

引用格式:王伟,杨月洁,李小刚,等.一种深部煤层气井井底流压的折算方法[J].油气藏评价与开发,2026,16(5):1053–1060.

Wang Wei, Yang Yuejie, Li Xiaogang, et al. A method for calculating bottom-hole flowing pressure in deep coalbed methane wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(5): 1053–1060.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025281

# 一种深部煤层气井井底流压的折算方法

王伟<sup>1</sup>, 杨月洁<sup>2</sup>, 李小刚<sup>1</sup>, 闫霞<sup>3</sup>, 刘文超<sup>2</sup>, 师斌斌<sup>1</sup>, 杜振浩<sup>2</sup>

(1.中石油煤层气有限责任公司勘探开发建设分公司,陕西 西安 710003;2.北京科技大学资源与安全工程学院,北京 100083;  
3.中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司,北京 100095)

**摘要:**煤层气井底流压的准确获取对于优化排采工艺、提高煤层气采收率具有重要意义。然而,现有井底流压计算方法普遍存在经济成本高、数据时效性差、适用范围有限或精度不高等问题。特别是深部煤层气井通常采用气举排采方式,动液面位置难以获取,导致传统井筒流动模型无法直接应用,严重制约了深部煤层气井动态监测与生产优化。因此提出了一种深部煤层气井井底流压折算新方法,旨在通过建立更为精确的井筒流动模型,实现在缺少动液面位置数据情况下利用井口套压数据快速、准确计算井底流压的目标。该方法创新提出了表征动液面位置的非线性公式,并按动液面位置将垂直井筒自上而下划分为纯气柱段和气水两相液柱段两部分,以建立精细井筒流动模型;采用平均温度与偏差系数法计算纯气柱段压力,采用 Hasan-Kabir 解析法计算气水两相液柱段压力;综合创立了高效的数值迭代方法,并且求解了由动液面位置非线性公式、纯气柱段和气水两相液柱段压力计算公式共同构成的封闭强非线性方程组,最终获得了深部煤层气井的井底流压。以鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A为例对本算法进行了现场应用测试,研究结果表明本算法能显著提高现场流压折算精度,且计算效率高。此外,该方法在生产动态数据分析方面显示出良好的应用性,可为非常规气藏动态监测提供高效可靠的技术支撑。

**关键词:**鄂尔多斯盆地;深部煤层气;井筒流动模型;井底流压;两相流;动液面;非线性

中图分类号:TE37

文献标识码:A

## A method for calculating bottom-hole flowing pressure in deep coalbed methane wells

Wang Wei<sup>1</sup>, Yang Yuejie<sup>2</sup>, Li Xiaogang<sup>1</sup>, Yan Xia<sup>3</sup>, Liu Wenchao<sup>2</sup>, Shi Binbin<sup>1</sup>, Du Zhenhao<sup>2</sup>

(1. Exploration and Development Construction Company, PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Xi'an, Shaanxi 710003, China;  
2. School of Resources and Safety Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China;  
3. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China)

**Abstract:** Accurate acquisition of bottom-hole flowing pressure in coalbed methane (CBM) wells is of great significance for optimizing drainage and production processes and improving CBM recovery. However, existing methods for calculating bottom-hole flowing pressure generally have problems such as high economic cost, poor data timeliness, limited applicability, or insufficient accuracy. In particular, deep CBM wells usually employ gas-lift drainage and production, and the dynamic liquid level data is difficult to obtain, which renders traditional wellbore flow models inapplicable and seriously constrains dynamic monitoring and production optimization of these wells. To solve this problem, a new method for calculating bottom-hole flowing pressure in deep CBM wells was proposed, aiming to quickly and accurately calculate bottom-hole flowing pressure using wellhead casing pressure data in the absence of dynamic liquid level data by establishing a more accurate wellbore flow model. In this method, a nonlinear formula for characterizing the dynamic liquid level position was innovatively proposed, and the vertical wellbore was divided from top to bottom into a pure gas column section and a gas-water two-phase liquid column section based on the dynamic liquid level position, thereby establishing a refined wellbore flow model. The pressure of the pure gas column section was calculated using the average temperature and deviation coefficient method, and the pressure of the gas-water two-phase liquid column section was calculated using the Hasan-Kabir analytical method. A comprehensive and efficient numerical iteration method was established to solve the closed strongly nonlinear equation system composed of the nonlinear formula for dynamic liquid level position, the pressure calculation formula for the pure gas column section, and the pressure calculation formula for the gas-water two-phase liquid

收稿日期:2025-11-11。

第一作者简介:王伟(1984—),男,硕士,高级工程师,从事煤层气勘探开发研究工作。地址:陕西省西安市莲湖区劳动路115号1106室,邮政编码:710003。E-mail: wangwei23@petrochina.com.cn

通信作者简介:刘文超(1984—),男,博士,教授,从事非常规油气渗流力学方向的教学与研究工作。地址:北京市海淀区学院路30号,邮政编码:100083。E-mail: weliu\_2008@126.com

基金项目:中国石油攻关性应用性科技项目“深地煤岩气成藏理论与效益开发技术研究”(2023ZZ18);中国石油攻关性应用性科技项目“深地煤岩气开发优化设计关键技术研究”(2023ZZ18YJ04)。

column section, ultimately obtaining the bottom-hole flowing pressure of deep CBM wells. Finally, taking deep CBM Well A in the Daning-Jixian block of the Ordos Basin as an example, field application testing of the algorithm was conducted. The results indicated that this algorithm significantly improved the accuracy of field flowing-pressure calculation and demonstrated high computational efficiency. In addition, this method showed favorable applicability in production dynamic data analysis, providing efficient and reliable technical support for dynamic monitoring of unconventional gas reservoirs.

