加, 页岩被分割成更小流动单元, 使得页岩基质导流面积增大, 而且提供了更多的高导流通道, 因此页岩气初期产量迅速增加, 当二次裂缝密度由 0 增加到 0.25 m/m^2 时, 生产

图 7 (网络版彩图)净解吸速率分布 (单位: $\text{mol m}^{-3} \text{s}^{-1}$). (a) 生产 1 d 后的净解吸速率分布; (b) 生产 28 d 后的净解吸速率分布; (c) 生产 60 d 后的净解吸速率分布

Figure 7 (Color online) Distribution of net desorption rate (unit: $\text{mol m}^{-3} \text{s}^{-1}$). (a) After 1 d production; (b) after 28 d production; (c) after 60 d production.

图 8 (网络版彩图)天然裂缝内的速度场. (a) 生产 10 d; (b) 生产 30 d; (c) 生产 100 d

Figure 8 (Color online) Velocity field in natural fractures. (a) After 10 d production; (b) after 30 d production; (c) after 100 d production.

100 d 的累积产量增加了 1 倍, 但随着二次裂缝密度继续增加, 产量增加幅度降低. 由此可以看出, 二次裂缝网对于页岩气多级压裂水平井产量影响很大, 是决定压裂措施是否成功的一个重要因素.

由图 11 可知, 随着 SRA 的增大, 页岩气产量上升, 但随着 SRA 增大, 二次缝网沿井筒方向扩展范围增大, 使得两级裂缝之间的干扰增大, 由此使得产量增加效果降低; 由图 10 知二次裂缝对于产量提升的重要性, 因此, 在实际压裂过程中, 应当尽可能增大二次裂缝网延伸范围.

由图 12 可知, 页岩气产量随着主裂缝长度的增加而增加, 但是同时可以发现, 主裂缝长度对产量的影响程度明显小于二次裂缝密度和 SRA, 由此说明, 对于页岩气多级压裂水平井来说, 当主裂缝延伸长度达到一定时, 二次裂缝才是决定产量的最重要因素.

6 结论

考虑吸附气非线性非平衡吸附, 自由气的黏性流和 Knudsen 扩散, 建立双重介质-离散缝网耦合渗流模

图 9 (网络版彩图)产能敏感性分析模型示意图
Figure 9 (Color online) Physical models of sensitivity analysis of production.

图 10 不同二次裂缝密度对产量的影响
Figure 10 Impact of density secondary fracture.

图 11 不同SRA对于产量的影响
Figure 11 Impact of SRA.

图 12 不同主裂缝长度对产量的影响
Figure 12 Impact of length of main fracture.

型, 对比非平衡和平衡吸附模型, 以及分析人工缝网对

产量的影响, 得到以下结论:

(1) 非线性非平衡吸附模型描述了吸附气相对于自由气的滞后现象, 刻画了自由气与吸附气之间的动态非平衡过程.

(2) 本文建立的耦合非线性渗流模型揭示了吸附气净解吸速率时空变化规律, 发现了最大净解吸速率由缝网逐渐向基质扩散的现象.

(3) 建立的多重连续/离散缝网模型完整地描述了生产过程中的页岩气流动状态, 通过分析生产过程中的渗流场发现缝网区域包络线外的流动形式随时间依次出现: 椭圆径向流、线性流和缝间干扰产生的非线性流.

(4) 通过产能敏感性分析, 发现主裂缝周围的次生裂缝密度、SRV面积和主裂缝长度均对页岩气产能有显著影响.

致谢 向评审人和对该文有帮助的人士表示谢意.

参考文献

- 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: 6–18 [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: 6–18]
- 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]
- Bello R O, Wattenbarger R A. Rate transient analysis in naturally fractured shale gas reservoirs. In: CIPC/SPE Gas Technology Symposium. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2008
- Bello R O, Wattenbarger R A. Multistage hydraulically fractured horizontal shale gas well rate transient analysis. In: North Africa Technical Conference and Exhibition. Cairo: Society of Petroleum Engineers, 2010
- Brohi I G, Pooladi D M, Aguilera R. Modeling fractured horizontal wells as dual porosity composite reservoirs-application to tight gas, shale gas and tight oil cases. In: SPE Western North American Region Meeting. Alaska: Society of Petroleum Engineers, 2011
- Ali A J, Siddiqui S, Dehghanpour H. Analyzing the production data of fractured horizontal wells by a linear triple porosity model: Development of analysis equations. *J Pet Sci Eng*, 2013, 112: 117–128
- Cheng Y. Pressure transient characteristics of hydraulically fractured horizontal shale gas wells. In: SPE Eastern Regional Meeting. Ohio: Society of Petroleum Engineers, 2011
- Freeman C M, Moridis G, Ilk D, et al. A numerical study of performance for tight gas and shale gas reservoir systems. *J Pet Sci Eng*, 2013, 108: 22–39
- Freeman C M, Moridis G J, Blasingame T A. A numerical study of microscale flow behavior in tight gas and shale gas reservoir systems. *Transp Porous Media*, 2011, 90: 253–268
- Moridis G J, Blasingame T A, Freeman C M. Analysis of mechanisms of flow in fractured tight-gas and shale-gas reservoirs. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima: Society of Petroleum Engineers, 2010
- Chen M. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir (in Chinese). *J China Univ Petroleum (Ed Nat Sci)*, 2013, 37: 88–94 [陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 37: 88–94]

