一种表征煤储层压力与流体饱和度关系的数学模型

孙政¹, 李相方^{1*}, 徐兵祥², 彭泽阳¹, 孙逢瑞¹, 张涛¹, 冯东¹, 陈宇¹

1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 中海油研究总院新能源研究中心, 北京 100028

* E-mail: lix2013@vip.163.com

收稿日期: 2017-06-30; 接受日期: 2017-08-28; 网络版发表日期: 2018-04-20

国家重大科技专项项目(编号: 2016ZX05042, 2016ZX05039)、国家自然科学基金重大项目(编号: 51504269, 51490654)和贵州省非常规天然气勘探开发利用工程研究中心项目(编号: GCZX2016030)资助

摘要 目前, 针对生产过程中煤储层内部气、水两相渗流的研究尚薄弱, 已建立的煤层气产能预测模型或产能分析方法中, 一部分假设煤储层内部为单相渗流即单相水或单相气, 一部分忽略流体饱和度和压力变化梯度, 另一部分通过物质平衡方程建立平均地层压力与平均含水饱和度间关系, 进而研究储层饱和度分布对气井产能的影响, 但平均含水饱和度无法表征储层内部的饱和度分布. 故现有模型均未考虑储层流体饱和度分布特征对气井产能的影响, 导致现有产能模型预测值与实际煤层气井产出动态始终存在较大误差. 鉴于此, 根据气、水两相渗流微分方程, 考虑应力敏感、基质收缩与气体解吸效应, 建立了一种能够表征煤储层压力与流体饱和度间关系的数学模型. 结合气、水两相相渗曲线与各生产时刻的储层压力分布曲线, 提出迭代算法求解该模型, 得到各生产时刻的流体饱和度分布规律. 该模型的可靠性通过与商业数值模拟软件结果对比得到验证. 该模型的提出填补了目前煤层气开发理论空白, 有助于准确计算气、水两相拟压力, 为煤层气藏产能的准确预测奠定理论基础.

关键词 煤层气藏, 压力分布, 流体饱和度分布, 相渗曲线, 拟压力

1 引言

目前各国都面临着能源短缺的问题, 非常规天然气因其储量丰富、清洁等特性越来越受到全世界的关注^[1~7]. 不同于常规砂岩气藏的单相渗流方式, 煤层气井大部分生产阶段受气、水两相渗流控制. 而且, 煤层在开采过程中会受到应力敏感、基质收缩与气体解吸的影响, 加剧了储层内气、水两相渗流表征的复杂程

度^[8~12]. Kamal和Six^[13]提出两相拟压力概念, 用于描述储层中气、水两相流动, 但假设煤储层中总体水量始终不发生变化, 这与实际储层不符. Seidle^[14]建立了一种针对煤层气井的压力分析方法, 能够根据气井的压力降落数据反求地层参数, 但他假设储层含水饱和度始终保持不变. Clarkson等人^[15,16]假设煤储层为单相水或单相气流动, 基于此分别建立了对应的流动物质平衡方程. 由于提出的模型未考虑气、水两相流动,

引用格式: 孙政, 李相方, 徐兵祥, 等. 一种表征煤储层压力与流体饱和度关系的数学模型. 中国科学: 技术科学, 2018, 48:

Sun Z, Li X F, Xu B X, et al. A mathematic model for characterizing the relationship between coal reservoir pressure and fluid saturation (in Chinese). Sci Sin Tech, 2018, 48: doi: [10.1360/N092017-00198](https://doi.org/10.1360/N092017-00198)

