

# 页岩气井组分比例变化规律研究<sup>1)</sup>

李道伦 \*<sup>2)</sup> 郑德温 † 方朝合 † 张龙军 \*\* 查文舒 \* 卢德唐 \*\*

\*(合肥工业大学, 合肥 230009)

†(中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007)

\*\*(中国科学技术大学, 合肥 230027)

**摘要** 页岩气开发过程中, 生产井产出气的组分比例会随时间发生变化。本文基于组分模型数值模拟研究了生产井中甲烷组分比例变化的规律。研究表明, 吸附气、渗透率与孔隙度影响页岩气组分比例的瞬态响应特征。吸附气显著影响组分比例的变化规律, 吸附量的大小决定组分比例的变化值及组分比例导数曲线的上下位置。渗透率影响组分比例初期变化规律, 但在后期, 不同渗透率对瞬态组分比例规律的影响基本一致。孔隙度对组分比例变化及其导数曲线的影响与吸附气的影响类似, 但在生产初期, 孔隙度对组分比例的影响要小于吸附气对组分比例的影响。本文的研究提供了一种进行页岩地层参数评价的新方法。

**关键词** 组分比例, 吸附, 视渗透率, 页岩气, 参数评价

中图分类号: TE319 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-15-129

## 引言

页岩气是从页岩中开采出来的天然气, 以吸附态、游离态和溶解态等形式赋存在地层中, 其主要成分是甲烷, 另有少量的乙烷、二氧化碳、丙烷和丁烷等<sup>[1-3]</sup>。由于页岩气的成功开发, 美国在 2014 年从能源进口国变为能源出口国。我国高度重视页岩气开发, 2010 年完钻第一口页岩气井, 至 2013 年 7 月已完钻 70 多口页岩气井<sup>[4-5]</sup>。

页岩气储层孔径一般为 5~200 nm<sup>[2,6]</sup>, 其渗透率在几十到几百纳达西间<sup>[7]</sup>。这时壁面与气体分子的相互碰撞对流动的影响已不能忽略。因而, 在页岩气的流动规律中, 除连续流外, 还需考虑滑移流、过渡流、克努森扩散等。其次, 页岩的天然微裂缝发育不完善, 还不能形成有效的流动通道, 只有通过水平井多段压裂来提高接触面积, 提高流动能力, 才能达到经济规模开采规模。另外, 页岩中气主要以自由态和吸附态的形式赋存, 少量溶解在有机质中, 以溶解态的形式赋存, 极少部分溶解在油和水中<sup>[1]</sup>。

2015-04-13 收稿, 2015-05-19 录用, 2015-05-29 网络版发表。

1) 国家重大科技专项 (2011ZX05009-006), 973 项目 (2011CB707305), 中国科学院战略性先导科技专项 (XDB10030402) 和中石油科学与技术开发项目 (2015A-4812) 资助项目。

2) 李道伦, 教授, 主要研究方向: 渗流机理研究、页岩气流动机理研究、油藏数值模拟. E-mail: Ldaol@ustc.edu.cn

引用格式: 李道伦, 郑德温, 方朝合, 张龙军, 查文舒, 卢德唐. 页岩气井组分比例变化规律研究. 力学学报, 2015, 47(6): 899-905

Li Daolun, Zheng Dewen, Fang Chaohe, Zhang Longjun, Zha Wenshu, Lu Detang. Sensitivity study of flowing gas composition for wells in shale gas reservoir. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015, 47(6): 899-905

这些给页岩的实验、数据解释、地层参数评价等都带来了全新的挑战。首先是实验及其数据解释的挑战。由于极低的渗透率使得测量结果极易受到设备精度与各种噪音的干扰, 同一岩心在不同实验室测量的结果会相差几个数量级<sup>[8]</sup>。在进行吸附实验时, 气体很难在短时间内进入页岩基岩内部, 从而使测量的吸附量值偏小。目前所报道的实验所测的页岩气吸附量在总储量中所占的比例偏低, 基本处于下限, 例如 Ambrose 等<sup>[9]</sup> 所测的吸附气仅占总储量的 23%。然而, 学术界普遍认为, 页岩气的吸附量可达总储量的 80%。例如, 张金川等<sup>[3]</sup> 认为吸附所占的气体含量在 20%~80% 间。Nelson<sup>[2]</sup> 认为吸附气体含量为 20%~85%。