**Keywords:** Ordos Basin; deep coalbed methane (CBM); wellbore flow model; bottom-hole flowing pressure; two-phase flow; dynamic liquid level; nonlinearity

深部煤层气通常指埋深超过 1 500 m 煤层中所赋存的甲烷气体。中国煤层气资源分布中,仅埋深 2 000~3 000 m 的深部煤层气探明资源量就达到  $18.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 占总煤层气资源量的 38.16%<sup>[1]</sup>,此外,深部煤层气埋深极限也随勘探深度加深而不断增加<sup>[2-6]</sup>。近年来,埋深大于 2 000 m 的深部煤层气取得重大突破,勘探开发潜力巨大<sup>[7-8]</sup>。然而深部煤层气处于高地应力、高流体压力和高地层温度“三高”环境下<sup>[9]</sup>,深部煤层气井产水较少,游离气含量高,储层初始压力高且吸附气高效解吸需更大压降,另外煤岩裂缝导流能力差,水质矿化度高且含煤粉,与浅部煤层气开采有显著差异。井底流压控制是深部煤层气井开采方案优化的重要因素,井底流压既是协调煤层气排采设备与煤层产气控制的关键参数,也是煤层气井生产动态数据分析的必要数据。

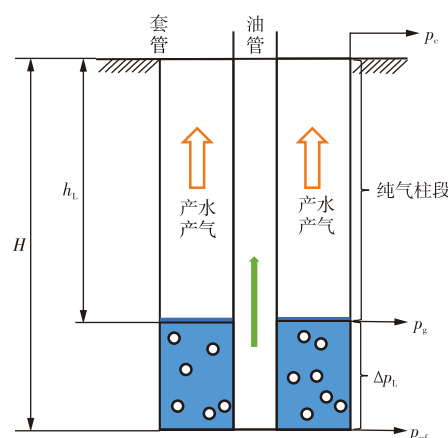
现场获取井底流压的方法有多种。实测法通过下入压力计测量井底流压<sup>[10]</sup>,但下入高精度压力计不仅操作成本大、现场下入井数过少,还会影响产量。若采用存储式压力计只能等修井作业时才能获取流压数据<sup>[11]</sup>,时效性差。垂直管流法<sup>[12]</sup>则基于井筒内流体流动分布建立垂直井筒(或筒内环空)的单相或多相流动模型,通过推导关于井口套压、井筒内压降梯度与井底流压理论公式来计算井底流压,但该方法一般需明确动液面位置高度才能计算,然而当前深部煤层气井一般采用气举方式排采,通常缺少动液面位置数据。谭聪<sup>[13]</sup>提出了线性关系的动液面位置估算公式,建立了不同气液比下页岩气井筒流动模型,可通过现场井口套压折算井底流压。但该模型采用了过于简化的纯气柱模型,未能考虑井筒产水及液柱影响,导致算法精度不高。机器学习方法则通过神经网络模型对实测数据进行训练和测试,从而实现流压预测,但该方法一般需要足够多的数据样本才能达到较高预测精度。余洋等引入反向传播神经网络模型,提出了浅层煤层气井流压预测智能模型,然而该模型计算需输入动液面位置数据。此外,压降曲线法、拟稳态数学模型法<sup>[14]</sup>和二项式产能方程法<sup>[10]</sup>都是基于相关生产动态数据分析建立起的渗流理论或经验公式,虽然这些方法经济成本低,但对现场数据的规模、井口特质、煤层气采出阶段等有着不同程度要求,现场应用受较大限制。因此,鉴于在经济成本、时效性、动液面数据、预测精度等要求不高,实测样本数据少,现场应

用条件限制等方面存在的问题,上述井底流压获取方法远不能满足当前深部煤层气开采现场的需求。

综上所述,井底流压数据获取已成为制约深部煤层气开发动态技术研究的技术瓶颈。深部煤层气井现场井口套压数据丰富,如何充分利用这些数据在现场普遍缺少动液面数据情况下建立准确的井底流压计算方法成为当前迫切的工作需求。针对该问题,建立了深部煤层气井井底流压的折算新方法,该方法提出了动液面位置非线性公式,将井筒内流动精细划分为纯气柱段和两相液柱段两部分,建立了井筒内非线性流动数学模型及其高效数值算法。该方法可以充分利用井口套压数据,在现场缺少动液面数据情况下准确、快速地折算井底流压。

## 1 深部煤层气井井筒流动物理模型

图 1 为深部煤层气井 A 垂直井筒内气、水两相流动物理模型<sup>[15-17]</sup>,根据煤层气井生产过程中套管与油管之间环空内出现的流态分布规律,可将环空沿垂直流动方向精细划分为上部纯气柱段和下部气、水两相液柱段两部分。两部分分界处即为动液面位置,动液面位置与产



注: $H$ 为井筒深度,单位 m; $h_L$ 为动液面位置,单位 m; $p_e$ 为现场实测的井口套压,单位 MPa; $p_{wf}$ 为需计算的井底流压,单位 MPa; $p_g$ 为纯气柱压力,单位 MPa; $\Delta p_L$ 为气、水两相液柱段压差,单位 MPa;图中箭头指示流动方向。

图 1 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井 A 井筒流动物理模型

Fig. 1 Physical model of fluid flow in wellbore of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