Clarkson模型仅能适用于煤层气井的生产早期和晚期。Clarkson等人^[17]随后建立了适用于气、水两相的流动物质方程, 但模型的研究对象为高渗储层(10~100 mD), 并假设储层内饱和度变化梯度可被忽略。然而, 绝大部分的煤层气藏具有低渗特征, 储层内部的流体饱和度分布不能被忽略。考虑应力敏感与基质收缩效应, Spivey和Semmelbeck^[18]通过物质守恒原理建立产能预测模型, 但该模型采用的是平均含水饱和度概念, 不能描述储层饱和度分布。Xu等人^[19]提出一种能简单预测煤层气井解吸区扩展规律的半解析模型, 考虑了不同生产阶段储层内部的压力展布, 但忽略了储层单元内流体饱和度分布。Clarkson和Qanbari^[20]建立了一种考虑动边界效应的煤层气井产能预测方法, 考虑了低渗煤层气井生产初期压力波未到达边界的情况。产能预测流程中, 通过数值模拟软件获取储层压力与流体饱和度关系, 并根据该关系利用产能方程得到各时间步的产气量、产水量。目前, 尚无模型能够表征煤储层压力与流体饱和度间关系, 而该关系对于煤层气井产能预测、生产数据分析均具有重要意义^[21-24]。

鉴于此, 本文从气、水两相渗流微分方程出发, 考虑煤层应力敏感效应、基质收缩与气体解吸特征, 建立储层压力与饱和度间的关系模型。随后, 结合气、水两相相渗曲线, 得到两相流度比与饱和度间关系。联合二式, 迭代可求解得到储层压力与流体饱和度间关系, 进一步能够通过储层压力展布计算储层流体饱和度分布。该模型有助于准确计算气、水两相流动拟压力, 为煤层气藏产能的准确预测奠定理论基础。

2 模型建立

2.1 当储层压力高于临界解吸压力

对于实际煤层气藏, 其原始含水饱和度一般小于1, 这意味着煤层气井的开采初期即存在气、水两相流动, 且满足达西渗流定律, 可表示为

$$\nabla \left(\frac{K_g}{B_g \mu_g} \nabla P \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g \phi}{B_g} \right), \quad (1)$$

$$\nabla \left(\frac{K_w}{B_w \mu_w} \nabla P \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w \phi}{B_w} \right), \quad (2)$$

其中, K_g 为气相渗透率, mD; K_w 为水相渗透率, mD; S_g 为含气饱和度, 无因次; S_w 为含水饱和度, 无因次; B_g 为

气体体积系数, 无因次; B_w 为水的体积系数, 无因次; ϕ 为孔隙度, 无因次; P 为流体压力, MPa; t 为生产时间, h; μ_g 为气体黏度, mPa s; μ_w 为水黏度, mPa s。

将式(1)左右两侧乘以 B_g , 式(2)两侧乘以 B_w , 可得:

$$\frac{K_g}{\mu_g} \nabla^2 P + B_g \nabla \left(\frac{K_g}{B_g \mu_g} \right) \nabla P = B_g \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g \phi}{B_g} \right), \quad (3)$$

$$\frac{K_w}{\mu_w} \nabla^2 P + B_w \nabla \left(\frac{K_w}{B_w \mu_w} \right) \nabla P = B_w \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w \phi}{B_w} \right). \quad (4)$$

将式(3)的右侧展开, 可得到:

$$B_g \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g \phi}{B_g} \right) = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(\frac{\partial S_g}{\partial P} + S_g \frac{\partial \phi}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right). \quad (5)$$

将式(5)进一步化简可得:

$$B_g \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g \phi}{B_g} \right) = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(S_g (C_f + C_g) + \frac{\partial S_g}{\partial P} \right). \quad (6)$$

同理, 式(4)右侧也可化简为

$$B_w \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w \phi}{B_w} \right) = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(S_w (C_f + C_w) + \frac{\partial S_w}{\partial P} \right), \quad (7)$$

其中, C_g 为气体压缩系数, MPa⁻¹; C_w 为水的压缩系数, MPa⁻¹; C_f 为煤岩压缩系数, MPa⁻¹。

将式(6)代入式(3)中, 可得:

$$\begin{aligned} \frac{K_g}{\mu_g} \nabla^2 P + B_g \nabla \left(\frac{K_g}{B_g \mu_g} \right) \nabla P \\ = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(S_g (C_f + C_g) + \frac{\partial S_g}{\partial P} \right). \end{aligned} \quad (8)$$

