

刘文超,刘曰武.评价煤层吸附气解吸能力的生产数据系统分析新方法[J].煤炭学报,2017,42(12):3212-3220.doi:10.13225/j.cnki.jccs.2017.1236

LIU Wenchao, LIU Yuewu. A new method of systematic analysis of production data for evaluating the desorption ability of adsorbed gas in coal beds[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(12): 3212-3220. doi: 10.13225/j.cnki.jccs.2017.1236

# 评价煤层吸附气解吸能力的生产数据系统分析新方法

刘文超<sup>1,2</sup>, 刘曰武<sup>2</sup>

(1. 北京科技大学 土木与资源工程学院 北京 100083; 2. 中国科学院 力学研究所 北京 100190)

**摘 要:** 主要考虑了煤层气开发过程中吸附气非稳态解吸的关键因素作用,建立了考虑吸附气非稳态解吸的煤层气直井的线性渗流模型,并通过全隐式有限差分方法求得了内边界定流量、外边界封闭渗流模型的数值解。通过数值结果分析主要表明了非稳态解吸系数会使得无因次瞬时井底压力与压力导数的双对数特征曲线在封闭边界控制的拟稳态流动段均出现下落趋势,两曲线间距离变宽,不再急剧上翘收敛为一条直线;这是由于吸附气解吸能及时补充到气藏,减缓了地层压力的降落;而井筒储集系数不影响由封闭边界控制、受吸附气解吸作用影响的拟稳态流动段;表皮因子影响拟稳态流动段无因次井底压力的变化,但不影响拟稳态流动段无因次井底压力导数的变化。该线性渗流模型仍满足 Duhamel 原理,生产数据分析时可利用反褶积技术手段,首先将按照拟压力定义线性化的变流量生产数据转化为单位流量下瞬时井底拟压力数据,然后基于所建渗流模型的数值解以及主要参数的敏感性影响分析结果,通过瞬时井底压力特征曲线拟合方法对反褶积处理后的归一化生产数据进行分析,可解释出表征煤层吸附气解吸能力的非稳态解吸系数、煤层渗透率、表皮因子、外边界半径等重要参数。由此建立了煤层气直井生产数据的特征曲线系统分析方法。最后,通过一口煤层气直井的实际生产数据分析验证了所提出的煤层气直井生产数据特征曲线分析方法的有效性和实用性;并采用解释参数数据进行模型计算,分析了吸附气解吸作用对煤层气井流量贡献的瞬时变化规律;还通过公式推导表明了当煤层中渗流到达稳态时,整个煤层吸附气解吸速度将等于煤层气井生产的流量。

**关键词:** 煤层气; 吸附气解吸; 反褶积; 生产数据; 特征曲线分析

中图分类号: P618.11 文献标志码: A 文章编号: 0253-9993(2017)12-3212-09

## A new method of systematic analysis of production data for evaluating the desorption ability of adsorbed gas in coal beds

LIU Wenchao<sup>1,2</sup>, LIU Yuewu<sup>2</sup>

(1. School of Civil and Resource Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China; 2. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

**Abstract:** In consideration of the key influential factor of the unsteady desorption of the adsorbed gas in the development process of coalbed methane, a linear radial seepage flow model for a vertical production well of coalbed methane is constructed through the definition of a pseudo pressure of gas. The numerical solution for the seepage flow model with constant production rate at the inner boundary and no flow at the outer boundary is obtained by a fully implicit finite difference method. Through the analysis of numerical results, it mainly indicates that the unsteady desorption coefficient

收稿日期: 2017-09-08 修回日期: 2017-10-25 责任编辑: 韩晋平

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51404232); 中国博士后基金资助项目(2014M561074); 国家科技重大专项资助项目(2011ZX05046-03)

作者简介: 刘文超(1984—),男,山东寿光人,讲师,博士。Tel: 010-82376239, E-mail: wcliu\_2008@126.com

can make the log-log type curve of the dimensionless transient wellbore pressure and the dimensionless wellbore pressure derivative at the pseudo-steady flow stage which is dominated by the outer boundary at the late period and have a falling trend. The two curves become distant and do not both upturn steeply to converge to one straight line yet. The reason is that the desorption of the adsorbed gas can supply the gas sources for the gas reservoir in time, which can slow down the formation pressure drop. However, the coefficient of wellbore storage does not affect the type curve at the pseudo-steady stage, which is dominated by the closed outer boundary and is also affected by the desorption function of absorbed gas. The skin factor affects the transient change of the dimensionless wellbore pressure at the pseudo-steady flow stage but has little effect on the dimensionless wellbore pressure derivative at the pseudo-steady flow stage. The linear seepage flow model still satisfies the Duhamel principle, and thus the deconvolution technique as a tool can be used in the production data analysis, which can transform the linearized production data according to the definition of pseudo pressure under variable production rate into the transient pseudo wellbore pressure data under the constant unit production rate. Then based on both the aforementioned numerical solutions of the constructed seepage flow model and the analysis results for the sensitivity effects of the main parameters, the normalized production data through the deconvolution treatment can be analyzed through the type curve fitting method for the transient wellbore pressure. As a result, some significant parameters such as the unsteady desorption coefficient representing the desorption ability of the adsorbed gas in coal beds, the permeability of coal beds, the skin factor and the radius of the outer boundary can be interpreted. Therefore, a systematic method for the production data analysis for a vertical production well of coalbed methane is presented. Finally, the validity and practicability of the type curve analysis method for the production data for a vertical production well of coalbed methane are verified through the analysis for the actual production data from a vertical well of coalbed methane. Furthermore, the model computation is performed by using the data of the interpreted parameters, and then the transient change principle of the contribution of the desorption function of the adsorbed gas to the wellbore production rate of coalbed methane can be analyzed. It is also demonstrated through the formula deduction that when the seepage flow in the coalbed comes to the stable state, the desorption rate of the adsorbed gas in the whole coalbed will be equal to the production rate of the coalbed methane well.

