

页岩中页岩气渗流系数计算模型*

姚同玉¹, 黄延章², 李继山³

- (1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 青岛 266580;
2. 中国科学院 渗流流体力学研究所, 河北 廊坊 065007;
3. 胜利油田有限责任公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 依据页岩气在页岩孔隙中的渗流行为,建立了页岩气释放、扩散耦合模型,利用 Laplace 变换方法,将耦合模型转化为 Laplace 空间上常微分方程初边值问题,并找到了压力解析解,求得了渗透系数.实例计算验证了渗流模型及解的可靠性,丰富了页岩气不定常渗流理论.

关键词: 页岩气; Laplace 变换; 解析解; 渗透系数

中图分类号: O357.3 **文献标志码:** A

doi: 10.3879/j.issn.1000-0887.2014.08.012

引 言

页岩气渗流是我国渗流力学和油气田开发领域中正在开拓的一个新方向,与砂岩、碳酸盐岩储集层中渗流现象相比,页岩中页岩气渗流明显具双重或多重性^[1-3].在纳米孔隙(1~30 nm)中主要发生页岩气释放环节,即页岩气在孔隙中解吸附、扩散运动,小孔隙越多,这种运动越显著;在页岩基质和微裂缝中,孔隙类型为纳-微米孔隙(100 nm~100 μm),经分级压裂、重复压裂后,与诱导裂缝与天然裂缝沟通,构成页岩气渗流的“高速公路”,渗流机制则以有粘线性流、滑脱流和扩散流等为主^[4-7].

目前,“高速公路”中页岩气流动研究较为详细,即将流动视为扩散、渗透或扩散与渗透的混合过程,通过在基质孔隙-裂缝双重介质中建立不定常渗流模型,经线性化求得数值反演解,以此设计页岩气产能方案^[8-17].本文在此基础上,立足于吸附对页岩气渗流的贡献,建立了纳米孔隙中页岩气释放、扩散耦合模型,用 Laplace 变换,将耦合模型转化为 Laplace 空间上常微分方程初边值问题,并找到了压力解析解,求得了渗透系数,不仅丰富了页岩气不定常渗流理论,对页岩气资源开发也很有意义.

1 页岩气孔隙中页岩气流动特征

页岩气孔隙中,页岩气释放主要环节包括解吸附和扩散运动两个过程,页岩基质中小孔隙越多,页岩气解吸附、扩散运动则越显著,扩散过程符合非稳定流动的 Fick 扩散方程^[5].结合质量守恒定律,页岩气孔隙中页岩气不定常连续渗流方程为^[15]

* 收稿日期: 2013-12-11; 修订日期: 2014-06-16

基金项目: 国家“十二五”科技重大专项课题“致密砂岩气有效开发与评价技术”(2011ZX05013-002)

作者简介: 姚同玉(1976—),女,副教授,博士(通讯作者). E-mail: yaotongyu@126.com).

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + (1 - \phi) \frac{\partial q}{\partial t} = \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\rho k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad (1)$$

式中, t 为时间, ρ 为页岩气密度, q 为吸附密度, ϕ 为岩石孔隙度, p 为压力, k 为渗透系数, μ 为粘度, r 为驱替半径, ρ 的计算公式为

$$\rho = \frac{pM}{zRT}, \quad (2)$$

式中, M 为气体相对分子质量, z 为气体压缩因子, T 为温度, R 为通用气体常数.

定义 K_a 为吸附密度与气相密度导数, 即

$$K_a = \frac{\partial q_d}{\partial \rho}. \quad (3)$$

方程(2)中, q_d 为吸附密度, 定义为

$$q_d = \frac{q_a \rho_s}{V_{std}}, \quad (4)$$

式中, q_a 是页岩气吸附量, ρ_s 为骨架密度, V_{std} 是气体在标准状况下 (273.15 K, 101 325 Pa) 的比体积, $V_{std} = V/M$.

页岩气藏中, 页岩气吸附遵循 Langmuir 等温吸附规律^[1-2], 因此

$$q_a = \frac{q_L p}{p_L + p}, \quad (5)$$

式中, q_L 为 Langmuir 体积, 即某温度条件下单位质量页岩对气体的饱和吸附体积; p_L 为 Langmuir 压力, 即吸附量达到 Langmuir 体积一半的压力.