式(8)左侧第二项为二阶小量, 可被忽略, 故式(8)可简化为

$$\frac{K_g}{\mu_g} \nabla^2 P = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(S_g (C_f + C_g) + \frac{\partial S_g}{\partial P} \right). \quad (9)$$

同理, 式(4)可最终简化为

$$\frac{K_w}{\mu_w} \nabla^2 P = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(S_w (C_f + C_w) + \frac{\partial S_w}{\partial P} \right). \quad (10)$$

2.2 当储层压力低于临界解吸压力

当储层压力低于临界解吸压力时, 储层微元内会发生气体解吸。考虑气体解吸效应, 气相微分流动方程即式(1)会变形为

$$\nabla \left(\frac{K_g}{B_g \mu_g} \nabla P \right) = \frac{\partial}{3.6 \partial t} \left(\frac{S_g \phi}{B_g} \right) + \frac{q_d}{B_g}, \quad (11)$$

其中, 式(11)右侧第二项表示标准状态下单位体积基质单位时间内向割理系统的传质量, $\text{m}^3/(\text{m}^3 \text{ h})$. 用平衡解吸模型进行表征^[10,19]:

$$q_d = C_d \phi \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (12)$$

其中, C_d 为解吸压缩系数, MPa^{-1} . 其表达式为^[25]

$$C_d = \frac{P_{sc} Z T b V_L}{P Z_{sc} T_{sc} \phi (1 + b P)}, \quad (13)$$

其中, P_{sc} 为标准状态下的压力, MPa ; T_{sc} 为标准状态下的温度, K ; Z_{sc} 为标准状态下气体偏差因子, 无因次; Z 为储层条件下偏差因子, 无因次; T 为储层温度, K ; V_L 为Langmiur吸附等温线的兰氏体积, m^3/m^3 ; b 为Langmiur吸附等温线的压力常数, MPa^{-1} .

与上述推导过程类似, 可得到:

$$\frac{K_g}{\mu_g} \nabla^2 P = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(S_g (C_f + C_g) + C_d + \frac{\partial S_g}{\partial P} \right). \quad (14)$$

3 储层压力与流体饱和度关系

基于2.1与2.2节中的公式推导结果, 开发过程中煤层内的气、水两相渗流可表示为

$$\frac{K_w}{\mu_w} \nabla^2 P = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(C_w^* + \frac{\partial S_w}{\partial P} \right), \quad (15)$$

$$\frac{K_g}{\mu_g} \nabla^2 P = \frac{\phi \partial P}{3.6 \partial t} \left(C_g^* + \frac{\partial S_g}{\partial P} \right), \quad (16)$$

其中, 当储层微元压力高于解吸压力时, C_g^* 可表示为

$$C_g^* = S_g (C_f + C_g). \quad (17)$$

当储层微元压力低于解吸压力时, C_g^* 可表示为

$$C_g^* = S_g (C_f + C_g) + C_d. \quad (18)$$

在煤层气井生产全过程中, C_w^* 均可由下式描述:

$$C_w^* = S_w (C_f + C_w), \quad (19)$$

其中, C_g^* 为本文新定义的气相压缩系数, MPa^{-1} ; C_w^* 为本文新定义的水相压缩系数, MPa^{-1} .

用式(15)除以式(16), 得到:

$$\frac{K_w \mu_g}{\mu_w K_g} = \frac{C_w^* + \frac{\partial S_w}{\partial P}}{C_g^* + \frac{\partial S_g}{\partial P}}. \quad (20)$$

式(20)的左侧为气、水两相流度比(water-gas mobility ratio), 用变量WGMR表示.