**Key words:** coalbed methane; desorption of adsorbed gas; deconvolution; production data; type curve analysis

生产数据特征曲线分析是准确获取油气藏储层参数、预测生产动态的有效手段。煤层微孔隙极为发育,具有特别大的表面积,大部分气体吸附在煤岩颗粒表面,在压力作用下呈吸附状态,当煤层压力低于临界解吸压力时,吸附在煤层基质中的煤层气分子发生解吸,解吸出的气体会作为物质补充参与到煤层孔隙的渗流中<sup>[1-5]</sup>。煤层吸附气解吸作用是煤层气井生产数据分析需要考虑的关键因素。目前,煤层气井的生产数据分析方法大多采用与压力相关的非线性 Langmuir 等温吸附模型<sup>[3]</sup>,通过对总的气体压缩系数或压缩因子进行修正,并重新定义拟时间和拟压力的方法对考虑煤层吸附气解吸作用及气体压缩性的气体渗流模型进行线性化近似<sup>[6-7]</sup>;有些研究甚至忽略了煤层吸附气解吸作用的影响<sup>[8-10]</sup>;进而能沿用基于达西线性渗流模型的现代生产数据分析方法进行分析。由于 Langmuir 等温吸附模型的非线性,会导致煤层气渗流模型的非线性和复杂性,将模型应用于生产数据分析时需进行线性化处理,且生产数据线性化过程中需要计

算平均地层压力<sup>[6-7]</sup>,应用过程较为繁琐;而忽略吸附气解吸作用则会造成参数解释结果的失真。

刘曰武等<sup>[11-14]</sup>提出煤层气开发过程中吸附气的解吸作用可划分为吸附气的稳态解吸与非稳态解吸作用,在建立渗流模型时通过在气体渗流连续性方程添加源(汇)项的方法来描述煤层吸附气的解吸作用对煤层气渗流过程的影响<sup>[11]</sup>。然而鉴于模型的非线性,其未能应用于煤层气井的生产数据分析中。笔者将在其研究基础上,主要考虑煤层吸附气的非稳态解吸作用,建立了线性化的煤层气直井径向渗流模型,并求得模型的数值解。由此为评价煤层吸附气解吸能力的生产数据分析提供了渗流模型基础。

煤层气开发现场数据通常为变流量生产数据,且存在一定误差。基于 Duhamel 原理<sup>[15]</sup>的反褶积不仅可以变流量生产数据转化为相同渗流条件下的单位流量生产数据,进而可以基于定流量的渗流模型进行拟合分析;还能有助于消除数据误差影响,提高生产数据的拟合效果<sup>[13]</sup>。目前,压力反褶积算法研究已较为成熟<sup>[15-18]</sup>,代表性的反褶积算法主要包括

VON SCHROETER 算法<sup>[15]</sup>, LEVITAN 算法<sup>[16]</sup>, ILK 算法<sup>[17]</sup>及其改进算法(LIU Wenchao 等, 2017)<sup>[18]</sup>。鉴于本文所建立的线性渗流模型满足 Duhamel 原理, 笔者将基于二阶 B 样条的改进 ILK 反褶积算法<sup>[18]</sup>引入到煤层气直井生产数据分析方法的研究中。反褶积技术应用<sup>[13, 19]</sup>也是本文煤层气直井生产数据分析方法较以往研究方法的先进之处。

## 1 考虑吸附气非稳态解吸的煤层气直井渗流模型

### 1.1 物理模型

在煤层气排采的末期阶段, 煤层中基本不存在可流动的水, 煤层气井只产出气体。具有封闭边界  $r_e$  的煤层气藏中心一口直井定气体流量生产, 煤层可看作单一均匀介质<sup>[11-14]</sup>, 煤层中流动为单相气渗流(图 1); 生产过程中当煤层压力下降至临界解吸压力  $p_c$  后煤层吸附气会解吸出来作为物质供给。假定临界解吸压力  $p_c$  与该生产阶段初始地层压力  $p_0$  非常接近即  $p_c \approx p_0$ , 则可近似认为该生产阶段气井开始生产后, 在整个煤层气藏区域内均发生吸附气的解吸作用。

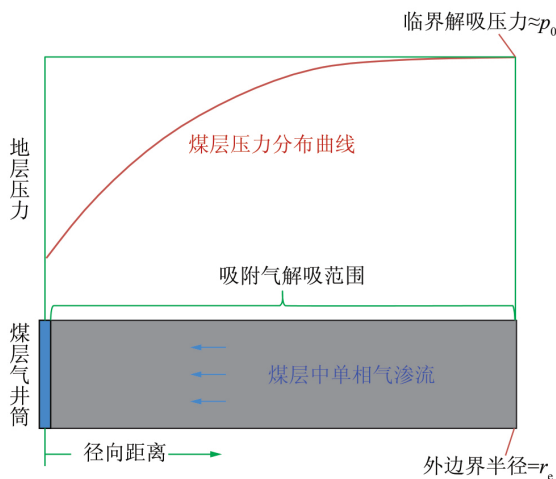


图 1 煤层中单相气径向渗流示意

Fig. 1 Schematics of radial seepage flow of single phase gas in coalbeds

### 1.2 数学模型

煤层中发生的吸附气解吸包括吸附气的稳态解吸和非稳态解吸<sup>[11-14]</sup>, 总的解吸量  $q_d$  可表示为

$$q_d = \alpha_1 + \alpha(m_c - m) \quad (1)$$

其中  $\alpha_1$  为稳态解吸系数<sup>[11-14]</sup>, 其物理意义为单位外表面积岩石每秒所解吸的稳定气量, (标)  $\text{m}^3 / (\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ;  $\alpha$  则为非稳态解吸系数<sup>[11-14]</sup>, 其物理意义为煤层拟压力每降低一个 MPa, 单位外表面积岩石每秒所解吸的气量, (标)  $\text{m}^3 / (\text{MPa} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s})$ ;  $m$  为气体拟压

