

# 考虑拟时间的页岩气压裂水平井生产数据分析方法

胡小虎<sup>1,2</sup>, 王妍妍<sup>1,2</sup>, 刘华<sup>1,2</sup>, 王卫红<sup>1,2</sup>

- 1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室 北京 100083
- 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室 北京 100083

通讯作者:Email:huxhu.syky@sinopec.com

项目支持:国家科技重大专项“涪陵页岩气开发示范工程”(2016ZX05060)

引用:胡小虎,王妍妍,刘华,等. 考虑拟时间的页岩气压裂水平井生产数据分析方法[J]. 油气井测试,2021,30(1):66-72.

Cite: HU Xiaohu, WANG Yanyan, LIU Hua, et al. Production data analysis method of shale gas horizontal well fracturing considering pseudo time [J]. Well Testing, 2021,30(1):66-72.

**摘要** 由于没有相关计算模型,页岩气压裂水平井通过生产数据分析解释压裂改造参数时,没有考虑页岩气藏存在的吸附气解吸及地层压力变化的影响。根据页岩气藏物质平衡方程,推导出考虑吸附气解吸的页岩气藏物质平衡拟时间计算模型,改进了变产变压生产数据特征分析方法流程:通过 Blasingame 图版拟合诊断边界流动阶段、评价动态总储量;通过规整化拟压力(RNP)与物质平衡拟时间平方根图版拟合线性流段斜率,识别线性流结束时间,解释地质、压裂参数。研究表明,不使用拟时间时,RNP 与物质平衡时间平方根图的线性流拐点不是真实的线性流结束时间,解释的渗透率偏低、裂缝半长偏高。四川盆地某页岩气井动态参数解释结果证明,本方法能综合考虑吸附气解吸、地层压力变化对 RNP 曲线物质平衡拟时间的影响,提高了线性流结束时间诊断精度和参数解释结果的准确性。

**关键词** 页岩气;压裂;水平井;吸附解吸;物质平衡拟时间;生产数据分析;线性流

**中图分类号**:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.01.012

## Production data analysis method of shale gas horizontal well fracturing considering pseudo time

HU Xiaohu<sup>1,2</sup>, WANG Yanyan<sup>1,2</sup>, LIU Hua<sup>1,2</sup>, WANG WeiHong<sup>1,2</sup>

- 1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China
- 2. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production, SINOPEC, Beijing 100083, China

**Abstract:** Because there is no relevant calculation model, the influence of adsorbed gas desorption and formation pressure change in shale gas reservoir is not considered when interpreting fracturing parameters through production data analysis in shale gas horizontal well fracturing. According to the material balance equation of shale gas reservoir, this paper deduces the material balance pseudo time calculation model of shale gas reservoir considering desorption of adsorbed gas and improves the process of production data characteristic analysis method of variable production and variable pressure. That is, the Blasingame chart is used to fit and diagnose the boundary flow stage and evaluate the dynamic total reserves; the normalized pseudo pressure (RNP) and the square root chart of material balance pseudo time are used to fit the slope of linear flow section, identify the end time of linear flow and interpret the geological and fracturing parameters. The results show that the inflection point of linear flow in the square root diagram of RNP and material balance time is not the real end time of linear flow when pseudo time is not used, and the interpreted permeability is low, and the fracture half-length is high. The dynamic parameter interpretation results of a shale gas well in Sichuan Basin show that this method can comprehensively consider the influence of adsorption gas desorption and formation pressure change on the material balance pseudo time of RNP curve, and improve the accuracy of diagnosis of linear flow end time and parameter interpretation results.

**Keywords:** shale gas; fracturing; horizontal well; adsorption and desorption; material balance pseudo time; production data analysis; linear flow

页岩气储层具有低孔低渗、自由气和吸附气共存的特点<sup>[1-3]</sup>,通常采用多级压裂水平井以实现商业化开发<sup>[4-5]</sup>,在生产特征上主要表现为初始产量

高、递减快、非稳态流动期长<sup>[6-8]</sup>。页岩气压裂水平井线性流持续时间长,且由于缝间干扰难以出现径向流,导致关井压力恢复试井分析多解性较强<sup>[9]</sup>。

生产数据分析方法由于数据收集容易、生产期长、方法简单,常用于页岩气压裂水平井动态分析中<sup>[10-12]</sup>。该方法主要基于页岩气多段压裂水平井解析模型在(双)线性流阶段的产量、压力渐近解,具有严格的理论基础。

Bello R. 等<sup>[13]</sup>将页岩气压裂水平井简化为由基质+裂缝组成的平板状非稳态双孔 SRV 区模型,求得了定压下产量解及(双)线性流阶段参数解释方法。Brown M. 等<sup>[14]</sup>将压裂水平井等效为未改造区+SRV 改造区组成的三线性流模型,并给出了各个流动阶段的压力渐近解。