水量和产气量等因素相关,随时间动态变化。油管中可以是纯水排水,也可以是泡排、气举等其他排液流动方式,但不影响环空产气的计算。

根据流体力学定律,井口套压与井底流压满足以下关系:

$$p_{wf} = p_g + \Delta p_L \quad (1)$$

由式(1)可知,获得纯气柱段压差和两相液柱段压差后,利用井口套压可折算井底流压。目前,纯气柱段和两相液柱段压差的计算方法已较为成熟,主要工作是如何在生产现场缺少动液面数据情况下准确估算动液面位置,并对2个不同流态环空段进行划分,从而系统地耦合建立整个井筒流动精细数学模型及其高效算法。

## 2 深部煤层气井井底流压计算方法

### 2.1 动液面位置估算方法

现有估算气井动液面位置的简易经验公式具有以下线性形式<sup>[13]</sup>:

$$h_L = \frac{Q_w B_w}{Q_g B_g + Q_w B_w} H \quad (2)$$

式中: $Q_g$ 为产气量,单位 $m^3/d$ ;  $Q_w$ 为产水量,单位 $m^3/d$ ;  $B_g$ 为煤层气体积系数;  $B_w$ 为水相体积系数,取近似值1.0。

应用上文建立的井底流压算法,对多口深部煤层井实测数据开展拟合优化,总结提出了具有非线性形式的动液面位置估算公式:

$$h_L = \left( \frac{Q_w B_w}{Q_g B_g + Q_w B_w} \right)^\alpha H \quad (3)$$

式中: $\alpha$ 为折算系数,取值为1.0时式(3)可退化为式(2)线性形式。通常情况下深部煤层气井具有有限的井底流压实测点,可通过折算流压结果与实测流压数据的对比拟合校正 $\alpha$ 值,进一步提高算法精度。

根据真实气体状态方程, $B_g$ 表达式为<sup>[15]</sup>:

$$B_g = Z \left( \bar{p}_1, \bar{T}_1, \gamma_g \right) \frac{p_{sc}}{\bar{p}_1} \frac{\bar{T}_1}{T_{sc}} \quad (4)$$

$$\bar{T}_1 = \frac{T_c + T_w}{2} \quad (5)$$

$$\bar{p}_1 = \frac{p_c + p_{wf}}{2} \quad (6)$$

式中: $Z$ 为两相液柱段气体压缩因子;  $p_{sc}$ 为标准状况下压力,单位MPa;  $\bar{p}_1$ 为井筒内平均压力,单位MPa;  $T_{sc}$ 为标准状况下温度,单位K;  $\bar{T}_1$ 为井筒内平均温度,单位K;  $T_c$ 为井口处温度,单位K;  $T_w$ 为井底处温度,单位K;  $\gamma_g$ 为气体相对密度。

根据Hall-Yarborough方法<sup>[16]</sup>计算真实气体压缩因子( $Z$ ):

$$Z = \frac{\beta}{x} p_r \quad (7)$$

式中: $\beta$ 为温度相关参数;  $x$ 为无量纲对比密度,可通过Newton-Raphson数值迭代法求得;  $p_r$ 为相对压力。

$\beta$ 和 $\theta$ 计算方法为<sup>[16]</sup>:

$$\beta = 0.061250e^{-1.2(1-\theta)^2} \quad (8)$$

$$\theta = \frac{1}{T_r} \quad (9)$$

式中: $\theta$ 为相对温度的倒数;  $T_r$ 为相对温度。

$$T_r = \frac{\bar{T}_1}{T_{pc}} \quad (10)$$

$$p_r = \frac{\bar{p}_1}{p_{pc}} \quad (11)$$

$$T_{pc} = \frac{168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2}{1.8} \quad (12)$$

$$p_{pc} = \frac{677 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2}{145.038} \quad (13)$$

式中: $T_{pc}$ 为临界温度,单位K;  $p_{pc}$ 为天然气临界压力,单位MPa。

综上所述,式(2)一式(13)共同构成求解动液面位置( $h_L$ )的数学方程组。该方程组涉及待求变量 $h_L$ 、 $p_{wf}$ ,已知参数 $T_w$ 、 $p_c$ 、 $T_c$ 、 $Q_w$ 、 $Q_g$ 、 $\gamma_g$ 、 $\alpha$ ,只有在获取 $p_{wf}$ 情况下才能计算出 $h_L$ 。该数学方程组可等价表达为一个非线性方程式 $f_1=0$ ,如下:

$$f_1(h_L, p_{wf}, T_w, p_c, T_c, Q_w, Q_g, \gamma_g, \alpha) = 0 \quad (14)$$

### 2.2 纯气柱段压力计算方法

由图1可知,利用纯气柱段压差和井口套压可共同确定动液面位置处压力。利用平均温度、平均偏差系数法<sup>[17-18]</sup>求解纯气柱压力( $p_g$ ),纯气柱段(动液面处)压力计算公式如下<sup>[17-18]</sup>:

$$p_g = \sqrt{p_c^2 e^{2S} + \frac{1.324 \times 10^{-18} f \left[ Z \left( \bar{p}_g, \bar{T}_g, \gamma_g \right) \bar{T}_g Q_g \right]^2}{(d_2 - d_1)^3 (d_2 + d_1)^2}} (e^{2S} - 1) \quad (15)$$