力, MPa;  $m_c$  为临界解吸压力  $p_c$  所对应的气体拟压力, MPa。此处气体拟压力函数<sup>[13]</sup>的定义为

$$m = \frac{\mu_0 Z_0}{p_0} \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad (2)$$

式中  $p$  为地层压力;  $p_0$  为初始地层压力;  $\mu$  为气体黏度;  $\mu_0$  为初始条件下的气体黏度;  $Z$  为气体偏差因子;  $Z_0$  为气藏初始条件下的偏差因子。

为了保持渗流模型的线性特征进而能应用于生产数据分析, 笔者主要考虑煤层吸附气的非稳态解吸作用, 吸附气量线性依赖于临界解吸拟压力与气体拟压力的差值<sup>[11-14]</sup>, 即  $q_d \approx \alpha(m_c - m)$ 。实际上, 模型线性化后  $\alpha$  可看作为一个新的表征煤层气综合解吸能力大小的平均化参数。

根据上述煤层气渗流的物理模型描述, 主要考虑渗流过程煤层吸附气的非稳态解吸作用, 建立了线性化的考虑煤层吸附气解吸作用的单相气径向渗流模型。其中, 控制方程为

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} + \alpha_D P_D = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (3)$$

初始条件:

$$P_D|_{t_D=0} = 0 \quad (4)$$

考虑井筒储集和表皮效应的定流量内边界条件<sup>[13]</sup>:

$$C_D \frac{dP_{WD}}{dt_D} - \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} = 1 \quad (5)$$

$$P_{WD} = \left( P_D - S \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right) \Big|_{r_D=1} \quad (6)$$

封闭外边界条件:

$$\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_e} = 0 \quad (7)$$

其中  $r_D$  为无因次距离;  $t_D$  为无因次时间;  $P_D$  为无因次压力;  $C_D$  为无因次井筒储集系数;  $S$  为表皮因子;  $P_{WD}$  为无因次井底压力;  $\alpha_D$  为无因次非稳态解吸系数;  $R_e$  为无因次外边界半径。无因次变量定义为

$$P_{WD} = \frac{2\pi kh}{qB_0\mu_0} (m_0 - m_w) \quad r_D = \frac{r}{r_w} \quad R_e = \frac{r_e}{r_w},$$

$$t_D = \frac{k}{c_1\phi\mu_0 r_w^2} t \quad C_D = \frac{C}{2\pi c_1\phi h r_w^2} \quad B_0 = \frac{Z_0 p_{sc} T}{p_0 T_{sc}},$$

$$P_D = \frac{2\pi kh}{qB_0\mu_0} (m_0 - m) \quad \alpha_D = -\frac{r_w^2 \mu_0}{k} B_0 \alpha \quad c_1 = c_g + c_p$$

其中  $k$  为煤层渗透率;  $r_w$  为井筒半径;  $h$  为煤层厚度;  $C$  为井筒储集系数;  $m_0$  为初始地层压力所对应的拟压力;  $m_c$  为临界解吸压力所对应的拟压力, 约等于  $m_0$ ;  $T_{sc}$  为气体在标准状态下的温度;  $p_{sc}$  为气体在标准状

态下的压力;  $q$  为标准状态下的气体流量;  $m_w$  为拟井底压力;  $c_g$  为煤层气的等温压缩系数;  $c_p$  为孔隙压缩系数;  $c_i$  为综合压缩系数;  $\varphi$  为煤层孔隙度;  $B_0$  为气体体积系数。注: 无因次变量计算时, 有量纲参数值应首先转化在统一达西单位制下。

1.3 模型求解方法

由于模型解析解较难求出, 笔者采用有限差分方法进行数值求解。在建立差分格式前, 首先对模型变量  $r_D$  作空间变换<sup>[13]</sup>  $x = \ln r_D$ ; 则渗流模型方程式 (3) ~ (7) 可依次转化为

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial x^2} + \alpha_D P_D e^{2x} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} e^{2x} \quad (8)$$

$$P_D(x, t_D) \Big|_{t_D=0} = 0 \quad (9)$$

$$C_D \frac{dP_{WD}}{dt_D} - \frac{\partial P_D}{\partial x} \Big|_{x=0} = 1 \quad (10)$$

$$P_{WD} = P_D - S \frac{\partial P_D}{\partial x} \Big|_{x=0} \quad (11)$$

$$\frac{\partial P_D}{\partial x} \Big|_{x=\ln(R_e)} = 0 \quad (12)$$

然后采用稳定的全隐式有限差分方法对转化后的模型进行数值求解。其中, 一阶导数采用一阶向前差分, 二阶导数采用二阶中心差分<sup>[13 20]</sup>; 式 (8) ~ (12) 的差分方程依次为

$$\frac{P_{Di}^{j+1} - 2P_{Di}^{j+1} + P_{Di+1}^{j+1}}{(\Delta x)^2} + \alpha_D P_{Di}^{j+1} e^{2i\Delta x} = \frac{P_{Di}^{j+1} - P_{Di}^j}{\Delta t} e^{2i\Delta x} \quad (i = 1, 2, \dots, N-1) \quad (13)$$

$$P_{Di}^0 = 0 \quad (i = 0, 1, 2, \dots, N-1) \quad (14)$$

$$C_D \frac{P_{WD}^{j+1} - P_{WD}^j}{\Delta t} - \frac{P_{D1}^{j+1} - P_{D0}^{j+1}}{\Delta x} = 1 \quad (15)$$

$$P_{WD}^{j+1} = P_{D0}^{j+1} - S \frac{P_{D1}^{j+1} - P_{D0}^{j+1}}{\Delta x} \quad (16)$$

$$P_{DN}^{j+1} = P_{DN-1}^{j+1} \quad (17)$$

其中  $i$  代表空间网格标号;  $j$  代表时间标号;  $\Delta t$  为时间步长;  $\Delta x$  为空间步长;  $N$  为空间网格总数。式 (13) 及式 (15) ~ (17) 共同构成了第  $j+1$  时间层的  $N+2$  个线性差分方程, 含有  $N+2$  个未知变量:  $P_{Di}^{j+1} (i = 0, \dots, N)$  和  $P_{WD}^{j+1}$ , 采用列主元消去法<sup>[21]</sup> 对线性方程组进行数值求解。再利用变换式  $r_D = e^x$ , 最终可求得考虑吸附气非稳态解吸作用的煤层气直井渗流模型的数值解。