对于煤储层割理系统中的气、水两相渗流, 存在以下关系式:

$$S_g + S_w = 1, \quad (21)$$

$$\frac{\partial S_g}{\partial P} + \frac{\partial S_w}{\partial P} = 0. \quad (22)$$

将式(21)和(22)代入式(20)中, 可得到:

$$A - B S_w = C \frac{\partial S_w}{\partial P}, \quad (23)$$

其中, A, B, C 均是为了简化表达形式而定义的变量, 其具体表达式为

$$B = \text{WGMR} (C_f + C_g) + C_f + C_w, \quad (24)$$

$$C = \text{WGMR} + 1. \quad (25)$$

当储层微元压力高于解吸压力时:

$$A = \text{WGMR} (C_f + C_g). \quad (26)$$

当储层微元压力低于解吸压力时:

$$A = \text{WGMR} (C_f + C_g + C_d). \quad (27)$$

在较小的压力梯度范围内, 储层煤岩压缩系数、气体压缩系数、水的压缩系数及解吸压缩系数可认为是常数. 而且在较小的含水饱和度梯度范围内, 气、水两相流度比也可认为是常数. 故可将式(23)展开:

$$S_w^{n+1} = \frac{A}{B} - \left(\frac{A}{B} - S_w^n \right) e^{\frac{B}{C} (P_n - P_{n+1})}, \quad (28)$$

其中, P_n, P_{n+1} 分别为第 $n, n+1$ 步的储层微元压力, MPa ; S_w^n, S_w^{n+1} 分别为第 $n, n+1$ 步的含水饱和度, 无因次. 式(28)即为煤储层微元压力与流体饱和度间关系, 由于式(28)中包含许多受压力变化影响的参数(例如: 孔隙度与压缩系数), 还含有随着含水饱和度变化的参数(例如: 气、水两相流度比), 这使得必须借助数值迭代方法才能求解式(28). 鉴于此, 本文将在第4节给出求解式(28)的具体计算步骤与流程.

4 模型求解方法

4.1 随着压力变化的参数

当储层压力高于临界解吸压力时, 煤层会受到应力敏感影响, 其孔隙度变化规律可由下式表征^[10]:

$$\phi = \phi_i(1 - C_f(P_i - P)), \quad (29)$$

其中, ϕ_i 为储层原始孔隙度, 无因次; P_i 为煤储层初始压力, MPa.

当储层微元压力低于临界解吸压力时, 煤层同时受到应力敏感和基质收缩效应影响, 其中基质收缩对储层孔隙度有改善作用^[26]:

$$\phi = \phi_i(1 - C_f(P_i - P) + C_s \Delta P^*), \quad (30)$$

$$\Delta P^* = \frac{P_d}{P_d + P_L} - \frac{P}{P + P_L}, \quad (31)$$

其中, C_s 为煤岩受基质收缩影响的最大体积应变, 无因次; P_d 为煤储层临界解吸压力, MPa; P_L 为Langmuir等温吸附线的压力常数, MPa.

由于开采过程中, 煤层温度认为始终不发生变化, 而煤储层往往埋深较浅, 一般小于1000 m. 故煤岩压缩系数、水的压缩系数可认为是定值. 对于气体压缩系数、气体偏差因子和气体黏度, 可根据已有天然气物性计算方法求得. 煤层特有的解吸压缩系数可通过式(13)计算得到.

4.2 随着含水饱和度变化的参数

根据煤层气、水两相相渗曲线可得到气、水两相流度比. 此处, 为量化含水饱和度与两相流度比间关系, 使用Corey方程描述相渗曲线特征^[26].

$$K_{rg} = K_{rg}^*(1 - S_w^*)^l, \quad (32)$$

$$K_{rw} = (S_w^*)^m, \quad (33)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}, \quad (34)$$

其中, K_{rg} , K_{rw} 为一定含水饱和度下储层内气相相对渗透率和水相相对渗透率, 无因次; K_{rg}^* 为束缚水饱和度下气相相对渗透率, 无因次; S_{wc} 为储层束缚水饱和度, 无因次; l , m 分别为气相和水相Corey方程系数, MPa^{-1} .