式中: $d_1$ 为油管半径,单位m;  $d_2$ 为套管半径,单位m;  $\bar{T}_g$ 为纯气柱段平均温度,单位K;  $\bar{p}_g$ 为纯气柱段平均压力,单位MPa;  $f$ 为Moody摩阻系数;  $S$ 为过程参数。

$S$ 、 $\bar{T}_g$ 计算公式如下<sup>[17-18]</sup>:

$$S = \frac{0.03415\gamma_g h_L}{Z \left( \bar{p}_g, \bar{T}_g, \gamma_g \right) \bar{T}_g} \quad (16)$$

$$\bar{T}_g = \frac{T_c + T_L}{2} \quad (17)$$

式中: $T_L$ 为动液面处温度,单位K。

$\bar{p}_g$ 计算公式如下<sup>[17-18]</sup>:

$$\bar{p}_g = \frac{p_c + p_g}{2} \quad (18)$$

$T_L$  计算公式如下:

$$T_L = h_L \gamma_T \quad (19)$$

$$\gamma_T = \frac{T_c - T_w}{H} \quad (20)$$

式中:  $\gamma_T$  为井筒内温度梯度, 单位 K/m。

式(15)中  $f$  计算公式为<sup>[17-18]</sup>:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \times \log \left( \frac{e}{d_2 - d_1} + \frac{21.25}{R_e^{0.9}} \right) \quad (21)$$

$$R_e = 1.776 \times 10^{-2} \times \frac{Q_g \gamma_g}{\mu_g (\bar{p}_g, \bar{T}_g, \gamma_g) (d_2 + d_1)} \quad (22)$$

式中:  $e$  为油管的绝对粗糙度, 单位 m;  $R_e$  为流体流动雷诺数;  $\mu_g$  为气体黏度, 单位 mPa·s,  $\mu_g$  值对应纯气柱段平均温度和平均压力下的气体黏度, 采用 Lee-Gonzalez-Eakin 方法进行计算。

综上所述, 式(15)一式(22)共同构成求解  $p_g$  的非线性数学方程组。该方程组涉及待求变量  $p_g$ 、 $h_L$ , 已知参数  $d_1$ 、 $d_2$ 、 $e$ 、 $T_w$ 、 $p_c$ 、 $T_c$ 、 $T_L$ 、 $Q_g$ 、 $\gamma_g$ , 只有在获取  $h_L$  情况下, 才能通过数值迭代方法<sup>[17-18]</sup>计算出  $p_g$ 。该非线性数学方程组也可等价表达为一个非线性方程  $f_2=0$ , 如下:

$$f_2(p_g, h_L, d_1, d_2, e, T_w, p_c, T_c, T_L, Q_g, \gamma_g) = 0 \quad (23)$$

### 2.3 气水两相液柱段压力计算方法

根据 Hasan-Kabir 解析法计算气水两相液柱段压差  $\Delta p_L$ 。根据式(1), 利用  $p_g$  和  $\Delta p_L$ , 井底流压  $p_{wf}$  可表示为<sup>[17-18]</sup>:

$$p_{wf} = p_g + \Delta p_L = p_g + \gamma_L (H - h_L) - I_1 + I_2 \quad (24)$$

$I_1$  和  $I_2$  的表达式为<sup>[17-18]</sup>:

$$I_1 = \frac{C}{a(1-f_g)} \ln \left[ \frac{bC + ap_g + a(H-h_L)(1-f_g)\gamma_L}{bC + ap_g} \right] \quad (25)$$

$$I_2 = \frac{CgM_g(H-h_L)}{aZ(\bar{p}_L, \bar{T}_L, \gamma_g)R\bar{T}_L} - \frac{C^2gM_gb}{(1-f_g)\gamma_L a^2 Z(\bar{p}_L, \bar{T}_L, \gamma_g)R\bar{T}_L} \ln \left[ \frac{bC + ap_g + a(H-h_L)(1-f_g)\gamma_L}{bC + ap_g} \right] \quad (26)$$

$$C = \frac{Q_g \bar{T}_L Z(\bar{p}_L, \bar{T}_L, \gamma_g) p_{sc}}{\pi(d_2^2 - d_1^2) T_{sc}} \quad (27)$$

$$\bar{T}_L = \frac{T_w + T_L}{2} \quad (28)$$

$$\bar{p}_L = \frac{p_g + p_{wf}}{2} \quad (29)$$

式中:  $\gamma_L$  为液体压力梯度, 单位 MPa/m;  $I_1$ 、 $I_2$ 、 $C$  均为过程变量;  $M_g$  为气体摩尔质量, 单位 kg/kmol;  $g$  为重力加速度, 单位 N/kg;  $\bar{T}_L$  为平均温度, 单位 K;  $\bar{p}_L$  为平均压力, 单位 MPa;  $R$  为通用气体常数, 取值 8.314 kJ/kmol/K;  $f_g$  为气体空隙度;  $a$  和  $b$  为待定系数。

$f_g$  可采用 Godbey-Dimon 公式计算<sup>[18-19]</sup>:

$$f_g = \frac{v_{sg}}{a + bv_{sg}} \quad (30)$$

$$v_{sg} = \frac{Q_g \bar{T}_L Z(\bar{p}_L, \bar{T}_L, \gamma_g) p_{sc}}{\pi(d_2^2 - d_1^2) T_{sc} \bar{p}_L} \quad (31)$$

式中:  $v_{sg}$  为气体表观流速, 单位 m/s。当  $v_{sg} < 0.61$  m/s 时, 为泡状流, 取  $a=0.6$ 、 $b=1.2$ ; 当  $v_{sg} \geq 0.61$  m/s 时, 为段塞流, 取  $a=1.0$ 、 $b=1.0$ 。