由于气体在页岩流动时, 多种流动机理并存, 不同的流动机理都会对页岩的流动能力产生影响, 因受到所考虑的流动机理的异同、是否考虑吸附效应、应力敏感等影响, 从而不同模型下的解释结果有很大的差异。Civian 等<sup>[10]</sup> 首先研究了视渗透率

公式,然后将 Langmuir 吸附等引入到页岩气流动方程中<sup>[11]</sup>,使用数值解对测试数据进行了解释。2012年,Civan 等<sup>[12]</sup>进行了模型改进,给出了更为严格的解析解,讨论了改进模型对解释结果的影响。视渗透率模型是页岩气流动机理研究的热点之一,很多学者对此进行了研究。Javadpour<sup>[13]</sup>研究了滑脱效应及 Knudsen 扩散效应下的视渗透率公式。Darabi 等<sup>[14]</sup>研究了克努森扩散效应对流动的影响。Niu 等<sup>[15]</sup>研究了气体分子的固壁效应对流动的影响,并建立了新视渗透率公式。Zhang 等<sup>[16]</sup>研究了表面扩散对流动的影响,并认为表面扩散在低压力情形下对流动贡献可达 20% 以上。

压力数据解释方法是传统的对地层与井筒参数进行解释与评价的方法。Brown 等<sup>[17]</sup>研究了三线性流下的页岩压力响应特征,Guo 等<sup>[18]</sup>研究了双孔介质下的页岩气试井曲线特征。然而,由于页岩气开发中的井底压力难以测量、现有解释方法的不适用性,更多的学者研究了生产数据分析方法。Hasan 等<sup>[19]</sup>提出了两种基于解析模型的生产数据分析方法。Medeiros 等<sup>[20]</sup>研究了半解析半数值和全数值的方法。Clarkson 等<sup>[21]</sup>研究了考虑动态滑脱效应、Langmuir 吸附、压敏性等情形下的生产数据分析方法。Moridis 等<sup>[22]</sup>通过复杂数学模型,研究了温度等对页岩气流动的影响。基于 PEBI 网格,Li 等<sup>[23]</sup>研究了吸附量对井底压力曲线转折角度的影响,渗透率对转折位置的影响。Freeman 等<sup>[24]</sup>用能模拟传质运动的尘-气 (Dusty-gas) 模型研究了页岩气的组分变化规律。Cipolla 等<sup>[25]</sup>则报道了双渗模型下的吸附、应力敏感等对页岩气产能的影响,但没有给出数学模型。Zhang 等<sup>[26]</sup>研究气体组分比例的变化规律。Li 等<sup>[27]</sup>进一步研究了组分导数与吸附量间的关系。

本文在文献[26-27]的基础上深入研究气体组分比例的变化规律,研究组分比例变化、组分比例导数在不同吸附量、不同渗透率、不同孔隙度下的变化规律。

## 1 流动方程

### 1.1 组分模型

对网格  $j$ , 气体中第  $i$  个组分的质量守恒方程可表示为

$$\sum_l (T \lambda_g \rho_g y_i)_{lj} (p_l - p_j) = \frac{\partial}{\partial t} (V \phi \rho_g y_i + V \rho_s V_{\text{ads},i} \rho_{g,\text{std}})_j + \rho_g y_i q_g, \\ i = 1, 2, \dots, m \quad (1)$$

其中,  $V$  为网格体积;  $l$  为网格  $j$  的相邻网格;  $\phi$  为孔隙度;  $y_i$  为组分  $i$  所占的摩尔分数;  $m$  为组分的总个数;  $\rho_s$  为岩石密度;  $\rho_{g,\text{std}}$  为标准状态下的气体摩尔密度;  $\rho_g$  为地层条件下的气体摩尔密度;  $V_{\text{ads},i}$  为组分  $i$  的吸附体积;  $q_g$  为气体生产速率;  $\mu_g$  为气体黏度; 传导率  $T_{lj} = G_{lj} \cdot k_{lj}$  为两个相邻网格  $l$  与  $j$  的几何因子与视渗透率  $k_l$  与  $k_j$  的几何平均,  $G_{lj}$  与  $k_{lj}$  的修正及其计算可参考文献[28]。

视渗透率可写为如下形式<sup>[10]</sup>

$$k_i = k_0 (1 + \alpha K_{n,i}) \left( 1 + \frac{4K_{n,i}}{1 + K_{n,i}} \right)$$

其中  $\alpha = \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1}(4K_{n,i}^{0.4})$ ,  $K_{n,i}$  为组分  $i$  的克努森数。