针对近似定压生产过程进行线性流分析时,Nobakht M. 等<sup>[15]</sup>指出需要使用拟时间,否则由地层线性流直线段斜率计算综合改造参数团值( $A \cdot K_m^{0.5}$ )会偏高。Ibrahim M. 等<sup>[16]</sup>指出,在压差较大时,直接使用渐近解分析地层线性流阶段的产量时会有严重误差,需要使用 $f_{CP}$ 校正因子对解释结果 $A \cdot K_m^{0.5}$ 进行校正。该校正方法被 Hasan H. A. 等<sup>[17]</sup>及 Harmony RTA 商业软件用于页岩气压裂水平井定压生产数据分析。

针对变产-变压生产过程,一般采用物质平衡时间或线性叠加时间处理<sup>[18-19]</sup>。由于不是定压生产过程,解释的 $A \cdot K_m^{0.5}$ 不能使用 $f_{CP}$ 校正。徐兵祥<sup>[20]</sup>对这两种方法在页岩油气井地层线性流阶段参数解释进行过详细比较,认为页岩气井在条件允许时,尽量使用物质平衡拟时间提高解释精度。

尽管上述文献中有部分建议使用物质平衡拟时间来提高解释精度,但都没有给出考虑吸附气解吸的物质平衡拟时间计算模型。本文根据页岩气藏物质平衡方程,推导出考虑吸附气解吸的页岩气藏物质平衡拟时间理论计算模型,并改进了页岩气压裂水平井变产变压生产数据分析流程,提高了线性流结束时间和解释结果的精度。

## 1 数学模型

针对微可压缩流体,物质平衡时间定义如下,即

$$t_{mb} = \frac{1}{q(t)} \int_0^t q(t) dt = \frac{G_p(t)}{q(t)} \quad (1)$$

当流体高压物性随地层压力变化较大时,则需要在物质平衡时间计算过程中考虑流体高压物性变化的影响,其结果为物质平衡拟时间。气井物质平衡拟时间可以通过下式计算得到,即

$$t_{ca} = \frac{(\mu C_i)_i}{q(t)} \int_0^t \frac{q(t)}{\mu C_i} dt \quad (2)$$

从(2)式定义可以看出,计算时需要先根据流量史反算地层压力及高压物性 PVT 变化,再对时间进行数值积分,计算繁琐。产量波动大时,也会影响计算结果精度。

常规气藏在边界控制流阶段可以通过下式,快速准确地直接计算给定产量、累产量下的物质平衡拟时间<sup>[21]</sup>,即

$$t_{ca} = \frac{GC_i}{q(t)} \left( \frac{\mu Z C_i}{2p} \right)_i (\psi_i - \bar{\psi}) \quad (3)$$

由于页岩气藏在开发过程中存在吸附气解吸现象,因此无法直接采用(3)式计算页岩气井物质平衡拟时间<sup>[22-23]</sup>。

根据 King G. R. <sup>[24]</sup> 和 Seidle J. P. <sup>[25]</sup> 的研究,考虑吸附气解吸、页岩孔隙及束缚水弹性能影响的页岩气藏物质平衡方程可以简化为以下线性化形式,即

$$\frac{\bar{p}}{Z^*} = \frac{p_i}{Z_i^*} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (4)$$

其中 $Z^*$ 为修正的偏差因子。根据 King G. R. 的研究, $Z^*$ 定义为

$$Z^* = \frac{Z}{[1 - C_f(p_i - p)](1 - S_{wi}) + \frac{ZT p_{sc} \rho_B V_L}{Z_{sc} T_{sc} \phi_i (p_L + p)}} \quad (5)$$

式中: $p_i$ 为原始地层压力,MPa; $\bar{p}$ 为平均地层压力,MPa; $G_p$ 为累产气量, $10^4 m^3$ ;  $G$ 为动态总储量, $10^4 m^3$ ;  $C_f$ 为页岩孔隙压缩系数, $MPa^{-1}$ ;  $S_{wi}$ 为原始含水饱和度; $Z$ 为天然气偏差因子; $T$ 为气藏温度,K; $\phi$ 为总孔隙度; $V_L$ 为兰氏体积, $m^3/t$ ;  $p_L$ 为兰氏压力,MPa; $\rho_B$ 为页岩密度, $t/m^3$ ;  $q(t)$ 为日产气量, $10^4 m^3/d$ ;  $\mu$ 为天然气黏度, $mPa \cdot s$ ;  $C_i$ 为综合压缩系数, $MPa^{-1}$ ;  $\psi$ 为拟压力;下标 $i$ 表示初始条件;下标 $sc$ 表示标准状态。