定义 K 为表观渗透系数, 即

$$K = \frac{k}{\mu c_g [\phi + (1 - \phi) K_a]}, \quad (6)$$

式中, c_g 为气体压缩系数,

$$c_g = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp}. \quad (7)$$

这样, K_a 就表征了吸附作用对渗透系数的贡献.

将式(6)代入到方程(1)中, 得到以压力为变量的扩散型方程:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{K}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\partial p}{\partial r} \right). \quad (8)$$

2 孔隙中吸附作用对孔隙度的影响

页岩气在孔隙表面吸附作用较强, 吸附后会降低孔隙度, 而在开发过程中, 随着压力降低, 页岩气脱附而造成孔隙度增加^[8,13], 为了表达页岩气吸附或脱附造成的孔隙度变化, 引入有效吸附孔隙度的概念, 根据式(3)可知

$$\phi_a = (1 - \phi) K_a, \quad (9)$$

式中, ϕ_a 为有效吸附孔隙度.

将式(3)、(4)、(5)代入式(10)中, 得到吸附对页岩孔隙度的贡献方程为

$$\phi_a = \frac{\rho_s}{V_{std}} \frac{(1 - \phi)}{c_g \rho} \frac{q_L p_L}{(p_L + p)^2}. \quad (10)$$

如果定义

$$f_a = \frac{\phi_a}{\phi}, \quad (11)$$

那么参数 f_a 则表征了页岩气吸附对储气量的贡献。

3 吸附作用对渗透系数的影响

目前,页岩渗透性测试方法有多种,常用的为压力脉冲法,流程图如图 1。

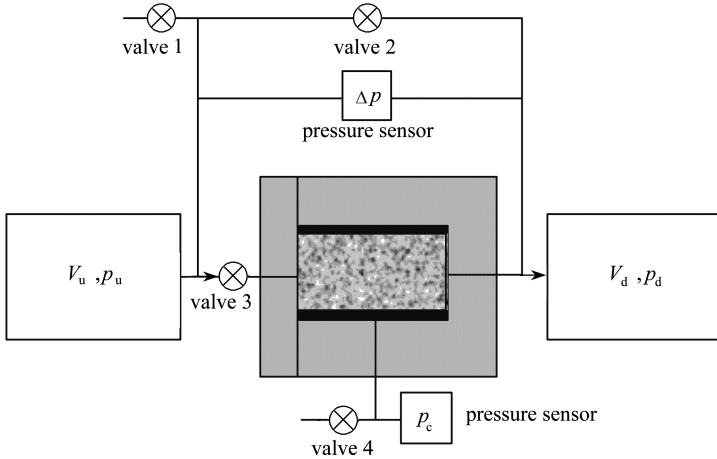


图 1 压力脉冲法测试页岩渗透系数流程图

Fig.1 Schematic of a pulse-decay experimental apparatus

通过分析 $\Delta p \sim t$ 的关系,根据压力变化,得到渗透系数解析解。

图 1 中岩芯中的流动为一维线性渗流,曲率半径无穷大,即方程(8)中的 r 相当于无穷大,

因此 $\frac{2}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \approx 0$, 则忽略 $\frac{2}{r} \frac{\partial p}{\partial r}$, 公式简化为

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{c_g \mu [\phi + (1 - \phi) K_a]} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2}. \quad (12)$$

对应的初始条件和边界条件为

$$p(r, 0) = p_d(0), \quad 0 < r < L, \quad (13)$$

$$p(0, t) = p_u(t), \quad t > 0, \quad (14)$$

$$p(L, t) = p_d(t), \quad t > 0, \quad (15)$$

$$\frac{dp_u}{dt} = \frac{k}{\mu c_g \phi L} \frac{V_p \partial p}{V_u \partial r} \Big|_{r=0}, \quad t > 0, \quad (16)$$

$$\frac{dp_d}{dt} = \frac{k}{\mu c_g \phi L} \frac{V_p \partial p}{V_d \partial r} \Big|_{r=L}, \quad t > 0, \quad (17)$$