1.4 参数的敏感性影响

图 2 为利用数值计算结果所作出的无因次非稳态解吸系数  $\alpha_D$  对瞬时无因次井底压力及压力导数双对数特征曲线的敏感性影响。整个特征曲线可

划分为井筒储集阶段、径向流动段和拟稳态流动段 3 个部分。可以看出, 当  $\alpha_D = 0$  时, 即不考虑吸附气解吸作用, 瞬时井底压力变化后期的特征曲线出现了由封闭边界控制的拟稳态流动阶段<sup>[22]</sup>。但随着  $\alpha_D$  绝对值的增加, 即吸附气解吸作用加大, 无因次瞬时井底压力与压力导数曲线在封闭边界控制的拟稳态流动段均出现了下落趋势, 两曲线间的距离变宽, 不再急剧上翘收敛为一条直线。且无因次时间越大, 下落幅度也越明显。这是由于吸附气解吸可以提供物质补给, 减缓了煤层压力的降落; 而且开发时间越长, 地层压力下降越厉害, 吸附气解吸作用越明显。

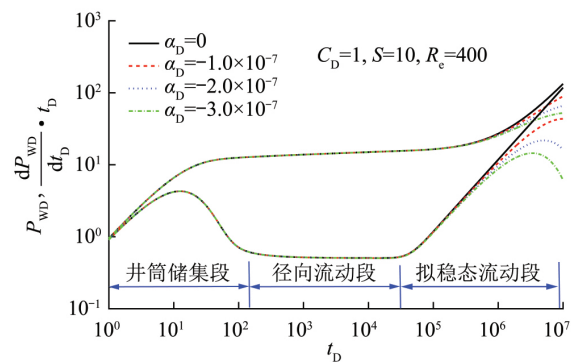


图 2 无因次非稳态解吸系数  $\alpha_D$  的影响

Fig. 2 Effect of the dimensionless unsteady desorption coefficient  $\alpha_D$

图 3 为无因次井筒储集系数  $C_D$  的敏感性影响。可以看出,  $C_D$  主要影响井筒储集阶段持续的时间范围, 但不影响后期由封闭边界控制、受吸附气解吸作用影响的拟稳态流动段。因此, 井筒储集效应并不影响拟稳态流动段的生产数据分析拟合。

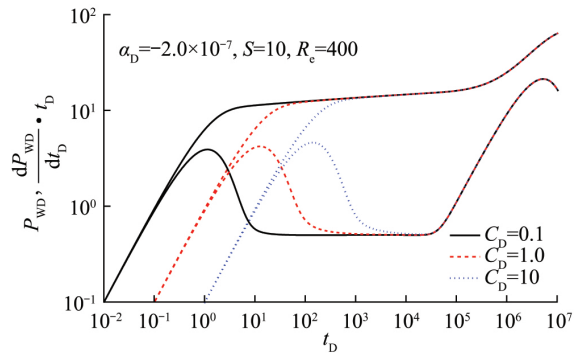
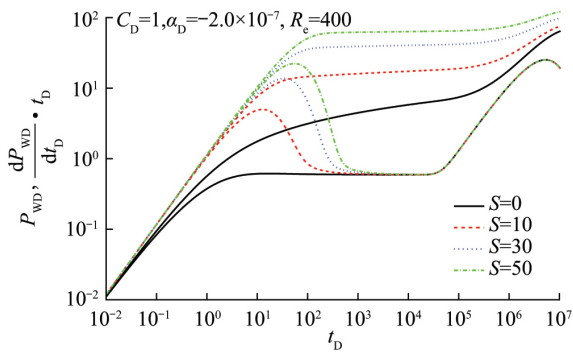


图 3 无因次井筒储集系数  $C_D$  的影响

Fig. 3 Effect of the dimensionless wellbore storage coefficient  $C_D$

图 4 为表皮因子  $S$  的敏感性影响。可以看出,  $S$  影响拟稳态流动段无因次井底压力的变化, 但不影响拟稳态流动段无因次井底压力导数的变化。

图 4 表皮因子  $S$  的影响Fig. 4 Effect of the skin factor  $S$ 

## 2 基于反褶积的煤层气井生产数据分析方法

### 2.1 Duhamel 原理的适用性

本文所建立的考虑吸附气解吸特征的煤层气直井渗流模型为线性的, Duhamel 原理仍然适用。若将渗流模型内边界条件(5)的单位流量替换为无因次变流量  $q_{D1}(t_D)$ , 此时对应的无因次井底压力记为  $P_{WD1}(t_D)$ , 无因次地层压力记为  $P_{D1}(t_D)$ 。容易验证  $P_{WD1}$  可以通过  $P_{WD}$  与  $q_{D1}$  的褶积积分求出,  $P_{D1}$  也可通过  $P_D$  与  $q_{D1}$  的褶积积分求出<sup>[15]</sup>, 即

$$P_{WD1}(t_D) = \int_0^{t_D} q_{D1}(t_D - \tau) \frac{\partial P_{WD}(\tau)}{\partial \tau} d\tau \quad (18)$$

$$P_{D1}(t_D) = \int_0^{t_D} q_{D1}(t_D - \tau) \frac{\partial P_D(\tau)}{\partial \tau} d\tau \quad (19)$$

因此, 在本文所建渗流模型的前提下, 可将反褶积应用于煤层气井的生产数据分析中。

根据无因次变量定义, 褶积方程(18)具有等价的有量纲形式:

$$m_0 - m_{w1}(t) = - \int_0^t q_1(t - \tau) \frac{\partial m_w(\tau)}{\partial \tau} d\tau \quad (20)$$