- 12 Cheng W. Study on the mechanism of hydraulic fracture propagation in fractured shale reservoir under three-dimensional space (in Chinese). Dissertation for Doctoral Degree. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016 [程万. 三维空间下裂缝性页岩储层水力裂缝扩展机理研究. 博士学位论文. 北京: 中国石油大学(北京), 2016]
- 13 Yao J, Sun H, Fan D Y, et al. Transport mechanisms and numerical simulation of shale gas reservoirs (in Chinese). *J China Univ Petrol (Ed Nat Sci)*, 2013, 37: 91–98 [姚军, 孙海, 樊冬艳, 等. 页岩气藏运移机制及数值模拟. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37: 91–98]
- 14 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
- 15 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *J Can Pet Tech*, 2009, 48: 16–21
- 16 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. *Bulletin*, 2012, 96: 1071–1098
- 17 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]
- 18 Yang F, Ning Z F, Zhang S D, et al. Characterization of pore structures in shales through nitrogen adsorption experiment (in Chinese). *Nat Gas Indust*, 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]
- 19 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]
- 20 Han H, Zhong N N, Jiao S J, et al. Scanning electron microscope observation of pores in mudstone and shale (in Chinese). *J Chin Electr Microsc Soc*, 2013, 32: 325–330 [韩辉, 钟宁宁, 焦淑静, 等. 泥页岩孔隙的扫描电子显微镜观察. 电子显微学报, 2013, 32: 325–330]
- 21 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
- 22 Zhang L H, Tang H M, Chen G, et al. Adsorption capacity and controlling factors of the Lower Silurian Longmaxi shale play in southern Sichuan Basin (in Chinese). *Nat Gas Indust*, 2014, 34: 63–69 [张烈辉, 唐洪明, 陈果, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩吸附特征及控制因素. 天然气工业, 2014, 34: 63–69]
- 23 Sakhaee-Pour A, Bryant S. Gas permeability of shale. *SPE Reserv Eval Eng*, 2012, 15: 401–409
- 24 Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nanoscale Gas flow in shale gas sediments. *J Can Petrol Technol*, 2007, 46: 55
- 25 Sigal R F, Qin B F. Examination of the importance of self diffusion in the transportation of gas in shale gas reservoirs. *Petrol Phys*, 2008, 49: 301–305
- 26 Fathi E, Akkutlu I Y. Matrix heterogeneity effects on gas transport and adsorption in coalbed and shale gas reservoirs. *Transp Porous Media*, 2009, 80: 281–304
- 27 Fathi E, Akkutlu I Y. Mass transport of adsorbed-phase in stochastic porous medium with fluctuating porosity field and nonlinear gas adsorption kinetics. *Transp Porous Media*, 2012, 91: 5–33
- 28 Wu K L, Li X F, Chen Z X. The mechanism and mathematical model for the adsorbed gas surface diffusion in nanopores of shale gas reservoirs (in Chinese). *Sci Sin Tech*, 2015, 45: 525–540 [吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩纳米孔吸附气表面扩散机理和数学模型. 中国科学: 技术科学, 2015, 45: 525–540]
- 29 Wu K L, Li X F, Chen Z X, et al. Real gas transport mechanism and mathematical model through complex nanopores and microfractures in shale gas reservoirs (in Chinese). *Sci Sin Tech*, 2016, 46: 851–863 [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: 851–863]
- 30 Xia Y, Jin Y, Chen M, et al. Gas flow in shale reservoirs (in Chinese). *Chin Sci Bull (Chin Ver)*, 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]
- 31 Xia Y, Jin Y, Chen K P, et al. Simulation on gas transport in shale: The coupling of free and adsorbed gas. *J Nat Gas Sci Eng*, 2017, 41: 112–124
- 32 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: 30–43 [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: 30–43]
- 33 Zhang L H, Chen G, Zhao Y L, et al. A modified material balance equation for shale gas reservoirs and a calculation method of shale gas reserves (in Chinese). *Nat Gas Indust*, 2013, 33: 1–5 [张烈辉, 陈果, 赵玉龙, 等. 改进的页岩气藏物质平衡方程及储量计算方法. 天然气工业, 2013, 33: 1–5]