方程(1)的右边的气体吸附项中的  $V_{\text{ads},i}$  是组分  $i$  在当前压力下的吸附量,由多组分 Langmuir 等温吸附公式描述。气体组分  $i$  的吸附体积可表示为

$$V_{\text{ads},i} = V_{L,i} \frac{y_i P}{P_{L,i} \left( 1 + \sum_{j=1}^n y_j \frac{P}{P_{L,j}} \right)}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

$V_{L,i}$  和  $P_{L,i}$  分别是组分  $i$  的极限吸附体积和 Langmuir 压力。将所有组分的吸附体积相加,即得到气藏气体吸附体积的总和

$$V_{\text{ads}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{ads},i} = \sum_{i=1}^n V_{L,i} \frac{y_i P}{P_{L,i} \left( 1 + \sum_{j=1}^n y_j \frac{P}{P_{L,j}} \right)} \quad (3)$$

方程(1)右边的第 2 项为井项,表示气体生产或者注入的量

$$q_g = \frac{2\pi kh}{\mu_g [\ln(r_e/r_w) + S]} (p_l - p_{wf}) \quad (4)$$

对定产量井,考虑井储时,还需附加方程

$$\frac{2\pi kh}{\mu_g [\ln(r_e/r_w) + S]} (p_l - p_{wf}) - \frac{C}{\Delta t} (p_{wf}^{n+1} - p_{wf}^n) = Q \quad (5)$$

其中,  $C$  为井储系数。

### 2 网格划分

非结构 PEBI 网格 (perpendicular bisection) 是一种局部正交网格,其任意两个相邻网格的交界面垂直平分相应网格节点的连线。Heinemann 等首次将其

应用到油藏模拟中<sup>[29]</sup>。研究表明 PEBI 网格具有易于描述油藏复杂边界、近井附近流动、描述水平井等优点。由于 PEBI 网格具有非结构网格的灵活性, 最终的离散方程与笛卡尔网格有限差分格式相似, 因而 PEBI 网格兼有笛卡尔网格的规则性与有限元网格的灵活性, 并在数值试井中得到了广泛的应用<sup>[28]</sup>。

## 2.1 组分模型

利用有限体积法对组分质量守恒方程进行离散, 然后利用守恒格式对其进行线性化, 最终得到线性方程组, 即可采用牛顿迭代法进行求解。

这里以累积项  $\frac{\partial}{\partial t}(V\phi\rho_g y_i)$  为例, 给出离散与线性化过程。累积项的离散格式为

$$\frac{\partial}{\partial t}(V\phi\rho_g y_i) = V \frac{(\phi\rho_g y_i)^{n+1} - (\phi\rho_g y_i)^n}{\Delta t} \quad (6)$$

式(6)中的  $(\phi\rho_g y_i)^{n+1} - (\phi\rho_g y_i)^n$  的守恒线性化格式为

$$(\rho_g\phi)^n \delta y_i + y_i^{n+1} \rho_g^n \delta\phi + (y_i\phi)^{n+1} \delta\rho_g \quad (7)$$

式(7)中的孔隙度  $\phi$  为压力的函数, 气体密度  $\rho_g$  为压力及组分比例的函数, 相应的线性化形式为

$$\delta\phi = \phi^{n+1} - \phi^n = \left(\frac{\partial\phi}{\partial p}\right)^n \delta p \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \delta\rho &= \left(\frac{\partial\rho}{\partial p}\right)^n \delta p + \sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial\rho}{\partial y_i}\right)^n \delta y_i = \\ &\quad \left(\frac{\partial\rho}{\partial p}\right)^n \delta p + \sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial\rho}{\partial y_i} - \frac{\partial\rho}{\partial y_m}\right)^n \delta y_i \end{aligned} \quad (9)$$

$$\frac{\partial\rho}{\partial p} = \frac{\rho}{p} - \frac{\rho}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p}, \quad \frac{\partial\rho}{\partial y_i} = -\frac{\rho}{Z} \frac{\partial Z}{\partial y_i} \quad (10)$$

整理上述式子, 并用迭代步  $v$  时的值代替  $n+1$  时步的值, 可得累积项守恒形式的线性化结果为

$$\begin{aligned} \frac{V}{\Delta t} \left\{ (\phi\rho)^n \delta y_i + \left[ (y_i\phi)^v \left(\frac{\partial\rho}{\partial p}\right)^n + y_i^v \rho^n \left(\frac{\partial\phi}{\partial p}\right)^n \right] \delta p + \right. \\ \left. (y_i\phi)^v \sum_{i=1}^{m-1} \left(\frac{\partial\rho}{\partial y_i} - \frac{\partial\rho}{\partial y_m}\right)^n \delta y_i \right\} \end{aligned} \quad (11)$$