式中, L 为岩芯长度, p_u 为上游压力, p_d 为下游压力, V_p 为孔隙体积, V_u 为上游压力仓体积, V_d 为下游压力仓体积。方程(13)为实验初始条件;方程(14)表明岩样上游面与上游压力仓连接;方程(15)表明岩样下游面与下游压力仓连接;方程(16)和方程(17)是岩样端面上物质平衡方程,即方程(16)为上游压力仓中流体减少速度等于其流向岩样的速度,方程(17)为下游压力仓中流体增加速度等于其流出岩样的速度。

将方程(12)、(16)、(17)进行 Laplace 变换,得到

$$\frac{\partial^2 \bar{p}}{\partial r^2} - q^2 \bar{p} = 0, \quad 0 < r < L, \quad (18)$$

$$-\frac{\partial \bar{p}}{\partial r} + \lambda_1 o \bar{p} = 0, \quad r = 0, \quad (19)$$

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial r} + \lambda_2 o \bar{p} = \frac{p_u(0)}{\lambda_2}, \quad r = L, \quad (20)$$

这里 \bar{p} 为变换变量, o 为变换参数.

$$q = \sqrt{\frac{o}{K}}, \quad (21)$$

$$\lambda_1 = \frac{V_u}{K[\phi + (1 - \phi)K_a]A}, \quad (22)$$

$$\lambda_2 = \frac{V_d}{K[\phi + (1 - \phi)K_a]A}, \quad (23)$$

式中, A 为岩芯横截面积.

方程(18)在边界条件(19)、(20)下的解为

$$\bar{p} = \frac{p_u(0)\lambda_2[(q + \lambda_1 o)e^{qr} + (q - \lambda_1 o)e^{-qr}]}{(q + \lambda_1 o)(q + \lambda_2 o)e^{qL} - (q - \lambda_1 o)(q - \lambda_2 o)e^{-qL}}. \quad (24)$$

方程(24)可以写为

$$\bar{p} = \frac{p_u(0)\lambda_2[q \cosh(qr) + \lambda_1 o \sinh(qr)]}{oq(\lambda_1 + \lambda_2) \cosh(qL) + (q^2 + \lambda_1 \lambda_2 o^2) \sinh(qL)}. \quad (25)$$

将 \bar{h} 进行反变换,即用 Bromwich 积分

$$p = \frac{1}{2\pi i} \int_{c-i\infty}^{c+i\infty} e^{ot} \bar{p}(o) do, \quad (26)$$

式中, c 为实数, $o = c$ 在被积分函数 $\bar{p}(o)$ 奇点右侧.用围道积分求方程(26),积分路径如图 2,图中 u 为实轴, v 为虚轴.

当 $R \rightarrow \infty$, 这样根据 Cauchy(柯西)残数定理,

$$p = \sum_m \operatorname{Re} s(o_m), \quad (27)$$

方程中 o_m 为积分函数极点, $e^{ot} \bar{p}(o)$ 和 $\operatorname{Re} s(o_m)$ 为相关留数.

显然,在 $o = 0$ 时,积分被积函数出现极点,根据方程(25),剩余积分极点满足

$$oq(\lambda_1 + \lambda_2) \cos(qL) + (q^2 + \lambda_1 \lambda_2 o^2) \sinh(qL) = 0. \quad (28)$$

上述方程有唯一解条件是 qL 为虚数.

$$qL = i\theta, \quad (29)$$

式中, θ 为实数,剩余极点为

$$o_m = -\theta_m^2 K / (V_p L^2). \quad (30)$$

将方程(29)、(30)代入到式(28)中, θ_m 满足,

$$\theta(\lambda_1 + \lambda_2) \cos \theta + (V_p L / K - \lambda_1 \lambda_2 \theta^2 K / (V_p L)) \sin \theta = 0. \quad (31)$$