- 34 Fan D Y, Yao J, Sun H, et al. Transient flow model of stage-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs (in Chinese). *J China Univ Petroleum (Ed Nat Sci)*, 2014, 38: 116–123 [樊冬艳, 姚军, 孙海, 等. 页岩气藏分段压裂水平井不稳定渗流模型. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 38: 116–123]
- 35 Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design. *SPE Prod Operat*, 2010, 25: 438–452
- 36 Jiang J M, Shao Y, Younis R M. Development of a multi-continuum multi-component model for enhanced gas recovery and CO₂ storage in fractured shale gas reservoirs. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 37 Jiang J, Younis R M. Hybrid coupled discrete-fracture/matrix and multicontinuum models for unconventional-reservoir simulation. *SPE J*, 2016, 21: 1009–1027
- 38 Shao Y, Huang X. A multi-continuum multi-component model for enhanced gas recovery and CO₂ storage in fractured shale gas reservoirs. In: *The 3rd International Conference on Material, Mechanical and Manufacturing Engineering*, 2014
- 39 Nisler R G. The effect of partial penetration on pressure build-up in oil wells. *Petrol Trans*, 1958, 213: 85–90
- 40 Wang D S, Nie L X, Li Z M. Study on the analytic method for the well testing of deflecting wells (in Chinese). *J Xi'an Univ Petrol (Ed Nat Sci)*, 2006, 5: 50–54 [王德山, 聂立新, 李兆敏. 斜井试井分析方法研究. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2006, 5: 50–54]
- 41 Wang D S, Li Z M, Nie L X. Well test of interpretation method for horizontal multilateral wells (in Chinese). *J Southwest Petrol Univ*, 2007 29: 70–74 [王德山, 李兆敏, 聂立新. 水平分支井试井解释方法研究. *西南石油大学学报*, 2007, 29: 70–74]
- 42 Fan D Y, Yao J, Wang Z S, et al. Well testing on fractured horizontal well with different dip angles (in Chinese). *Chin J Hydrodyn A*, 2009, 24: 705–712 [樊冬艳, 姚军, 王子胜, 等. 基于不同倾角的压裂水平井试井解释. *水动力学研究与进展: A辑*, 2009, 24: 705–712]
- 43 Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *SPE J*, 1963, 3: 245–255
- 44 Kazemi H, Seth M S, Thomas G W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *SPE J*, 1969, 9: 463–472
- 45 Sun Y S, Guo S B. Qualitative and quantitative characterization of shale microscopic pore characteristics based on image analysis technology (in Chinese). *Adv Earth Sci*, 2016, 31: 751–763 [孙寅森, 郭少斌. 基于图像分析技术的页岩微观孔隙特征定性及定量表征. *地球科学进展*, 2016, 31: 751–763]
- 46 Lin K, Yuan Q, Zhao Y P. Using graphene to simplify the adsorption of methane on shale in MD simulations. *Comput Mater Sci*, 2017, 133: 99–107
- 47 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
- 48 Azom P N, Javadpour F. Dual-continuum modeling of shale and tight gas reservoirs. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2012

Study on the nonlinear coupling seepage model of shale reservoir with discrete networks

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

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

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

Gas shale is rich in natural fractures, in which the percolation mechanisms are complicated. Consequently, it's the key scientific problem of accurately evaluating shale gas production to figure out the law of flow in fractured shale reservoirs. In this paper, a multi-continuum/discrete fracture model was built to describe the shale reservoir space after hydraulic fracturing, and a nonlinear coupled seepage flow mathematical model is established based on the adsorbed gas and free gas coupling, including the nonlinear non-equilibrium desorption and surface diffusion of adsorbed gas, viscous flow and Knudsen diffusion mechanism of free gas. The model believes that the surface diffusion of adsorbed gas occurs on the surface of the organic matter, and non-equilibrium desorption occurs between the adsorbed gas and the pores of the inorganic matrix. There are viscous flow and Knudsen diffusion in the pores of the inorganic matrix. But there is only viscous flow in natural and hydraulic fractures. Through the numerical simulation results of a fractured horizontal well, the time-space evolution process of the net desorption rate of the adsorbed gas in the hydraulic fractured shale reservoir was revealed. It was found that the region of the maximum net desorption rate gradually spread from the artificial network to the matrix. Through the analysis of multiple pressure systems, it was found that the diffusion of free gas in natural fractures, free gas in inorganic matrix pores and adsorbed gas in organic matter lagged successively. Through the flow analysis of natural fracture field, it is found that the flow patterns, outside the envelope of discrete fracture network, appear in succession with time: elliptical radial flow, linear flow and non-linear flow caused by primary fracture interference. This study reveals the percolation mechanism of fractured shale reservoirs and provides a scientific basis for the exploitation of the shale gas reservoir.

shale gas, discrete fracture networks, multi-continuum coupled flow, productivity

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

doi: [10.1360/SSPMA2018-00030](https://doi.org/10.1360/SSPMA2018-00030)