对(4)式两侧按时间求导,可以得到

$$-\frac{p_i}{Z_i^*} \frac{1}{G} \frac{dG_p}{dt} = \frac{d}{dt} \left( \frac{p}{Z^*} \right) \quad (6)$$

其中,(6)式左侧的 $dG_p/dt$ 即为 $t$ 时刻的产气量 $q(t)$ 。因此,可以将(6)式整理成以下形式,即

$$q(t) = -\frac{Z_i^*}{p_i} G \frac{d \left( \frac{p}{Z^*} \right)}{dp} \frac{dp}{dt} \quad (7)$$

其中, $d(p/Z^*)/dp$ 项可以根据(5)式 $Z^*$ 的定义,对公式两侧求压力导数,可以得到<sup>[26]</sup>:

$$\frac{d}{dp}\left(\frac{p}{Z^*}\right) = \frac{p}{Z}(C_f + C_g + C_d) = \frac{p}{Z}C_t \quad (8)$$

其中

$$C_d = \frac{p_{sc} Z T \rho_B V_L p_L}{p Z_{sc} T_{sc} \phi(p_L + p)^2} \quad (9)$$

式中:  $C_g$  为压力为  $p$  时天然气压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $C_d$  为解吸压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $C_t$  为页岩气藏综合压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ 。

将(8)式代入(7)式,可以得到

$$q(t) = -\frac{Z_i^*}{p_i} G C_t \frac{p}{Z} \frac{dp}{dt} \quad (10)$$

将(10)式代入(2)式物质平衡拟时间方程,可以得到页岩气藏物质平衡拟时间计算模型,即

$$t_{ca} = -\frac{(\mu_g C_t)_i}{q(t)} \frac{G Z_i^*}{p_i} \int_{p(t=0)}^{p(t=t)} \frac{p}{\mu Z} dp \quad (11)$$

定义气藏拟压力为

$$\psi(p) = \int_{p_{ref}}^p \frac{2p}{\mu Z} dp \quad (12)$$

其中,  $p_{ref}$  为参考压力,可以选择大气压力。因此,(11)式可以写成拟压力的形式,即

$$t_{ca} = \frac{G}{q(t)} \frac{(\mu_g C_t Z^*)_i}{2p_i} (\psi_i - \bar{\psi}) \quad (13)$$

定义规整化拟压力为

$$\psi_n(p) = \frac{(\mu_g C_t Z^*)_i}{2p_i} \int_{p_{ref}}^p \frac{2p}{\mu Z} dp \quad (14)$$

则页岩气藏物质平衡拟时间进一步写成如下形式,即

$$t_{ca} = \frac{G}{q(t)} (\psi_{ni} - \bar{\psi}_n) \quad (15)$$

(13)式和(15)式就是考虑页岩气藏自由气和吸附气影响的物质平衡拟时间理论计算模型。此模型与常规气藏物质平衡拟时间模型的不同点主要在于:①在物质平衡方程中,需要考虑自由气和吸附气,储量  $G$  为自由气和吸附气的总储量,由累产气反算地层压力时,需要根据页岩气藏物质平衡方程来算;②在(13)式系数项或(15)式规整化拟压力计算中,  $C_{ti}$  需要考虑吸附气解吸引起的压缩系数变化,偏差因子  $Z$  变成修正的偏差因子  $Z^*$ 。当不考虑吸附气解吸时,(13)式简化为(3)式。

从(13)式和(15)式可以看出,对于任意时间  $t$ ,只要给出页岩气井的动态总储量  $G$  及  $t$  时刻的产气量  $q(t)$ ,就可以由理论模型直接计算物质平衡拟时间,可以提高线性流拐点时间识别精度,大大提高

生产数据参数解释精度。

下面以页岩气压裂水平井生产数据地层线性流分析为例,说明应用物质平衡拟时间前后对页岩气压裂水平井线性流拐点时间识别和参数解释的影响。

变产变压生产的页岩气多段压裂水平井在地层线性流期间满足:

$$\frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q_g} = m \sqrt{t_{ca}} + b \quad (16)$$

其中

$$m = \frac{27.162 \ 2T}{A \sqrt{K} \sqrt{(\phi \mu_g C_t)_i}} \quad (17)$$

式中:  $m$  为规整化拟压力与物质平衡(拟)时间平方根图上线性流阶段拟合直线斜率;  $b$  为在  $Y$  轴上的截距;  $K$  为渗透率,  $\text{mD}$ 。