基于现场测得的实际相渗数据点, 通过拟合式(32)和(33)可得到对应的Corey系数.

文中, 气、水两相流度比被定义为

$$\text{WGMR} = \frac{K_w \mu_g}{\mu_w K_g}. \quad (35)$$

将式(32)和(33)代入(35)式可得到:

$$\text{WGMR} = \frac{(S_w^*)^m \mu_g}{K_{rg}^*(1 - S_w^*)^l \mu_w}. \quad (36)$$

在式(36)中, 水的黏度可认为是定值, 气体黏度可通过给定的压力求得. 则给定某一含水饱和度, WGMR可通过式(36)求得.

4.3 计算流程

给定储层压力, 通过式(28)计算含水饱和度需要明确对应的WGMR, 而WGMR的确定与微元含水饱和度直接相关, 所以储层压力与流体饱和度关系的确定必然需要采用迭代手段, 具体的计算步骤如下(图1):

(1) 根据已知的实际相渗数据拟合式(32)和(33), 得到 K_{rg}^* , S_{wc} 以及Corey方程系数 l , m ;

(2) 含水饱和度会随着压力的降低而单调递减, 若计算过程中设置压力为单调递减, 则含水饱和度同样会单调递减. 设定压力下降梯度为 ΔP , 含水饱和度下降梯度为 ΔS_w , 则下一步的储层微元压力与含水饱和度为

$$P_n = P_{n-1} - \Delta P, \quad (37)$$

$$S_w^n = S_w^{n-1} - \Delta S_w. \quad (38)$$

(3) 根据给定的储层微元压力 P_n , 计算气体物性参

图1 储层压力与流体饱和度间关系的计算流程

数, 包括气体压缩系数、气体偏差因子. 当储层压力大于解吸压力时, 通过式(29)计算煤层孔隙度; 当储层压力小于解吸压力时, 通过式(30)计算煤层孔隙度, 通过式(13)计算解吸压缩系数;

(4) 通过此时假设的含水饱和度与第(1)步中得到的相渗曲线, 根据式(36)计算得到WGMR;

(5) 将WGMR和给定的储层压力代入式(28)中, 计算对应的含水饱和度. 将该含水饱和度与假设的含水饱和度对比, 若二者之间的误差在可接受的精度范围内, 则可确定给定压力下的流体饱和度, 返回第(2)步, 调整储层压力值, 并循环(2)~(5)得到储层压力与流体饱和度间关系. 若二者之间的误差较大, 则返回第(2)步, 调整假设的含水饱和度值, 并循环(2)~(5)直到精度达到标准.

5 模型验证

对于实际煤层气生产井, 现场很难得到储层内部的压力分布及饱和度分布, 故此无法采用实际井数据来验证建立的模型. 鉴于此, 本文借助商业数值模拟软件(CMG)建立数值模型, 模拟一口煤层气直井的生产动态, 并记录该井生产过程中储层内的压力分布与饱和度分布. 根据不同生产时刻的储层压力分布, 可以通过建立的数学模型得到对应的饱和度分布, 比较计算的饱和度分布与数值模型中的饱和度分布即可验证本文模型的可靠性及精度. 数值模型中输入的物性参数见表1, 气、水两相相渗曲线见图2, 煤层Langmiur吸附解吸曲线见图3. 气井的生产制度始终为定井底流压生产(0.5 MPa), 气井的控制半径为300 m.

认为煤层开采过程中温度不会发生变化, 根据储层微元压力值、储层温度与气体相对密度可以计算该时刻的气体基本物性参数, 例如压缩因子、气体黏度、气体密度以及气体压缩系数. 根据式(32)~(34)与表中的气、水两相Corey常数可得到该模型使用的相渗. 根据Langmiur体积常数及压力常数, 可得到煤层吸附解吸曲线.