其他项的线性化可类似处理。

组分模型求解的更多内容可见文献<sup>[29]</sup>。由于本文的组分模型不涉及相变, 因而求解比一般的组分模型简单。

## 3 组分变化及组分导数

为更好地描述组分比例变化规律, 须定义组分比例变化与组分比例导数。设气体组分随时间变化

的序列为  $\{t_j, c_j\}$ ,  $j = 0, 1, 2, \dots, m$ .  $\{t_0, c_0\}$  为初始时刻下的组分比例, 即初始时间  $t_0$  下的某气体的组分比例为  $c_0$ ,  $c_j$  为时间  $t_j$  下的组分比例。组分比例变化  $dc_j$  与组分比例导数  $dc'$  分别定义为

$$\begin{cases} dc_j = |c_j - c_0| \\ dc' = \left|\frac{dc}{dt}\right| t \end{cases}$$

## 4 计算与分析

气藏中央有一口垂直裂缝井, 其位置分布及气藏网格划分如图 1 所示, 相关参数如表 1 所示。

设气藏中初始气体组分为  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  和  $\text{C}_2\text{H}_6$ , 其含量分别为 2%, 80% 和 18%, 吸附常数如表 2 所示。

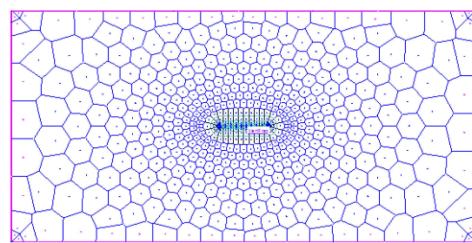


图 1 垂直裂缝井在页岩气藏中的位置及网格的分布  
Fig. 1 Position of vertical fractured well and its gridding

表 1 页岩气藏参数

Table 1 Shale-gas reservoir parameters

Name	Value
reservoir	2 km×1 km×0.1 km
half length of fracture/m	100
wellbore storage /(m <sup>3</sup> /MPa)	1
rate/(m <sup>3</sup> /d)	1×10 <sup>4</sup>
permeability/nm <sup>2</sup>	4.93
porosity	5%
temperature/K	333
production time/a	137
initial pressure/MPa	20

表 2 不同组分的 Langmuir 吸附常数<sup>[9]</sup>

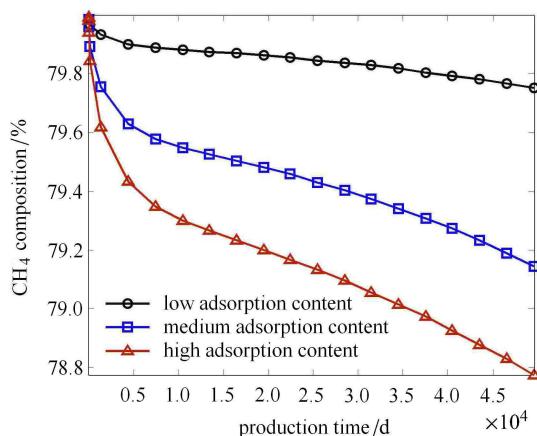
Table 2 Langmuir adsorption constant for different components<sup>[9]</sup>

	$\text{CO}_2$	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$
$V_L/(m^3 \cdot t^{-1})$	4.1	1.6	2.6
$P_L/\text{MPa}$	5.76	10.77	5.59

#### 4.1 吸附能力对组分比例的影响

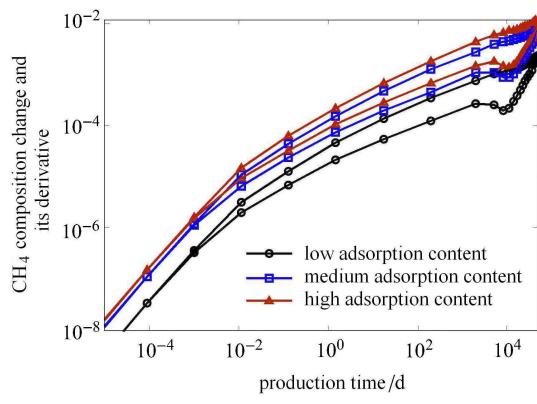
根据其 Langmuir 吸附参数推算得知, 吸附气的含量仅约占气体总储量的 23% 左右。表 2 中的吸附气占总气体储量约 23%, 属于低吸附能力气藏。为研究不同吸附量下的气体组分比例变化规律, 将表 2 中的吸附体积扩大 5 倍和 10 倍, 分别记为 5VL 和 10VL。将表 2 中的吸附体积记为 1VL。下面将 1VL, 5VL 和 10VL 分别称为低吸附、中吸附和高吸附。