综上所述, 式(24)一式(31)共同构成了求解井底流压( $p_{wf}$ )的非线性数学方程组。该方程组涉及待求变量  $p_{wf}$ 、 $p_g$ 、 $h_L$ , 已知参数  $d_1$ 、 $d_2$ 、 $T_w$ 、 $T_L$ 、 $Q_g$ 、 $\gamma_g$ 、 $\gamma_L$ , 只有在获取  $p_g$  和  $h_L$  情况下, 才可通过数值迭代方法<sup>[18-19]</sup>计算出  $p_{wf}$ 。该非线性数学方程组也可等价表达为一个非线性方程  $f_3=0$ :

$$f_3(p_{wf}, p_g, h_L, d_1, d_2, T_w, T_L, Q_g, \gamma_g, \gamma_L) = 0 \quad (32)$$

### 2.4 深部煤层气井井底流压计算步骤

提出的流压计算步骤是建立在 2.1 节、2.2 节和 2.3 节所介绍的 3 个算法基础上。可以看出式(14)、式(23)和式(32)的待求变量相互重叠, 共同构成了计算井底流压的联立非线性方程组, 该方程组为封闭方程组, 包含 3 个方程以及 3 个待求变量  $p_{wf}$ 、 $p_g$ 、 $h_L$ 。鉴于方程组强非线性, 提出了高效的数值迭代方法进行求解。先取  $\alpha=1.0$ , 其他参数取值可参考实际情况, 数值迭代求解步骤如下: ①步骤一, 井底流压赋值初值  $p_{wf}^{(0)}$ , 可令  $p_{wf}^{(0)}$  等于井口套压  $p_c$ 。根据 2.1 节算法, 由式(14)计算出动液面位置  $h_L^{(0)}$ 。②步骤二, 利用步骤一获取的动液面位置  $h_L^{(0)}$ , 根据 2.2 节算法, 由式(23)计算出纯气柱压力  $p_g^{(0)}$ 。③步骤三, 利用步骤一获取的  $h_L^{(0)}$  和步骤二获取的  $p_g^{(0)}$ , 根据 2.3 节算法, 由式(32)计算出井底流压  $p_{wf}^{(1)}$ 。④步骤四, 将步骤三获取的  $p_{wf}^{(1)}$  与初值  $p_{wf}^{(0)}$  进行比较, 若二者的绝对差值小于迭代精度 ( $\varepsilon$ ), 即获得井底流压  $p_{wf}=p_{wf}^{(1)}$ ; 若不在误差范围内, 则令  $p_{wf}^{(1)}$  代替初值  $p_{wf}^{(0)}$ , 重复步骤一至步骤四, 直到满足精度要求为止。此次研究所建立的井底流压数值迭代求解流程如图 2 所示。

一般情况下, 深部煤层气开采现场会有有限流压实测点, 从而可以对流压折算进行校准。此时折算系数  $\alpha$  值可以通过将井底流压折算结果拟合实测井底流压点的方式进行反演校正, 进一步提高算法精度。

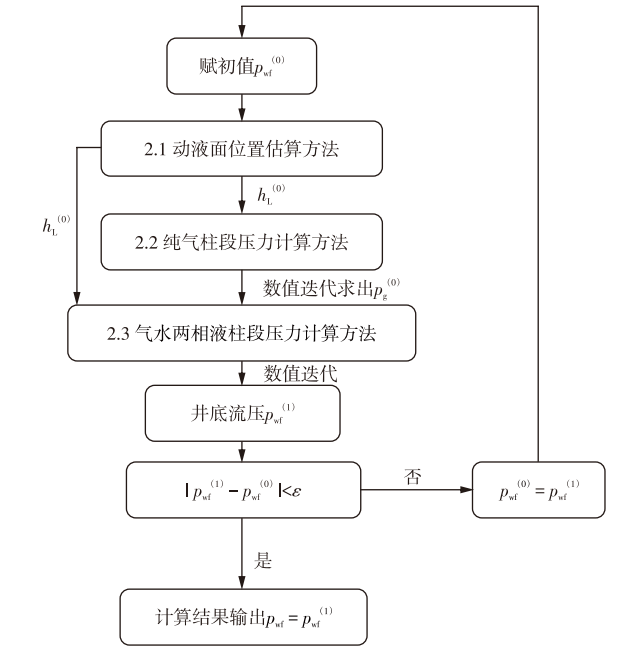


图2 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A井底流压数值迭代求解流程

Fig. 2 Flowchart for calculating bottom-hole flowing pressure of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin by numerical iteration

3 工程应用

中国第一个深部煤层气先导试验区位于鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块,该区块构造简单,适宜深层煤层气富集,其主力8号煤层主体埋深介于2 000~2 520 m<sup>[20]</sup>。以大宁—吉县区块一口多段压裂水平井A井底流压折算为研究对象,井A现场已测的生产动态数据包括日产水量、日产气量、井口套压和井底流压数据,如图3—图6所示。图6中实测流压来源于现场高精度的连续流压测试记录报表,可以利用这些数据验证流压折算结果的正确性。流压折算所需的相关参数如表1所示。