方程(31)还可以写成

$$\tan \theta = \frac{(a+b)\theta}{(\theta^2 - ab)}, \quad (32)$$

式中, $a = V_p(1 + f_a)/V_u$, $b = V_p(1 + f_a)/V_d$, 即渗流中考虑吸附现象。

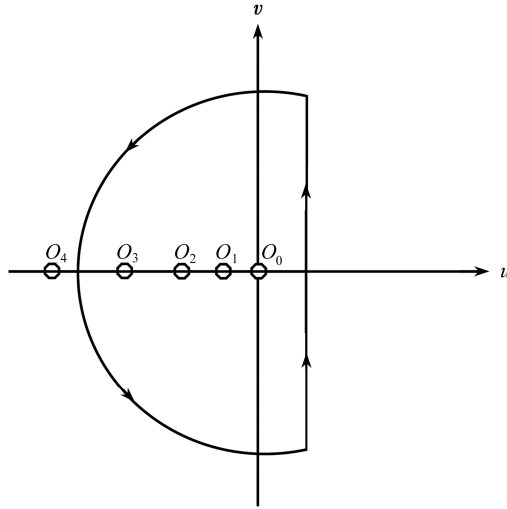


图2 Laplace 反变换积分中围道积分路径

Fig.2 Path of contour integration for the inverse Laplace transform

上游压力仓中压力变化为

$$\frac{p_1(t_D) - p_2(0)}{p_1(0) - p_2(0)} = \frac{b}{a+b+ab} + 2 \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(-t_D \theta_m^2) (ab^2 + a\theta_m^2)}{\theta_m^4 + \theta_m^2 (a + a^2 + b + b^2) + ab(a+b+ab)}, \quad (33)$$

下游压力仓中压力变化为

$$\frac{p_2(t_D) - p_2(0)}{p_1(0) - p_2(0)} = \frac{b}{a+b+ab} + 2 \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(-t_D \theta_m^2) (ab^2 - b\theta_m^2)}{\theta_m^4 + \theta_m^2 (a + a^2 + b + b^2) + ab(a+b+ab) \cos \theta_m}, \quad (34)$$

式中, 无因次时间定义为

$$t_D = \frac{kt}{c_g \mu \phi L^2}. \quad (35)$$

定义无因次压力, 即

$$\Delta p_D = \frac{p_u(t) - p_d(t)}{p_u(0) - p_d(0)}, \quad (36)$$

$\Delta p_D(a, b, t_D) =$

$$2 \sum_{m=1}^{\infty} \exp(-t_D \theta_m^2) \cdot \frac{a(b^2 + \theta_m^2) - (-1)^m b \sqrt{(a^2 + \theta_m^2)(b^2 + \theta_m^2)}}{\theta_m^4 + \theta_m^2 (a + a^2 + b + b^2) + ab(a+b+ab)}. \quad (37)$$

从式(37)可以看出, $a = b$ 时, 方程中偶数项为0; $a \neq b$ 时, 在早期和较高压差下, $m \geq 3$ 的高阶项消失, 例如 $a = b = 1$, 第2项为0, 并且如果 $t_D = 0.1$, 高阶项仅贡献0.16%, a 和 b 越小, 高阶项贡献率越小, 即 $m = 1$ 项远大于其他项, 压力衰减为指数型衰减. 而实验中, 压力在长时

间内只是时间参数的指数函数,所以计算中取 $\tan \theta = (a + b)\theta / (\theta^2 - ab)$ 为首根. Δp_D 则为 t_D 线性函数.

方程(37)简化为

$$\ln \Delta p_D = \ln f_0 + s_1 t. \tag{38}$$

并令 f_0 为常量, f_1 定义为

$$f_1 = \frac{\theta_1^2}{a + b}, \tag{39}$$

θ_1 为超越方程(32)的基础解, s_1 则为

$$s_1 = - \frac{k f_1 A \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right)}{\mu L c_g}. \tag{40}$$

所以,根据压力衰减实验结果,计算 Δp_D , 与时间参数关联,得到直线,拟合得到斜率 s_1 , 则可以计算渗透系数,即

$$k = - \frac{s_1 \mu L c_g}{f_1 A \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right)}. \tag{41}$$

由此看来,吸附对渗透性的影响通过其影响孔隙体积实现.

4 算例分析

本文用压力脉冲数值实验计算了 10 块岩芯的渗透系数,岩芯参数列于表 1 中.计算中参数如下:气体相对分子质量为 16,气体压缩因子 $z = 1.0$,粘度 $\mu = 1.8 \times 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$.岩芯直径为 $D = 2.5 \text{ cm}$,长度为 $L = 5 \text{ cm}$, T 为 298.15 K, $\rho_s = 1.5 \text{ g/cm}^3$,渗透系数 $k = 5 \times 10^{-10} \text{ }\mu\text{m}^2$,孔隙体积为 0.95 cm^3 .