式中  $m_{w1}$  为与  $P_{WD1}$  相对应的气体拟压力;  $q_1$  为与  $q_{D1}$  相对应的有量纲变流量。

### 2.2 基于反褶积的生产数据分析方法

由于工程现场的煤层气生产数据通常为变流量下的压力数据, 且为非线性的; 而渗流理论模型所计算出的拟压力数据为定流量的, 且为线性的; 在进行生产数据拟合分析时, 首先需要根据式(2)计算气体拟压力以进行生产数据的线性化。然后基于 Duhamel 原理的褶积方程式(20)利用反褶积手段将其转化为定流量下的拟压力生产数据即生产数据归一化。最后, 利用所建立的渗流理论模型进行生产数据的压力特征曲线分析<sup>[22]</sup>, 通过参数影响的敏感性解释出储层参数, 进而可对煤层吸附气的解吸能力进行评价。基于反褶积的煤层气井生产数据分析方法的流程如图 5 所示。

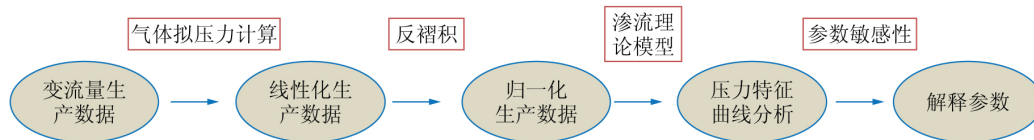


图 5 煤层气井生产数据分析方法的流程

Fig. 5 Flow chart of the analysis method for the production data of coalbed methane wells

本文采用了计算速度快、稳定性较好的改进 ILK 反褶积算法(LIU Wenchao 等, 2017)<sup>[18]</sup>进行生产数据的归一化, 归一化拟压力数据的导数可同时获取。具体算法的实现过程可参见文献[18]。

## 3 实际应用

### 3.1 煤层气直井生产数据分析应用软件

基于上述煤层气直井的生产数据分析方法开发了应用软件, 软件界面如图 6 所示。将生产数据导入时, 自动计算气体拟压力。界面左侧为模型计算与反褶积计算的参数输入区域。界面右侧为结果显示区域: ①左上图中, 点代表线性化的拟压力生产数据  $m_{w1}$ (变流量), 线代表反褶积计算过程产生的拟压力数据  $m_w$ , 用以约束反褶积参数的选取<sup>[18]</sup>; ②左下图为观测的流量生产数据  $q_1$ ; ③右上图为双对数坐标中, 渗流模型所计算出的拟压力降( $m_0 - m_w$ )与压

力导数( $-dm_w/dt \cdot t$ )特征曲线对归一化生产数据的拟合效果; ④右下图为线性坐标中, 渗流模型所计算出的拟压力  $m_w$ 对归一化生产数据的拟合效果, 用以降低生产数据分析参数解释的多解性。此外, 在应用反褶积处理生产数据前, 还应注意排除造成 Duhamel 原理不成立的一些非线性因素影响<sup>[23]</sup>, 例如生产过程中的变井筒储存效应、增产措施、储层物性与流体性质的变化等。

该软件将渗流理论模型计算模块与反褶积计算模块通过压力特征曲线分析结合起来成为一个系统, 使得反褶积计算参数调试<sup>[18]</sup>与特征曲线拟合过程中渗流理论模型计算参数调试可以相互约束, 有助于分析出更为合理可靠的参数解释结果。

### 3.2 实际算例

该算例来源于美国圣胡安盆地的 Fruitland 煤层<sup>[8]</sup>, 生产直井几乎没有试井测试数据, 只能通过单

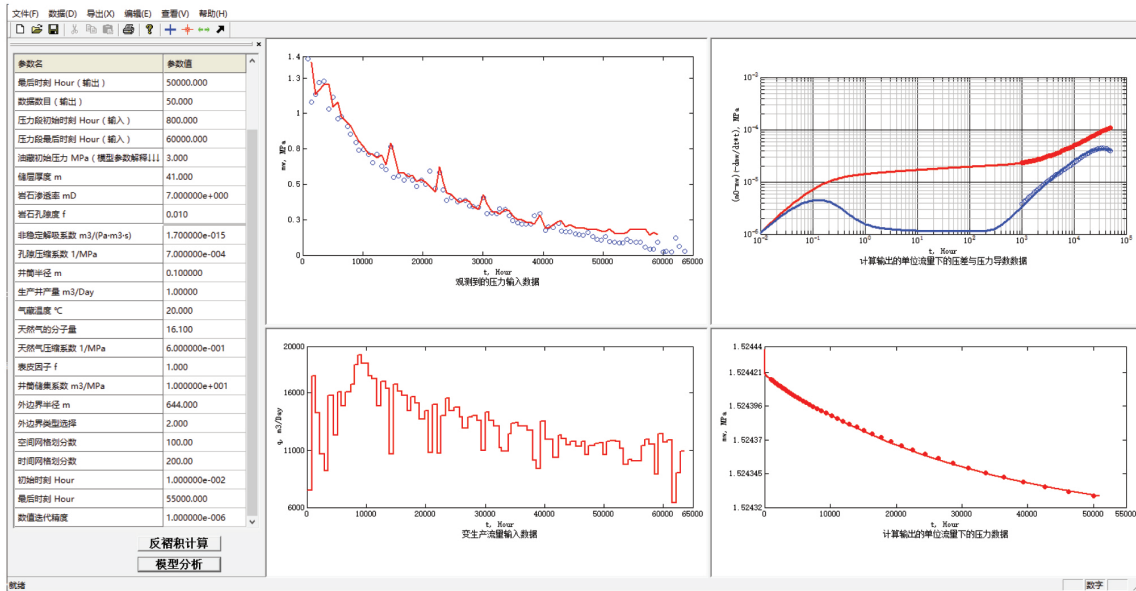


图 6 煤层气井生产数据分析软件界面

Fig. 6 Software interface for the analysis of production data of coalbed methane wells