根据文中4.3节提出的计算方法与步骤, 通过气、水相渗数据、Langmiur吸附/解吸数据可得到储层微元压力与流体饱和度间的关系. 读取数值模型中不同生产时刻对应的储层压力分布曲线(图4), 进而可计算得到储层内部流体饱和度曲线.

表 1 数值模型中的输入数据

参数	数值	参数	数值
初始地层压力(P_i)	5 MPa	Langmiur体积常数(V_L)	28 m ³ /m ³
地层温度(T_i)	40℃	Langmiur压力常数(P_L)	3 MPa
初始孔隙度(ϕ_i)	0.05	最大体积应变(C_s)	0.007
煤岩压缩系数(C_f)	0.03 MPa ⁻¹	水的黏度(μ_w)	0.656 mPa s
水的压缩系数(C_w)	0.00045 MPa ⁻¹	水相Corey常数(m)	2.3
解吸压力(P_d)	4 MPa	气相Corey常数(l)	3.4
束缚水饱和度(S_{wc})	0.4	最大气相相对渗透率(K_{rg}^*)	0.5
初始含水饱和度(S_{wi})	0.97	气体相对密度(ρ_r)	0.5517

图 2 (网络版彩图)数值模型中的气、水两相相对渗透率曲线

由图5可知, 当储层微元的压力高于临界解吸压力(4 MPa)时, 含水饱和度会随着压力降低而缓慢下降. 这是因为此阶段内, 储层内未发生气体解吸, 储层微元内含水饱和度变化主要受煤岩压缩性、水的压缩系数以及产水量控制. 较高的储层压力仅能造成微小的孔隙度下降幅度与较少的产水量. 故此阶段下含水饱和度随着压力下降变化缓慢. 当储层微元的压力低于临界解吸压力(4 MPa)时, 从图5可看出, 储层压力介于3.5~4 MPa时, 储层含水饱和度迅速从0.96降低至0.7, 随着压力进一步下降, 含水饱和度稳定下降. 当储层压力介于3.5~4 MPa时, 煤层内部发生解吸, 大量气体从基质系统中扩散进入割理系统, 而此时储层含水饱和度较高, 气相渗透率较小, 故气体“滞留”于割理系

图3 (网络版彩图)数值模型中的Langmuir吸附/解吸曲线

图4 (网络版彩图)不同生产时刻的储层压力分布曲线

图5 (网络版彩图)储层微元压力与含水饱和度间关系曲线

统中, 导致含水饱和度迅速下降. 随着含气饱和度的迅速上升, 气相相对渗透率同样迅速上升, 故当压力小于 3.5 MPa 时, 大部分解吸出的气量能够迅速产出至地

图6 (网络版彩图)本文模型计算的饱和度曲线与数值模拟结果对比

面, 故含水饱和度上升速度变缓. 煤层中一直有水产出且无水源补充, 故该阶段内含水饱和度能够稳定下降.

由图6可知, 本文模型计算得到的饱和度曲线能够与数值模拟结果始终保持高度一致, 本文模型的可靠性得到了验证. 作为一种半解析模型, 与数值模拟器比较, 本文模型的优势在于计算简便, 仅需储层气、水两相相渗曲线即可得到储层压力与流体饱和度间关系, 具有强大的实用性. 鉴于已有的针对煤层气井的产量分析方法、压力分析方法普遍忽略了开采过程中储层饱和度变化梯度, 少部分通过建立数值模拟器考虑了该因素. 故本文模型的提出能填补目前煤层气开发理论的空白, 方便准确计算气、水两相流动拟压力, 为气、水两相渗流问题的解决提供一种准确且简便的方法.

6 结论

基于气、水两相渗流微分方程, 考虑应力敏感、基质收缩与气体解吸, 本文建立了一种能够表征煤储层压力与流体饱和度间关系的半解析模型. 结合气、水两相相渗曲线, 本文通过迭代计算可求解该模型, 进而基于储层压力分布可得到储层内部流体饱和度分布规律.