有效吸附孔隙度利用公式(10)计算,页岩气密度用公式(2)计算,可以得到不同压力下计算结果,表 1 是部分计算结果,将结果成图,得到图 3.

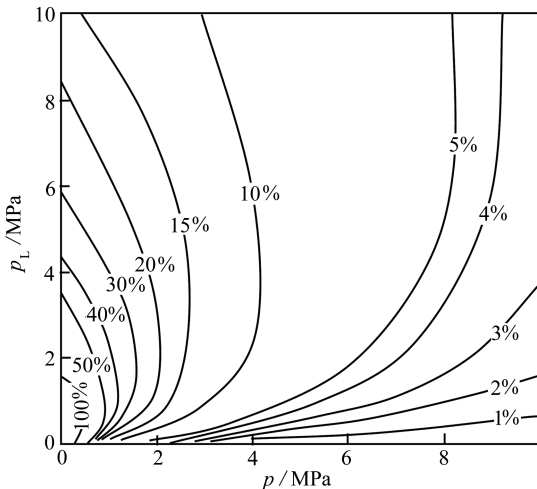


图 3 有效吸附孔隙度等值线图

Fig.3 Contour map of the effective adsorption porosity

从图3看出,对于Langmuir吸附,实验压力越低,有效吸附孔隙度则越大,如Langmuir吸附量为10 mL/g,在实验压力达到8 MPa时,有效吸附孔隙度一般大于2%,在低压下,如1.0 MPa,可以高达50%。

表1 有效吸附孔隙度计算结果

Table 1 Calculation results of the effective adsorption porosity

p/MPa	p_L/MPa	$q_L/(\text{cm}^3/\text{g})$	$V_{\text{std}}/(\text{cm}^3/\text{g})$	$c_g/(\text{MPa}^{-1})$	$\rho/(\text{g}/\text{cm}^3)$	$\phi_a/(\%)$
2	6	10	1 400	0.500 0	0.012 9	14.96
4	6	10	1 400	0.250 0	0.025 8	9.57
6	6	10	1 400	0.166 7	0.038 7	6.65
8	6	10	1 400	0.125 0	0.051 6	4.88
10	6	10	1 400	0.100 0	0.064 5	3.74

表2 岩芯渗透系数计算结果

Table 2 Calculation results of the core permeability coefficient

core	V_p/cm^3	$\phi/(\%)$	V_u/cm^3	p/MPa	p_L/MPa	$q_L/(\text{cm}^3/\text{g})$	V_p/V_u
1	0.95	3.89	1	2	6	10	0.95
2	0.95	3.89	1	4	6	10	0.95
3	0.95	3.89	1	6	6	10	0.95
4	0.95	3.89	1	8	6	10	0.95
5	0.95	3.89	1	10	6	10	0.95
6	0.95	3.89	30	2	6	10	0.03
7	0.95	3.89	30	4	6	10	0.03
8	0.95	3.89	30	6	6	10	0.03
9	0.95	3.89	30	8	6	10	0.03
10	0.95	3.89	30	10	6	10	0.03

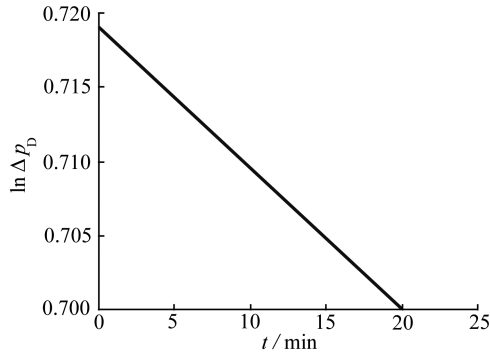
core	$\phi_a/(\%)$	ϕ_a/ϕ	$k/\mu\text{m}^2$	$\delta_k/(\%)$	$k^*/\mu\text{m}^2$	$\delta_{k^*}/(\%)$
1	14.96	3.85	5.01×10^{-10}	0.22	2.99×10^{-10}	40.30
2	9.57	2.46	5.01×10^{-10}	0.22	3.43×10^{-10}	31.36
3	6.65	1.71	5.01×10^{-10}	0.22	3.96×10^{-10}	20.71
4	4.88	1.26	5.01×10^{-10}	0.22	4.13×10^{-10}	17.36
5	3.74	0.96	5.01×10^{-10}	0.22	4.46×10^{-10}	10.80
6	14.96	3.85	5.02×10^{-10}	0.40	4.59×10^{-10}	8.20
7	9.57	2.46	5.02×10^{-10}	0.40	4.64×10^{-10}	7.23
8	6.65	1.71	5.02×10^{-10}	0.40	4.72×10^{-10}	5.52
9	4.88	1.26	5.02×10^{-10}	0.40	4.88×10^{-10}	2.47
10	3.74	0.96	5.02×10^{-10}	0.40	4.94×10^{-10}	1.28