井有限生产数据的特征曲线分析来获取地层信息。该煤层气直井生产过程中未实施增产措施<sup>[8]</sup>。生产阶段主要产气,产水很少,已处于煤层气的排采末期;煤层中渗流为单相气流动;关于气体流量和井底压力的生产数据如图 7 所示,数据点时间间隔为一个月。该生产阶段煤层气藏的初始压力为 3.0 MPa,气藏温度为 20 °C,天然气分子量为 16.1,储层厚度为 41.0 m,煤层孔隙度为 1.0%,井筒半径为 0.1 m,气体压缩系数为 0.6 MPa<sup>-1</sup>,煤层孔隙压缩系数为 0.0007 MPa<sup>-1</sup>。

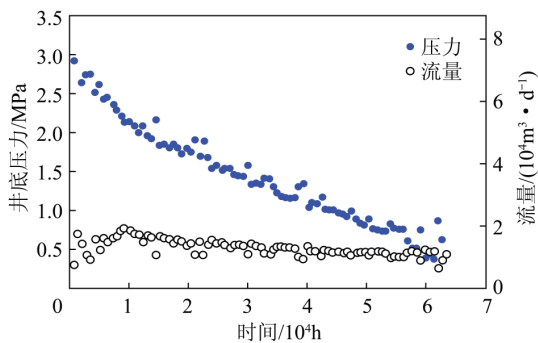


图 7 流量和井底压力生产数据

Fig. 7 Production data of flow rate and wellbore pressure

### 3.2.1 生产数据分析

文献资料<sup>[8]</sup>表明该煤层气井生产数据满足前述的反褶积应用条件<sup>[23]</sup>。于是,利用开发的软件将生产数据导入后,进行基于反褶积的生产数据特征曲线分析;主要为反褶积计算参数调试以及归一化压力数据的特征曲线拟合。图 6 为最终的拟合结果。由图 6 可以看出,反褶积计算满足约束条件;反褶积计算

出的单位流量下拟压力数据较为光滑,其与对应当前参数值下渗流理论模型所计算出的不仅在线性坐标中吻合较好(图 8 为放大图),而且在双对数坐标中它们的拟压力降与压力导数也吻合较好(图 9 为放大图)。

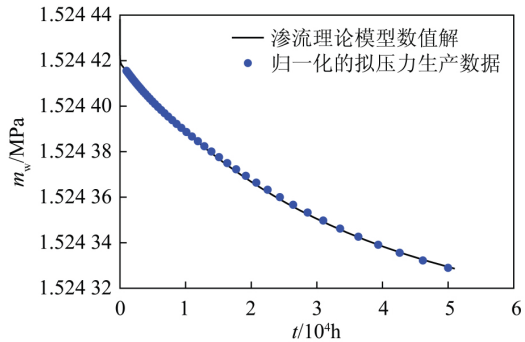


图 8 线性坐标中的归一化拟压力数据拟合

Fig. 8 Normalized pseudo pressure data fitting in the linear coordinates

图 9 中还加入了不考虑吸附气解吸作用即  $\alpha_D = 0$  时渗流理论模型的数值解,对比反映出了煤层吸附气解吸作用下的特征曲线响应:反褶积归一化的拟压力降与压力导数数据在边界控制的拟稳态流动阶段均出现下落趋势,两条数据曲线的间距变宽,甚至平行,不再急剧上翘收敛为一条直线;由渗流理论模型分析结论可推断该响应特征为煤层吸附气的解吸作用所致,可通过调试渗流理论模型中的不稳定解吸系数来进行拟合解释。

由于该算例中现场采集的生产数据间隔较长(约 720 h),而井筒储集效应影响通常仅持续几个

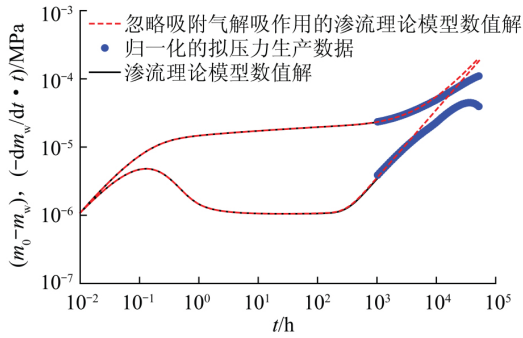


图 9 双对数坐标中归一化拟压力数据的特征曲线拟合  
Fig. 9 Type curves fitting of the normalized pseudo pressure data in the log-log coordinates

至几十个小时;从这些生产数据中难以提取并筒储集的有效信息;该算例的归一化拟压力数据在图 9 中仅反映出了拟稳态流动段;由于原始生产数据的间隔太长,也未能反映径向流动段。因此,采用本文生产数据方法时,主要依据参数敏感性影响分析结果对拟稳态流动段数据进行拟合分析,参数解释结果<sup>[8]</sup>见表 1。

表 1 参数解释结果的对比

Table 1 Comparison of the parameter interpretation results

拟合解释的参数值	本文生产数据分析方法	文献[8]
煤层渗透率 $k/m^2$	$7.0 \times 10^{-15}$	$10.7 \times 10^{-15}$
表皮因子 $S$	1.0	0.5
非稳态解吸系数 $\alpha / (m^3 \cdot (Pa \cdot m^3 \cdot s)^{-1})$	$-1.7 \times 10^{-15}$ (标)	*
外边界半径 $r_e/m$	644	1 000

注: \* 表示缺省值。

文献[8]中也曾采用基于物质平衡的 Fetkovich 特征曲线分析方法<sup>[22]</sup>对该算例的生产数据进行了流量不稳定分析,但采用该方法时渗流模型并未考虑煤层吸附气解吸作用的重要影响,参数解释结果<sup>[8]</sup>见表 1。