图 2 给出了低吸附、中吸附、高吸附的组分变化规律。图 2(a) 表明, 吸附量越大, 生产井中的甲烷组分比例下降越快。这表明组分比例的下降的速度反映地层吸附量的大小。图 2(b) 表明, 不同吸附量下的组分曲线(组分比例变化曲线  $dc_j$  及其导数曲线  $dc'$ ) 明显受吸附量的影响。吸附量越大,  $dc_j$  与  $dc'$  的曲线



(a) 不同吸附量下的组分比例

(a) Composition under different adsorption content



(b) 不同吸附量下的组分比例变化、组分比例导数

(b)  $dc$  and  $dc'$  under different adsorption content

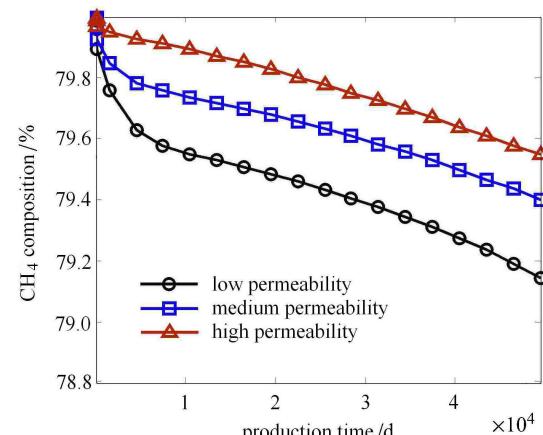
图 2 吸附量(低中高吸附量分别为 1VL, 5VL 和 10VL)对组分的影响

Fig. 2 Effect of adsorption content on composition (low, medium and high adsorption content are 1VL, 5VL and 10V, respectively)

越高, 而且吸附量影响曲线  $dc_j$  与  $dc'$  的整体上下位置。因而,  $dc_j$  与  $dc'$  的曲线更能清晰反映吸附量的大小。

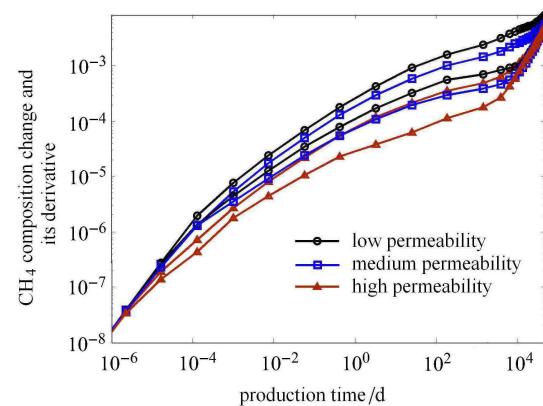
#### 4.2 渗透率对组分比例的影响

图 3 给出了中吸附量(5VL)下的渗透率分别为  $5 \times 10^{-18} \text{ m}^2$ ,  $1 \times 10^{-17} \text{ m}^2$  和  $5 \times 10^{-17} \text{ m}^2$  时, 甲烷组分比例随时间的变化规律。图 3(a) 表明, 在生产早期(100 d 内) 渗透率越小, 甲烷组分比例下降越快, 但在中后期不同渗透率下的组分比例下降速度相当。这是因为当定产量生产时, 渗透率越低, 井周围压力下降就越快, 导致解吸附的气体就越多。由于解吸附气体的组分比例不同于自由气的组分比例, 从而导致组分比例变化快。随着生产时间的增大, 在生产中



(a) 不同渗透率下的组分比例

(a) Composition under different permeability



(b) 不同渗透率下的组分比例变化、组分比例导数

(b)  $dc$  and  $dc'$  under different permeabilities图 3 渗透率(低中高渗分别为  $5 \times 10^{-18} \text{ m}^2$ ,  $1 \times 10^{-17} \text{ m}^2$  和  $5 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ ) 对组分比例影响Fig. 3 Effect of permeability on composition (low, medium and high permeability are  $5 \times 10^{-18} \text{ m}^2$ ,  $1 \times 10^{-17} \text{ m}^2$  and  $5 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ , respectively)