基于2.4节计算步骤,可通过套压数据折算出井底流压数据。根据现场流压实测数据,通过反复数值计算测

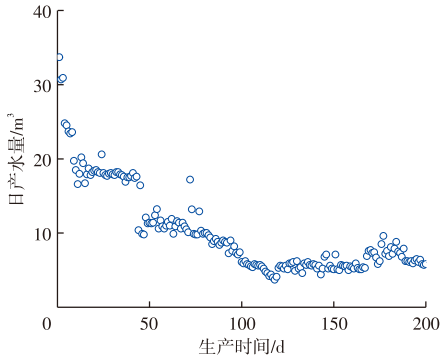


图3 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A日产水量

Fig. 3 Daily water production of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

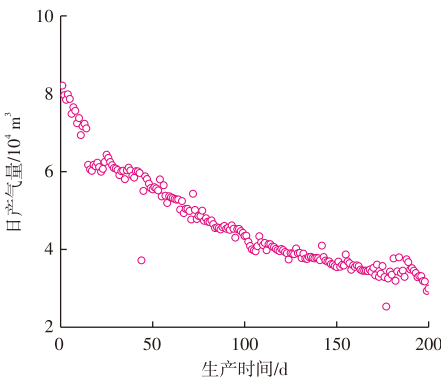


图4 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A日产气量

Fig. 4 Daily gas production of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

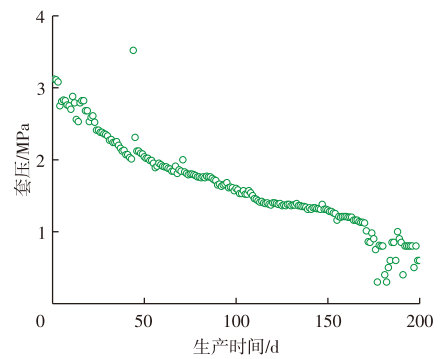


图5 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A井口套压

Fig. 5 Wellhead casing pressure of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

表1 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A流压计算相关参数

| Table 1 Relevant parameters for calculating flowing pressure of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin |       |                                    |             |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------------|-------------|
| 变量名称                                                                                                                  | 默认值   | 变量名称                               | 默认值         |
| 原始地层压力/MPa                                                                                                            | 22    | 气体摩尔质量( $M_g$ )/(g/mol)            | 16.5        |
| 井深( $H$ )/m                                                                                                           | 2 500 | 液体压力梯度( $\gamma_L$ )/(MPa/m)       | 0.01        |
| 井口温度( $T_c$ )/°C                                                                                                      | 20    | 油管的绝对粗糙度( $e$ )/m                  | 0.000 015 2 |
| 井底储层温度( $T_w$ )/°C                                                                                                    | 70    | 纯气柱段压力计算的数值迭代精度/MPa                | 0.001       |
| 油管半径( $d_1$ )/m                                                                                                       | 0.051 | 气水两相液柱段压力计算的数值迭代精度/MPa             | 0.001       |
| 套管半径( $d_2$ )/m                                                                                                       | 0.061 | 井底流压计算的数值迭代精度( $\varepsilon$ )/MPa | 0.001       |
| 相对密度( $\gamma_g$ )                                                                                                    | 0.57  |                                    |             |

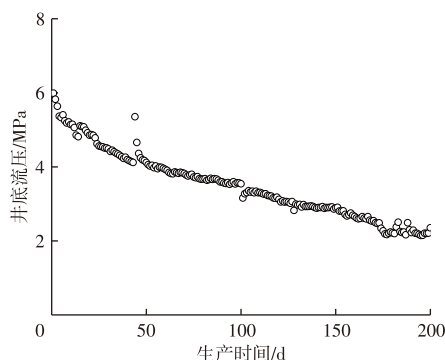


图6 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A实测井底流压  
Fig. 6 Actual bottom-hole flowing pressure of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

试,非线性拟合出 $\alpha=0.42$ 时与流压实测数据的拟合效果最好。图7给出了测试过程中 $\alpha=1.0$ 和 $\alpha=0.42$ 时分别对应的流压折算结果,可以看出通过调节 $\alpha$ 值可显著提高对实测流压的非线性拟合精度。为了验证引入 $\alpha$ 的动液面位置非线性公式的先进性,分别绘制了 $\alpha=1.0$ 和 $\alpha=0.42$ 时井底流压计算结果对实测流压的校准图(图8)。 $\alpha=0.42$ 时,最大相对计算误差仅为1.88%,验证了流压折算方法的有效性。本实例中共折算了200个压力数据,总用时1.591 s,平均每个数据折算时间为0.007 96 s,计算效率高。

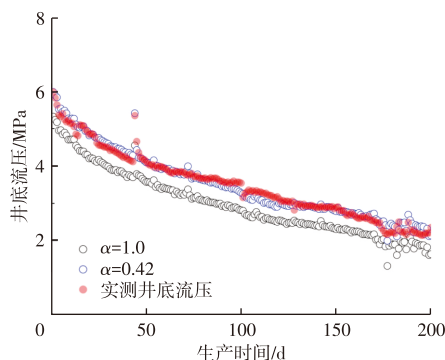


图7 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A井底流压非线性拟合过程  
Fig. 7 Nonlinear fitting process of bottom-hole flowing pressure of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

通过图8还可看出采用动液面位置线性公式 $\alpha=1.0$ 计算得到的井底流压结果虽然大致沿着45°趋势线分布,但许多数据点偏离了趋势线,数据点分布范围也较宽,离散程度较大,且偏离程度不一,表明基于动液面位置线性公式的算法计算误差相对较大,未能充分体现流压折算的非线性特征。而利用改进的动液面位置非线性公式( $\alpha=0.42$ )计算得到的井底流压结果紧密分布在45°趋势线附近,几乎所有数据点都沿这条线排列,且数据点分布范围较窄,呈现出高度集中性,实测数据拟合效果更好。