通过表 1 本文生产数据方法与文献[8]中 Fetkovich 特征曲线方法的参数解释结果对比,可以看出本文方法解释出了煤层吸附气的非稳态解吸系数,可以评价该煤层区块吸附气的解吸能力。然而,由于文献[8]中采用 Fetkovich 特征曲线方法分析时未能考虑煤层吸附气解吸作用影响,其分析结果高估了煤层渗透率对产气的积极影响;文献[8]解释出的煤层渗透率偏高,表皮因子偏低,外边界半径偏大。

### 3.2.2 吸附气解吸作用对该煤层气井单位流量贡献的规律分析

鉴于本文所建渗流模型的线性特征,采用归一化生产数据拟合分析的参数解释结果,可进一步通过模

型的积分计算求得该煤层气井单位流量(标)生产条件下整个煤层吸附气解吸速度(标)的瞬时变化,用来直观评估该煤层区块吸附气的解吸能力。

取径向距离  $r$  处的微小增量  $dr$ ;则按照非稳态解吸系数定义  $r$  与  $r+dr$  之间煤层区块(图 10 中阴影部分)吸附气解吸速度  $dQ_{ad}$  可表示为:  $-\alpha(m_c - m)2\pi rh dr$ 。于是,整个煤层区块吸附气解吸速度  $Q_{ad}$  可通过积分表示为

$$-\int_{r_w}^{r_e} \alpha(m_c - m)2\pi rh dr$$

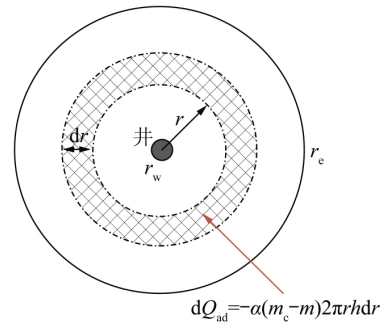


图 10 整个煤层气区块吸附气解吸速度计算示意

Fig. 10 Schematics for the computation of the desorption rate of the absorbed gas in the whole coalbed

可利用每一时间步的模型地层压力数值计算结果,采用数值方法<sup>[21]</sup>求得该积分。计算出的  $Q_{ad}$  如图 11 所示。

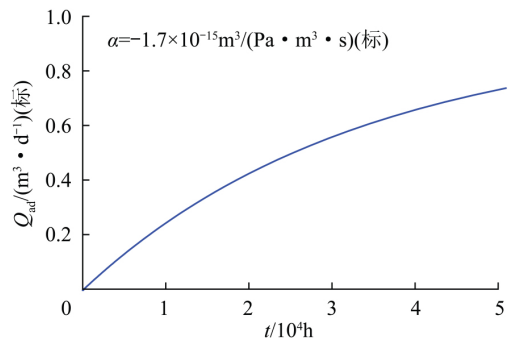


图 11 整个煤层气区块吸附气解吸速度的瞬时变化

Fig. 11 Transient change of the desorption rate of the absorbed gas in the whole coalbed

图 11 表明了该煤层气井流量  $q$  以单位流量 1.0(标)  $m^3/d$  生产时,整个煤层吸附气解吸速度  $Q_{ad}$  的瞬时变化。可以看出随着开采时间的增加,吸附气解吸速度逐渐增加,吸附气解吸作用对煤层气井流量的贡献逐渐增强。但增强幅度却逐渐减慢。由于煤层中存在自由气,以及在气体与孔隙压缩性弹性作用的综合影响下,整个煤层吸附气解吸速度会小于煤层气井生产的单位流量。但当煤层中渗流经长时间到达稳态时,整个煤层吸附气的解吸速度将等于煤层气

井生产的单位流量, 以下进行了推导验证。

稳态时, 由于  $P_D$  与时间无关, 控制方程式 (3) 可简化为

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right) + \alpha_D P_D = 0 \quad (21)$$

由于  $P_{WD}$  也与时间无关, 内边界条件式 (5) 变为

$$\left. \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right|_{r_D=1} = -1 \quad (22)$$

由前述吸附气解吸速度的积分表示及无因次变量的定义, 可得

$$Q_{ad} = - \int_{r_w}^{r_e} \alpha (m_c - m) 2\pi r h dr = - \int_1^{R_e} \alpha_D P_D r_D dr_D q \quad (23)$$

将式 (21) 两边同乘以  $r_D$  然后进行积分, 并结合边界条件式 (7) 和式 (22), 可得

$$- \int_1^{R_e} \alpha_D P_D r_D dr_D = r_D \left. \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right|_{r_D=1}^{r_D=R_e} = 1 \quad (24)$$

于是, 由式 (23) 和式 (24) 可得  $Q_{ad} = q$ ; 即到达稳态时, 整个煤层的吸附气解吸速度等于煤层气井生产的流量。

## 4 结 论

(1) 建立了煤层气排采末期阶段主要考虑吸附气非稳态解吸的煤层气直井的线性无因次渗流模型, 并采用有限差分方法求得了模型的稳定数值解。由此利用数值计算结果分析了渗流参数的敏感性, 主要表明了煤层吸附气解吸作用会使得无因次瞬时井底压力与压力导数的双对数特征曲线在边界控制拟稳态流动阶段出现下落趋势, 封闭边界控制下的两曲线间距离会变宽, 不再急剧上翘收敛为一条直线; 表皮效应则主要影响拟稳态流动段的无因次井底压力变化。

(2) 基于所建立的线性渗流理论模型以及参数的敏感性分析结果, 采用反褶积的技术手段进行生产数据的归一化, 本文提出了一种评价煤层吸附气解吸能力的煤层气直井生产数据系统分析新方法, 还开发了相应的生产数据分析软件。并通过实际算例验证了本文所提出的煤层气直井生产数据分析方法的有效性和实用性。

(3) 从实际煤层气井归一化生产数据的特征曲线分析中, 发现了煤层吸附气解吸作用在特征曲线拟稳态流动段的典型响应特征, 其与所建渗流理论模型的参数敏感性分析结果相符合。通常情况下, 虽然煤层气井生产数据点的取点密度和精度均较低, 仍可通