该模型的可靠性通过与数值模拟结果的对比得到验证. 作为一种半解析模型, 与商业数值模拟软件相比, 本文模型的优势在于计算简单, 仅需要储层气、水两相

相渗曲线即可得到储层微元压力与流体饱和度关系, 方便对储层各物性进行敏感性分析, 具有强大的实用性.

煤储层含水饱和度与压力的变化规律可概括为3个阶段. 以本文的数据为例, 当储层压力高于解吸压力时(>4 MPa), 含水饱和度以极低的梯度缓慢降低; 当储层压力刚低于解吸压力时($3.5\sim 4$ MPa), 含水饱和度会迅速降低; 当储层压力进一步下降(<3.5 MPa), 含水饱

和度会随着压力稳定下降.

该模型的提出填补了目前煤层气开发理论的空白, 有助于准确计算气、水两相流动拟压力, 为煤层气藏产能的准确预测奠定理论基础, 为气、水两相渗流问题的解决提供一种简便的新方法. 能够用于改进现有的煤层气产能模型, 流动物质平衡方程等, 应用前景十分广泛.

参考文献

- 1 Wu K, Chen Z, Li X, et al. Flow behavior of gas confined in nanoporous shale at high pressure: Real gas effect. *Fuel*, 2017, 205: 173–183
- 2 Wu K, Chen Z, Li J, et al. Wettability effect on nanoconfined water flow. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2017, 114: 3358–3363
- 3 Wu K, Li X, Guo C, et al. A unified model for gas transfer in nanopores of shale-gas reservoirs: Coupling pore diffusion and surface diffusion. *SPE J*, 2016, 21: 1583–1611
- 4 Sun Z, Li X, Shi J, et al. Apparent permeability model for real gas transport through shale gas reservoirs considering water distribution characteristic. *Int J Heat Mass Transf*, 2017, 115: 1008–1019
- 5 Wu K, Chen Z, Li X, et al. A model for multiple transport mechanisms through nanopores of shale gas reservoirs with real gas effect-adsorption-mechanic coupling. *Int J Heat Mass Transf*, 2016, 93: 408–426
- 6 Wu K, Chen Z, Li X. Real gas transport through nanopores of varying cross-section type and shape in shale gas reservoirs. *Chem Eng J*, 2015, 281: 813–825
- 7 Wu K, Li X, Wang C, et al. A model for gas transport in microfractures of shale and tight gas reservoirs. *AIChE J*, 2015, 61: 2079–2088
- 8 Xu B, Li X, Ren W, et al. Dewatering rate optimization for coal-bed methane well based on the characteristics of pressure propagation. *Fuel*, 2017, 188: 11–18
- 9 Xu B, Li X, Haghighi M, et al. Optimization of hydraulically fractured well configuration in anisotropic coal-bed methane reservoirs. *Fuel*, 2013, 107: 859–865
- 10 Sun Z, Li X, Shi J, et al. A semi-analytical model for drainage and desorption area expansion during coal-bed methane production. *Fuel*, 2017, 204: 214–226
- 11 石军太, 李相方, 徐兵祥, 等. 煤层气解吸扩散渗流模型研究进展. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2013, 43: 1548–1557
- 12 李相方, 石军太, 杜希瑶, 等. 煤层气开发降压解吸运移机理. *石油勘探与开发*, 2012, 39: 203–213
- 13 Kamal M M, Six J L. Pressure transient testing of methane producing coalbeds (includes associated papers 28013 and 28155). *SPE Adv Tech Ser*, 1993, 1: 195–203
- 14 Seidle J P. Long-term gas deliverability of a dewatered coalbed. *J Pet Tech*, 1993, 45: 564–569
- 15 Clarkson C R, Jordan C L, Gierhart R R, et al. Production data analysis of CBM wells. In: *Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*. Denver, 2007
- 16 Clarkson C R, Bustin R M, Seidle J P. Production-data analysis of single-phase (gas) coalbed-methane wells. *SPE Reserv Eval Eng*, 2007, 10: 312–331
- 17 Clarkson C R, Jordan C L, Ilk D, et al. Rate-transient analysis of 2-phase (gas + water) CBM wells. *J Nat Gas Sci Eng*, 2012, 8: 106–120
- 18 Spivey J P, Semmelbeck M E. Forecasting long-term gas production of dewatered coal seams and fractured gas shales. In: *Low Permeability Reservoirs Symposium*. Denver, 1995
- 19 Xu B, Li X, Haghighi M, et al. An analytical model for desorption area in coal-bed methane production wells. *Fuel*, 2013, 106: 766–772
- 20 Clarkson C R, Qanbari F. A semi-analytical method for forecasting wells completed in low permeability, undersaturated CBM reservoirs. *J Nat Gas Sci Eng*, 2015, 30: 19–27
- 21 Clarkson C R. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices. *Int J Coal Geol*, 2013, 109–110: 101–146
- 22 Chen Z, Liu J, Kabir A, et al. Impact of various parameters on the production of coalbed methane. *SPE J*, 2013, 18: 910–923