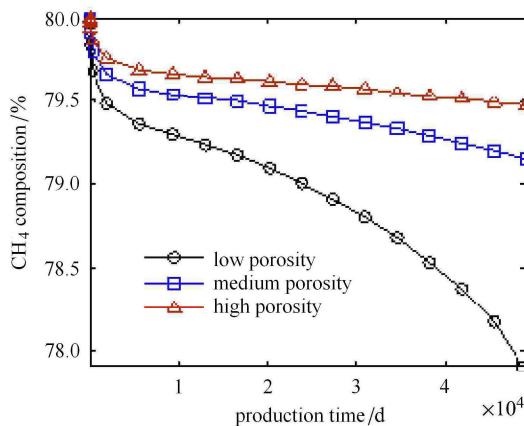
后期(10 000 d后),吸附气对组分比例的影响趋于稳定,视渗透率对组分变化的影响逐渐占主导地位。不同组分的视渗透率差异导致组分比例的差异。虽然压力对视渗透率的差异有影响,但不同压力下的视渗透率差异仍较为接近,从而导致生产中后期的组分比例趋势十分接近,曲线基本平行。

图3(b)给出的是不同渗透率下的组分比例变化及其导数曲线。在生产初期,  $dc_j$  及  $dc'$  的曲线重合。随着时间的推移,不同渗透率下的  $dc_j$  及  $dc'$  曲线开始分离。渗透率越大,  $dc_j$  及  $dc'$  的曲线位置越低。这说明,渗透率越大,组分比例变化值越小。

#### 4.3 孔隙度对组分比例的影响

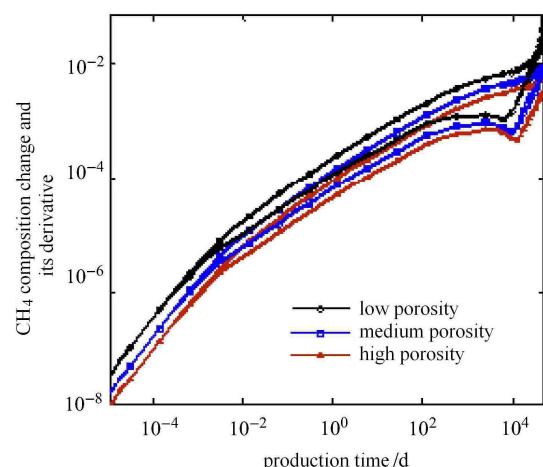
图4给出了中吸附量(5VL)下的孔隙度分别为0.3, 0.5和0.7时甲烷组分比例随时间的变化规律。图4(a)表明,在整个生产期间,孔隙度越小,甲烷组分比例下降越快。这是因为孔隙度越小,自由气所占比例就越小,吸附气的影响就越大。在40 000 d以后,相对中高孔隙度,低孔隙度( $\phi = 0.3$ )下的组分比例下降增速更快。这是因为低孔隙度气藏的压力已很低,不同气体的视渗透率差异更大,视渗透率的差异导致甲烷气体的组分比例下降更快。

在开井初期,吸附气与孔隙度对甲烷组分比例的影响规律不相同。在开井初期,吸附量对甲烷比例的影响更大,孔隙度对甲烷比例的影响要小些。这是因为,吸附量越大,压力降低所解吸附的气体就更多,从而有影响更大。而孔隙度主要影响自由气占总储量的比例,由于自由气流动快,所以孔隙度的影响



(a) 不同孔隙度下的组分比例

(a) Composition under different porosities



(b) 不同孔隙度下的组分比例变化、组分比例导数

(b)  $dc$  and  $dc'$  under different porosities

图4 孔隙度(低中高孔隙度分别为3%, 5%和7%)对组分比例影响

Fig. 4 Effect of porosity on composition (low, medium and high permeability are 3%, 5% and 7%, respectively)

相对会弱些。

图4(b)给出了不同孔隙度下的组分比例变化及其导数曲线。由于孔隙度的变化会影响吸附气在总储量中的比例,因而,孔隙度与吸附量对  $dc_j$  及  $dc'$  的影响类似,即不同孔隙度下的  $dc_j$  及  $dc'$  曲线开始分离。孔隙度越大,  $dc_j$  及  $dc'$  的曲线位置越低。