过反褶积技术手段, 获得受煤层边界与吸附气解吸作用共同影响下的特征曲线拟稳态流动段的归一化光滑数据; 对这些数据进行拟合分析可以解释出煤层吸附气的非稳态解吸系数、表皮因子、煤层渗透率、外边界半径等重要参数。

(4) 针对特定煤层区块, 给出了利用参数解释结果计算吸附气解吸作用对煤层气井单位流量贡献规律的积分计算方法。实例计算分析表明了: 随开采时间增加, 吸附气解吸速度逐渐增加, 吸附气解吸作用对煤层气井单位流量的贡献逐渐增强; 由于煤层中存在自由气, 以及气体与孔隙压缩性的综合影响, 整个煤层吸附气解吸速度小于煤层气井生产的单位流量; 但当煤层中渗流经长时间到达稳态时, 整个煤层吸附气解吸速度将等于煤层气井生产的单位流量。

## 参考文献 (References):

- [1] 刘曰武, 苏中良, 方虹斌, 等. 煤层气的解吸/吸附机理研究综述 [J]. 油气井测试, 2010, 19(6): 37-44.  
LIU Yuewu, SU Zhongliang, FANG Hongbin, et al. Review on CBM desorption/adsorption mechanism [J]. Well Testing, 2010, 19(6): 37-44.
- [2] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义 [J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5): 612-617.  
MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Division of coal-bed methane desorption stages and its significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5): 612-617.
- [3] 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 [J]. 中国科学: 物理学力学天文学, 2013, 43(12): 1548-1557.  
SHI Juntao, LI Xiangfang, XU Bingxiang, et al. Review on desorption-diffusion-flow model of coal-bed methane [J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2013, 43(12): 1548-1557.
- [4] SUN Zheng, LI Xiangfang, SHI Juntao, et al. A semi-analytical model for drainage and desorption area expansion during coal-bed methane production [J]. Fuel, 2017, 204: 214-226.
- [5] CHENG Yuanping, JIANG Haina, ZHANG Xiaolei, et al. Effects of coal rank on physicochemical properties of coal and on methane adsorption [J]. International Journal of Coal Science & Technology, 2017, 4(2): 129-146.
- [6] CLARKSON C R, BEHMANESH H, CHORNEY L. Production data and pressure transient analysis of Horseshoe Canyon CBM wells, Part II: accounting for dynamic skin [R]. SPE 148994, 2011.
- [7] OSMAN M S, THWAITES N. The application of well test deconvolution to wireline formation tester pressure buildup and fall off data to improve coalbed methane reservoir characterization [J]. SPE 167764, 2014.
- [8] CLARKSON C R, BUSTIN R M, SEIDLE J P. Production-data analysis of single-phase (gas) coalbed-methane wells [J]. SPE 100313, 2007.
- [9] 张培河. 基于生产数据分析的沁水南部煤层渗透性研究 [J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 503-507.



- ZHANG Peihe. Study of permeability of coal seam based on data well production in South Qinshui Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(3): 503–507.
- [10] 孟召平, 张纪星, 刘贺, 等. 考虑应力敏感性的煤层气井产能模型及应用分析[J]. *煤炭学报*, 2014, 39(4): 593–599.
- MENG Zhaoping, ZHANG Jixing, LIU He, et al. Productivity model of CBM wells considering the stress sensitivity and its application analysis [J]. *Journal of China Coal Society*, 2014, 39(4): 593–599.
- [11] 欧阳伟平. 煤层非正常渗流及热场渗流规律研究[D]. 北京: 中国科学院力学研究所, 2013.
- OUYANG Weiping. A study of unsteady and non-isothermal flow in porous coalbed media [D]. Beijing: Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, 2013.
- [12] LIU Yuewu, OUYANG Weiping, ZHAO Peihua, et al. Numerical well test for well with finite conductivity vertical fracture in coalbed [J]. *Applied Mathematics and Mechanics (English Edition)*, 2014, 35(6): 729–740.
- [13] 刘文超. 非常规气藏中渗流模型及反褶积方法与应用[R]. 北京: 中国科学院力学研究所, 2016.
- LIU Wenchao. Seepage flow models in unconventional gas reservoirs and deconvolution methods with applications [R]. Beijing: Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, 2016.
- [14] WAN Yizhao, LIU Yuewu, OUYANG Weiping, et al. Description area and pressure-drop region of wells in a homogeneous coalbed [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 28: 1–14.
- [15] VON SCHROETER T, HOLLAENDER F, GRINGARTEN A C. Deconvolution of well test data as a nonlinear total least squares problem [J]. *SPE Journal*, 2004, 9(4): 375–390.
- [16] LEVITAN M M. Deconvolution of multiwell test data [J]. *SPE*, 102484, 2007.
- [17] ILK D, VALKÓ P P, BLASINGAME T A. Deconvolution of variable-rate reservoir-performance data using B-splines [J]. *SPE*, 95571, 2005.
- [18] LIU Wenchao, LIU Yuewu, HAN Guofeng, et al. An improved deconvolution algorithm using B-splines for well-test data analysis in petroleum engineering [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 149: 306–314.
- [19] OSMAN M S, THWAITES N. The application of well test deconvolution to wireline formation tester pressure buildup and falloff data to improve coalbed methane reservoir characterization [J]. *SPE*, 167764, 2014.
- [20] LIU Wenchao, LIU Yuewu, NIU Congcong, et al. A model of unsteady seepage flow in low-permeable coalbed with moving boundary in consideration of wellbore storage and skin effect [J]. *Procedia Engineering*, 2015, 126: 517–521.
- [21] 关治, 陆金甫. 数值分析基础(第二版) [M]. 北京: 高等教育出版社, 2010.
- [22] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
- [23] 韩永新, 孙贺东, 邓兴梁, 等. 实用试井解释方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2016.