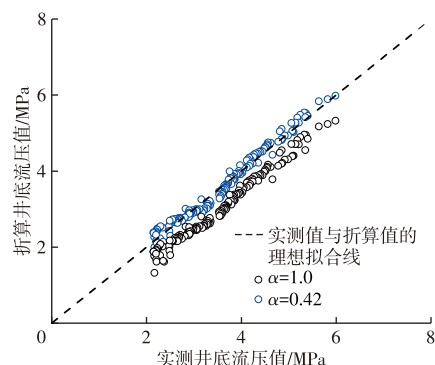


图8 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A井底流压计算结果校准图  
Fig. 8 Calibration plot of bottom-hole flowing pressure calculation results of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

这表明引入动液面位置非线性公式可显著提升算法精度,提高井底流压的预测效果,这也充分体现了流压折算的非线性特征。

此外,分别利用井A实测井底流压数据和算法折算出井底流压数据( $\alpha=0.42$ ),并且进行了生产动态数据的Blasingame产量递减特征曲线分析<sup>[21]</sup>,如图9所示。可以看出,实测井底流压数据和折算井底流压数据所对应的双对数坐标系下Blasingame产量递减分析特征数据几乎相同,反演确定的理论模型特征曲线也一致,由此验证了上文所提出的深部煤层气井A井底流压折算方法在生产动态数据分析方面的实用性<sup>[22]</sup>。

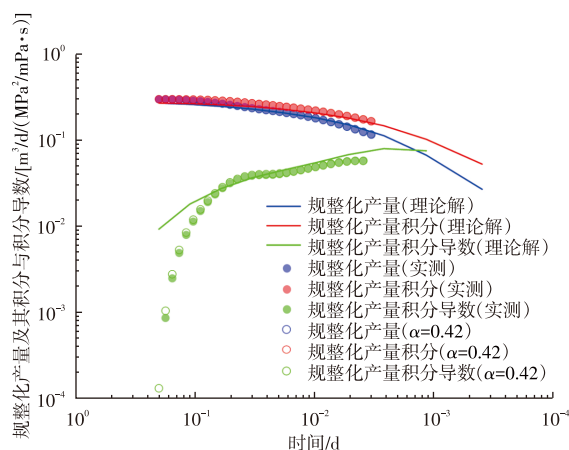


图9 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气井A生产动态数据的Blasingame产量递减分析对比

Fig. 9 Comparison of Blasingame production decline analysis of dynamic production data of deep CBM Well A in Daning-Jixian block of Ordos Basin

该方法已在大宁—吉县深层煤层气区块多个井台进行了应用,均表现出了良好的流压预测效果。应用研究发现 $\alpha$ 的拟合值一般介于0.2~0.6,且同一井台上各井 $\alpha$ 拟合值也很相近,因而对于没有实测流压或仅有1~2个

实测流压点的井,可将同一井台上其他井的 $\alpha$ 值或平均值作为井A流压 $\alpha$ 值的参考值。此外,上文给出的井筒物理模型仅严格适用于深部煤层气井早期排采阶段,但在深部煤层气井后续的气举或泡排阶段,由于井的储层日产气量一般为已知的,在应用上文方法折算井底流压时也显示出了较好的应用效果,这与在算法中引入 $\alpha$ 可以考虑一些非线性因素有关。

## 4 结论

1)建立了深部煤层气井井底流压折算的新方法,可实现利用井口套压数据快速、准确计算井底流压的目标,有效解决了现场井底流压准确计算的难题。该方法中创新提出了动液面位置的非线性公式,将垂直井筒内流动区域精细划分为纯气柱段和气水两相液柱段两部分,从而建立了垂直井筒内两相流动的非线性精细计算模型,并综合创立了其高效的数值迭代方法,能充分利用深部煤层气井口套压在缺少动液面位置信息情况下快速、准确地折算井底流压。该数值算法逻辑框架简明,易于编程实现。

2)通过流压折算方法在大宁—吉县深部煤层气区块的现场应用及分析得到几点认识和结论:①该方法适用于深部煤层气井生产动态全过程,井底流压折算精度能满足现场生产动态数据分析需求,尤其在现场有实测流压点情况下,通过调节动液面位置非线性公式中 $\alpha$ 值对流压折算结果进行校准,可显著提高计算精度,相对误差可小于2%;②每个套压数据点的流压折算平均时间仅需0.007 96 s,计算效率高,因此,该算法可为深部煤层气藏生产井动态数据分析、数值模拟、大数据分析等提供关键的井底流压数据,对提高深部煤层气开发技术及应用水平具有重要现实意义。