注 k^* 为考虑吸附作用时的渗透系数; δ_k 为 k 的误差; δ_{k^*} 为 k^* 的误差。

Note k^* is the permeability coefficient determined without considering adsorption; δ_k is the error of k ; δ_{k^*} is the error of k^* .

计算渗透系数时,Langmuir 压力为 $p_L = 6.0 \text{ MPa}$ 。从公式(38)知, $\ln \Delta p_D$ 与 t 之间为直线关系,斜率为 s_1 ,因此,做出 $\ln \Delta p_D \sim t$ 图,如图4,可以得到斜率 s_1 ,而后求解方程(31)的首根 θ_1 ,根据方程(39)求解 f_1 ,最后根据方程(41)求解渗透系数 k 。

为了对比,还计算了不考虑页岩气吸附的渗透系数,计算方法同上,只是 $\phi_a = 0$,所以 $f_a = 0$, $a = V_p/V_u$, $b = V_p/V_d$ 。计算结果列于表2。

图4 $\ln \Delta p_D \sim t$ 曲线Fig.4 Curve of $\ln \Delta p_D \sim t$

从表2可以看出,如果考虑吸附作用,计算的渗透系数误差均小于0.40%。如果不考虑吸附作用,渗透系数计算结果将偏小。如果 V_p/V_u 很小,即上游压力仓体积远远大于岩芯孔隙体积,或者有效吸附孔隙度 ϕ_a 小于或近似于真实孔隙度 ϕ ,计算误差小于10%,如岩芯6~10,由于 V_p/V_u 只有0.03,因此,渗透系数计算误差较小;而且随着 ϕ_a/ϕ 增加,误差增大。但是, V_p/V_u 较高或 ϕ_a/ϕ 较大,则误差在10%以上,如1号岩芯误差达到40.30%。

5 结 论

1) 页岩气释放主要环节包括解吸附和扩散运动两个过程,吸附对有效孔隙度和渗透系数都具有重要影响。

2) 建立了纳米孔隙中页岩气释放、扩散耦合模型,用Laplace变换,将耦合模型转化为Laplace空间上常微分方程初边值问题,并找到了压力解析解,求得了渗透系数,

3) 实例计算验证了渗流模型及解的可靠性。

参考文献(References):

- [1] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, Jarvie D M. Morphology, genesis, and distribution of nonometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, **79**(12): 848-861.
- [2] Curtis M E, Ambrose R J, Sonsergeld C H, Sondergeld C H. Structural characterization of gas shales on the micro- and nano-scales [C]//*Proceeding of Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE-137693-MS.
- [3] Sondergeld C H, Ambrose R J, Rai C S, Moncrieff J. Micro-structural studies of gas shales [C]//*Proceeding of SPE Unconventional Gas Conference*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA: Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE-131771-MS.
- [4] Darabi H, Ettehad A, Javadpour F, Sepehrnoori K. Gas flow in ultra-tight shale strata[J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 2012, **710**: 641-658.
- [5] Civan F. A review of approaches for describing gas transfer through extremely tight porous media[C]//*Proceedings of the Third International Conference on Porous Media and Its Applications in Science, Engineering, and Industry*. Montecatini, Italy, 2010: 53-58.
- [6] 段永刚,魏明强,李建秋,唐艳. 页岩气藏渗流机理及压裂井产能评价[J]. 重庆大学学报, 2011, **34**(4): 62-66. (DUAN Yong-gang, WEI Ming-qiang, LI Jian-qiu, TANG Yan. Shale gas