- 23 Aminian K, Ameri S. Predicting production performance of CBM reservoirs. *J Nat Gas Sci Eng*, 2009, 1: 25–30
- 24 Gu F, Chalaturnyk R J. Sensitivity study of coalbed methane production with reservoir and geomechanic coupling simulation. *J Can Pet Tech*, 2005, 44: 23–32
- 25 Bumb A C, McKee C R. Gas-well testing in the presence of desorption for coalbed methane and Devonian shale. *SPE Formation Eval*, 1988, 3: 179–185
- 26 Ibrahim A F, Nasr-El-Din H A. A comprehensive model to history match and predict gas/water production from coal seams. *Int J Coal Geol*, 2015, 146: 79–90

A mathematic model for characterizing the relationship between coal reservoir pressure and fluid saturation

SUN Zheng¹, LI XiangFang¹, XU BingXiang², PENG ZeYang¹, SUN FengRui¹, ZHANG Tao¹, FENG Dong¹ & CHEN Yu¹

¹ Key Laboratory for Petroleum Engineering of the Ministry of Education, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

² New Energy Research Center, CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China

At present, the research on the gas water two-phase flow during the development process of coalbed methane reservoirs (CMB) is still weak. Numerous production prediction models and transient production data analysis methods have been developed. However, part of these previous models assume the single water or gas phase within the coal seams, the other part overlook the gradient of fluid saturation and pressure and another part investigate the effect of fluid saturation distribution on productivity by utilizing the concept of average saturation, which is obtained through the derivation of material balance equation in CMB reservoirs. Notably, the average saturation cannot capture the feature of saturation distribution in the coal seams. Therefore, the existed models do not take into account the influence of fluid saturation distribution characteristics on gas well productivity, which result in relatively large error between the present productivity model and the actual CMB wells. In these regards, according to the gas and water two-phase seepage differential equation, considering the stress sensitivity, matrix shrinkage, gas adsorption/desorption effect, this research establishes a mathematical model characterizing the relationship between formation pressure and saturation. Combined with gas-water two-phase relative permeability curve, the model can be solved to obtain the saturation distribution on the basis of reservoir pressure distribution. Moreover, the reliability of the model is verified against commercial numerical simulation software with excellent agreements. The proposed model fills the gap of CMB development theory, and significantly contributes to the precise calculation of the gas-water two-phase pseudo pressure. In addition, it lays a theoretical foundation for accurate prediction of CMB productivity.

coalbed methane reservoirs, pressure distribution, fluid saturation distribution, relative permeability curve, pseudo pressure

doi: [10.1360/N092017-00198](https://doi.org/10.1360/N092017-00198)