3)此次研究方法思路还可推广应用至页岩气、致密气等非常规及常规能源的开发技术领域,进一步体现了该方法的实用性、可操作性及可推广性。

### 参考文献

- [1] 徐凤银,甄怀宾,李曙光,等.深部煤层气储层改造技术迭代升级历史与发展方向:以鄂尔多斯盆地东缘大吉区块为例[J].煤炭科学技术,2025,53(3):1-18.  
Xu Fengyin, Zhen Huaibin, Li Shuguang, et al. History and development direction of iterative upgrading of deep coalbed methane reservoir reconstruction technology: taking the Daji Block in the eastern margin of the Ordos Basin as an example[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 1-18.
- [2] 房大志,程泽虎,李佳欣.渝东南地区超深层煤层气高效压裂技术及精细排采制度研究与实践:以NY1井为例[J].煤田地质与勘探,2022,50(5):50-56.  
Fang Dazhi, Cheng Zehu, Li Jiaxin. Efficient fracturing technology and fine drainage system of ultra-deep coalbed methane in southeast Chongqing: a case study of NY1 well[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(5): 50-56.
- [3] 郭旭升,胡宗全,李双建,等.深层—超深层天然气勘探研究进展与展望[J].石油科学通报,2023,8(4):461-474.  
Guo Xusheng, Hu Zongquan, Li Shuangjian, et al. Progress and prospect of natural gas exploration and research in deep and ultra-deep strata[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 461-474.
- [4] 李曙光,王成旺,王红娜,等.大宁—吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J].煤田地质与勘探,2022,50(9):59-67.  
Li Shuguang, Wang Chengwang, Wang Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 59-67.
- [5] 熊先钺,甄怀宾,李曙光,等.大宁—吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用[J].煤田地质与勘探,2024,52(2):147-160.  
Xiong Xianyue, Zhen Huaibin, Li Shuguang, et al. Multi-round diverting fracturing technology and its application in deep coalbed methane in the Daning-Jixian block[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 147-160.
- [6] 徐凤银,肖芝华,陈东,等.我国煤层气开发技术现状与发展方向[J].煤炭科学技术,2019,47(10):205-215.  
Xu Fengyin, Xiao Zhihua, Chen Dong, et al. Current status and development direction of coalbed methane exploration technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(10): 205-215.
- [7] 李辛子,王云海,姜昭琛,等.深部煤层气勘探开发进展与研究[J].煤炭学报,2016,41(1):24-31.  
Li Xinzi, Wang Yunhai, Jiang Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 24-31.
- [8] 徐凤银,闫霞,林振盘,等.我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):1-14.  
Xu Fengyin, Yan Xia, Lin Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 1-14.
- [9] 秦勇.中国深部煤层气地质研究进展[J].石油学报,2023,44(11):1791-1811.  
Qin Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1791-1811.
- [10] 魏文杰,郭青华,习丽英,等.确定气井地层压力的几种方法[J].石油化工应用,2009,28(9):61-65.  
Wei Wenjie, Guo Qinghua, Xi Liying, et al. Several methods of define gas well formation pressure[J]. Petrochemical Industry Application, 2009, 28(9): 61-65.
- [11] 冯松,李祖友,严小勇,等.新场沙溪庙气藏不关井确定地层压力研究[J].内蒙古石油化工,2015,41(21):22-26.  
Feng Song, Li Zuyou, Yan Xiaoyong, et al. The determination of the method to calculate formation pressure of gas well on non-shut conditions in Xinchang gas reservoir[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2015, 41(21): 22-26.
- [12] 赵金,张遂安.煤层气井底流压生产动态研究[J].煤田地质与勘探,2013,41(2):21-24.  
Zhao Jin, Zhang Sui'an. Production dynamics of CBM bottom hole pressure[J]. Coal Geology & Exploration, 2013, 41(2): 21-24.

- [13] 谭聪. 焦石坝区块页岩气井井底流压计算方法评价[J]. 江汉石油职工大学学报, 2022, 35(4): 14–17.  
Tan Cong. Evaluation of calculation methods of bottomhole flow pressure in shale gas wells: a case study of Jiaoshiba block[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2022, 35(4): 14–17.
- [14] 陈薇. 苏里格气田地层压力的评价方法[D]. 西安: 西安石油大学, 2014.  
Chen Wei. Evaluation method of formation pressure in Sulige Gas Field [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2014.
- [15] 周立宏, 闫霞, 熊先钺, 等. 深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 73–90.  
Zhou Lihong, Yan Xia, Xiong Xianyue, et al. Characteristics of occurrence and distribution rule of deep coalbed methane in supercritical state[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 73–90.
- [16] Hall K R, Yarborough L. A new equation of state for Z-factor calculations[J]. Oil and Gas journal, 1973, 71(25): 82–92.
- [17] 孙仁远, 宣英龙, 任晓霞, 等. 煤层气井井底流压计算方法[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(4): 100–103.  
Sun Renyuan, Xuan Yinglong, Ren Xiaoxia, et al. Methods of bottom-hole flow pressure calculations for coalbed methane wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(4): 100–103.
- [18] 杨焦生, 王一兵, 王宪法. 煤层气井井底流压分析及计算[J]. 天然气工业, 2010, 30(2): 66–68.  
Yang Jiaosheng, Wang Yibing, Wang Xianhua. Analysis and computation of flowing bottom-hole pressure in coalbed methane wells[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(2): 66–68.
- [19] Hasan A R, Kabir C S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells[J]. SPE Production Engineering, 1988, 3(2): 263–272.
- [20] 熊先钺, 闫霞, 徐凤银, 等. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1812–1826.  
Xiong Xianyue, Yan Xia, Xu Fengyin, et al. Analysis of multi-factor coupling control mechanism, desorption law and development effect of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1812–1826.
- [21] Liu W C, Yao J, Zhu W Y. Analytical and numerical methods for nonlinear fluid flow problems in porous media[M]. Singapore: Springer Nature, 2024.
- [22] Liu W C, Xing J Y, Huang L, et al. An analytical flow model for multistage fractured horizontal well with elastic outer reservoir boundary[J]. Physics of Fluids, 2025, 37(3): 037181.

(编辑 黄颖)