#### 5 结论

本文首先给出了描述页岩气组分变化的组分模型,然后基于数值解进行了页岩气组分变化规律研究。研究表明,吸附气与孔隙度对页岩气组分的影响较为类似,二者都可使组分比例变化及其导数曲线分离。吸附量与孔隙度的大小决定组分比例的变化值及组分比例导数的曲线的上下位置,但二者在生产初期对组分比例影响有异。渗透率影响组分比例初期变化规律,但在后期,不同渗透率对瞬态组分比例规律的影响较为类似。吸附量、孔隙度、渗透率影响组分比例的变化规律,从组分比例中可解释出吸附量、孔隙度、渗透率。因而,本文研究有望提供了一种进行页岩地层参数评价的新方法。

由于页岩气井的组分在线测量需要研发相关测试设备,我国页岩气开发刚处于起步阶段,现在还无法获得实际的页岩气井的组分比例随时间变化的数据,因而本文还未能基于实测数据进行地层参数的评价解释工作。

## 参 考 文 献

- 1 Curtis JB. Fractured shale-gas systems. *AAPG bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938
- 2 Nelson PH. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG bulletin*, 2009, 93(3): 329-340
- 3 张金川, 边瑞康, 荆铁亚等. 页岩气理论研究的基础意义. 地质通报, 2011, 30(2): 318-323 (Zhang Jinchuan, Bian Ruikang, Jing Tieya, et al. Fundamental significance of gas shale theoretical research. *Geological Bulletin of China*, 2011, 30(2): 318-323 (in Chinese))
- 4 王南, 裴玲, 雷丹凤等. 中国非常规天然气资源分布及开发现状. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 26-31 (Wang Nan, Pei Ling, Lei Danfeng, et al. Analysis of unconventional gas resources distribution and development status in China. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(1): 26-31 (in Chinese))
- 5 董大忠, 邹才能, 杨桦等. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景. 石油学报, 2012, 33(s1): 107-114 (Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(s1): 107-114 (in Chinese))
- 6 邹才能, 朱如凯, 吴松涛等. 常规与非常规油气聚集类型, 特征, 机理及展望——以中国致密油和致密气为例. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187 (Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, Characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 173-187 (in Chinese))
- 7 Luffel D, Hopkins C, Schettler Jr P. Matrix permeability measurement of gas productive shales. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1993. Society of Petroleum Engineers.
- 8 Passey QR, Bohacs KM, Esch WL, et al. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir—geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. Beijing, China, June, 2010. 8
- 9 Ambrose R, Hartman RC, Akkutlu IY. Multi-component sorbed phase considerations for Shale Gas-in-place Calculations, SPE Production and Operations Symposium, 2011
- 10 Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. *Transport in Porous Media*, 2010, 82(2): 375-384
- 11 Civan F, Rai CS, Sondergeld CH. Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms. *Transp Porous Med*, 2011, 86: 925-944
- 12 Civan F, Rai CS, Sondergeld CH. Determining shale permeability to gas by simultaneous analysis of various pressure tests. *SPE Journal*, 2012, 17(3): 717-726
- 13 Javadvour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(8): 16-21
- 14 Darabi H, Ettehad A, Javadvour F, et al. Gas flow in ultra-tight shale strata. *J Fluid Mech*, 2012, 710: 641-658
- 15 Niu C, Hao YZ, Li DL, et al. 2nd-order gas permeability correlation of shale during slip-flow. *SPEJ-168226-PA*, 2014, 19(5): 786-792
- 16 Zhang LJ, Li DL, Lu DT, et al. A new formulation of apparent permeability for gas transport in shale. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 23: 221-226
- 17 Brown M, Ozkan E, Raghavan R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, 14(6): 663-676
- 18 Guo JJ, Zhang LH, Wang HT, et al. Pressure transient analysis for multi-stage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs. *Transport Porous Med*, 2012, 93: 635-653
- 19 Hasan AA, Anas MA, Wattenbarger RA. Application of linear flow analysis to shale gas wells-field cases. Paper SPE 130370 presented at the SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, 23-25 February 2010
- 20 Medeiros F, Ozkan E, Kazemi H. A semianalytical approach to model pressure-transients in heterogeneous reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2010, 13 (2): 341-358
- 21 Clarkson C, Nobakht M, Kaviani D, et al. Production analysis of tight-gas and shale-gas reservoirs using the dynamic-slippage concept. *SPE Journal*, 2012, 17 (1): 230-242
- 22 Moridis GJ, Blasingame TA, Freeman CM. Analysis of mechanisms of flow in fractured tight-gas and shale-gas reservoirs. SPE 139250-MS, 2010
- 23 Li DL, Xu CY, Wang John YL, et al. Effect of Knudsen diffusion and Langmuir adsorption on pressure transient response in shale gas reservoir. *J Petrol Science and Engineering*, 2014, 124: 146-154
- 24 Freeman C, Moridis G, Blasingame T. A numerical study of microscale flow behavior in tight gas and shale gas reservoir systems. *Transport in Porous Media*, 2011, 90(1): 253-268
- 25 Cipolla CL, Lolom EP, Erdle JC, et al. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs. *SPE Res Eval & Eng*, 2010, 13 (4): 638-653
- 26 Zhang LJ, Li DL, Li L, et al. Development of a new compositional model with multi-component sorption isotherm and slip flow in tight gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, 21: 1061-1072
- 27 Li DL, Zhang LJ, Lu DT. Effect of distinguishing apparent permeability on flowing gas composition, composition change and composition derivative in tight- and shale-gas reservoir. *J Petrol Science and Engineering*, 2015, 128: 107-114
- 28 李道伦, 查文舒. 数值试井理论与方法. 北京: 石油工业出版社, 2013 (Li Daolun, Cha Wenshu. Numerical Well Test Theory and Method. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013 (in Chinese))
- 29 Heinemann ZE, Brand CW. Gridding techniques in reservoir simulation. In: Proceedings First and Second International Forum on Reservoir Simulation, Alpbach, Austria, September 12-16, 1988: 339-426
- 30 Cao H. Development of Technique for General Purpose Simulators. [PhD Thesis]. Stanford: Stanford University, 2002