- seepage mechanism and fractured wells production evaluation[J]. *Journal of Chongqing University*, 2011, **34**(4): 62-66. (in Chinese))
- [7] 关富佳, 吴恩江, 邱争科, 常铁龙. 页岩气渗流机理对气藏开采的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2011, **30**(2): 80-83. (GUAN Fu-jia, WU En-jiang, QIU Zheng-ke, CHANG Tie-long. Effect of shale gas flow mechanism on development of gas reservoir[J]. *Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing*, 2011, **30**(2): 80-83. (in Chinese))
- [8] 姚同玉, 黄延章, 李继山. 页岩气在超低渗介质中的渗流行为[J]. 力学学报, 2012, **44**(6): 990-995. (YAO Tong-yu, HUANG Yan-zhang, LI Ji-shan. Flow regim for shale gas in extra low permeability porous media[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2012, **44**(6): 990-995. (in Chinese))
- [9] Azom P N, Javadpour F. Dual-continuum modeling of shale and tight gas reservoirs[C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2012; SPE-159584-MS.
- [10] Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 2010, **82**(2): 375-384.
- [11] 彭凯, 宁正福, 王桂丽. 页岩气藏双重介质渗流模型研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2012, **14**(1): 8-11, 22. (PENG Kai, NING Zheng-fu, WANG Gui-li. Study for flow model in dual-porosity of shale gas reservoirs[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Science Edition)*, 2012, **14**(1): 8-11, 22. (in Chinese))
- [12] 盛茂, 李根生, 黄中伟, 田守嵘, Shah S. 页岩气藏流固耦合渗流模型及有限元求解[J]. 岩石力学与工程学报, 2013, **32**(9): 1894-1900. (SHENG Mao, LI Gen-sheng, HUANG Zhong-wei, TIAN Shou-ceng, Shah S. Hydro-mechanical coupling model of shale gas reservoir and its finite element analysis[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2013, **32**(9): 1894-1900. (in Chinese))
- [13] 唐颖, 张金川, 刘珠江, 李乐忠. 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 Jin-chuan, LIU Zhu-jiang, LI Le-zhong. Use and improvement of the desorption method in shale gas content tests[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, **31**(10): 108-112. (in Chinese))
- [14] Hudson J, Civan F, Michel-Villazon G, Devegowda D, Sigal R. Modeling multiple-porositytransport in gas-bearing shale formations[C]//*Proceedings of the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Mexico City, Mexico, 2012.
- [15] Roy S, Raju R, Chuang H F, Cruden B A, Meyyappan M. Modeling gas flow through microchannels and nanopores[J]. *Journal of Applied Physics*, 2003, **93**(8): 4870-4879.
- [16] 张士诚, 牟松茹, 崔勇. 页岩气压裂数值模型分析[J]. 天然气工业, 2011, **31**(12): 81-84. (ZHANG Shi-cheng, MOU Song-ru, CUI Yong. Numerical simulation models with hydraulic fracturing in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, **31**(12): 81-84. (in Chinese))
- [17] 李晓强, 周志宇, 冯光, 代曙光, 苏娜. 页岩基质扩散流动对页岩气井产能的影响[J]. 油气藏评价与开发, 2011, **1**(5): 67-70. (LI Xiao-qiang, ZHOU Zhi-yu, FENG Guang, DAI Shu-guang, SU Na. The impact of shale matrix diffusion flow on shale gas capacity[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2011, **1**(5): 67-70. (in Chinese))

Calculation Model for the Permeability Coefficient of Shale Gas in Shale Matrix

YAO Tong-yu¹, HUANG Yan-zhang², LI Ji-shan³

(1. *School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, P.R.China;*

2. *Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang, Hebei 065007, P.R.China;*

3. *Geological and Scientific Research Institute of Shengli Oilfield Company Ltd., Dongying, Shandong 257015, P.R.China)*

Abstract: According to the seepage behavior of shale gas in shale matrix, a coupling model for both the shale gas release and diffusion was established. With the Laplace transform method, the coupling model was converted to initial and boundary value problems of ordinary differential equations in the Laplace space. Then the analytical solution of pressure was found, and the permeability coefficient was obtained. The calculation of some specific examples prove reliability of the seepage model and correctness of the solution. The results indicate that the shale gas release process is mainly composed of two actions of adsorption and diffusion, in which the adsorption action has substantial influences on both the effective porosity and the permeability coefficient of the shales. This research enriches the unsteady seepage theory about shale gas.

Key words: shale gas; Laplace transform; analytical solution; permeability coefficient