(责任编辑: 刘福海)

(责任编辑: 刘俊丽)

## SENSITIVITY STUDY OF FLOWING GAS COMPOSITION FOR WELLS IN SHALE GAS RESERVOIR<sup>1)</sup>

Li Daolun<sup>\*2)</sup> Zheng Dewen<sup>†</sup> Fang Chaohe<sup>†</sup> Zhang Longjun<sup>\*\*</sup> Zha Wenshu<sup>\*</sup> Lu Detang<sup>\*\*</sup>

<sup>\*</sup>(Hefei University of Technology, Hefei 230009, China)

<sup>†</sup>(RIPED-LangFang, Hebei Langfang 065007, China)

<sup>\*\*</sup>(University of Science and Technology of China, Hefei 230027, China)

**Abstract** Because of the ultra-low permeability of the shale-gas reservoir, the transient flow in these reservoirs can last many years and radial flow is very difficult to reach, which makes the pressure transient analysis impractical. Transient-rate-analysis methods as a substitute for pressure transient analysis to determine reservoir parameters have become very popular in recent years. However, due to the absence of the flowing well pressure and low-frequency, low-resolution production data, diagnosis of production data suffers from uniqueness and uncertainty. Composition of different gas components change with time has been reported in the gas-condensate reservoirs and the shale-gas reservoirs. In this paper we use a compositional model incorporating extended Langmuir isotherm and apparent permeability to study flowing composition transient response. First, a dry gas compositional model is established to model flow of components in the shale-gas reservoirs. Then, fully implicit linearization of the equation system is employed to solve the nonlinear equation system based on unstructured gridding. Numerical simulation shows that adsorption gas content, porosity and permeability affect the characteristics of flowing composition, composition change and composition derivative. Adsorption gas content determines drop speed of composition, the value of composition change and composition derivative for CH<sub>4</sub> component. Permeability affects composition transient response during early stage. However, during the medium and late stages, different permeabilities have the same influence on the composition transient response. The effects of porosity and adsorption gas content on composition change and composition derivative are similar. However, small difference exists for the effects of porosity and adsorption gas content on composition change with time at early stage. The findings in this paper would provide a new way to interpret the shale-gas reservoir parameters.

**Key words** composition, adsorption, apparent permeability, shale gas, parameter estimation

Received 13 April 2015, accepted 19 May 2015, available online 29 May 2015.

1) The project was supported by the National Key Science and Technology Project (2011ZX05009-006), Major State Basic Research Development Program of China (973 Program) (2011CB707305), and China Scholarship Council, CAS Strategic Priority Research Program (XDB10030402), and Scientific Research and Technology Development Program of Petro China (2015A-4812).

2) Li Daolun, professor, research interests: flow mechanism in porous media and numerical simulation. E-mail: Ldaol@ustc.edu.cn