当已知地层线性流结束时间  $t_{elf}$  时,可以通过下式计算自由气储量,再根据 SRV 容积法计算裂缝半长  $X_f$ 、裂缝总流动面积  $A$ ,最后由(17)式解释基质渗透率,即

$$t_{elf} = \left( \frac{OGIP_{free} B_{gi} \sqrt{(\phi \mu_g C_t)_i}}{5.879 \times 10^{-5} \phi (1 - S_{wi}) A \sqrt{K}} \right)^2 \quad (18)$$

其中

$$A = 4X_f n_f h$$

式中:  $T$  为地层温度,  $K$ ;  $A$  为裂缝总流动面积,  $\text{m}^2$ ;  $n_f$  为裂缝条数;  $h$  为裂缝高度,  $\text{m}$ ;  $OGIP_{free}$  为自由气储量,  $10^4 \text{m}^3$ ;  $B_{gi}$  为原始地层压力下天然气体积系数。

由于在计算过程中需要动态储量,可以通过 Blasingame 图版分析和生产数据分析联动来完成解释:首先通过 Blasingame 图版分析评价动态总储量,并从图版的-1斜率段初步判断是否进入边界流(或过渡流)阶段;然后,将评价的动态总储量代入(15)式,由生产数据计算 RNP 与物质平衡拟时间;在平方根图上识别线性流阶段、拟合直线段斜率  $m$ ,识别线性流拐点时间  $t_{elf}$ ,并解释参数;将解释参数带入 RTA 压裂水平井理论模型,验证压力史拟合情况,并根据拟合情况对线性流结束时间和解释参数微调,直到所有分析都相互印证,吻合良好。

## 2 方法验证

首先采用数值模拟的页岩气压裂水平井产量压力数据对模型进行验证。模拟使用的基础参数参考焦页 1-HF 井,该井位于涪陵焦石坝页岩气田主体区北部,水平段长 998 m,主要穿行龙马溪组①

-③小层,分 15 段 38 簇压裂。根据试气资料评价初始地层压力为 38.2 MPa,因此模拟时主要参数取值为:初始地层压力 38.2 MPa,气藏温度 90 ℃,总孔隙度 5.0%,含气饱和度 70%,优质泥页岩厚度 38 m,基质渗透率  $5\times 10^{-4}$  mD,孔隙压缩系数  $1.82\times 10^{-3}$  MPa<sup>-1</sup>,兰氏体积 2.5 m<sup>3</sup>/t,兰氏压力 6 MPa,页岩密度 2.6 t/m<sup>3</sup>,水平井长度 1 500 m,压裂 20 段,裂缝半长 120 m,裂缝导流能力 60 mD·m,模型宽度 250 m,总储量  $2.24\times 10^8$  m<sup>3</sup>,由模拟参数计算的  $A_m\cdot K_m^{0.5}=8\,157\text{ m}^2\cdot\text{mD}^{0.5}$ 。水平井以  $6\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d 配产生产,最小井底流压 3 MPa,模拟的生产曲线如图 1 所示。

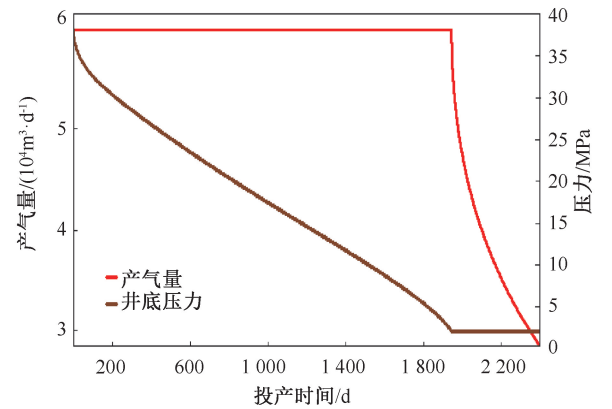


图 1 页岩气压裂水平井产量-压力预测曲线  
Fig. 1 Production-pressure prediction curve of shale gas fractured horizontal well

针对上述模拟生产数据,图 2 比较了使用拟时间前后两种方法计算的规整化拟压力(RNP)与物质平衡时间平方根及双对数曲线。从图中可以看出,1/2 斜率(黄虚线)的线性流特征都非常明显,两种处理方法对应的曲线在早期基本重合,但线性流结束的拐点时间差异明显,分别如图 2a 中的①和②位置所示,其中使用拟时间拐点更早更明显。图 2c 是 Blasingame 图版分析的模拟生产数据,从图中可以看出,图版后期出现了明显的-1 斜率段,表明进入了边界控制流阶段,且以边界流为主。

由于该算例中主裂缝长度 240 m,模型宽度 250 m,裂缝趾端与边界宽度仅 5 m,且裂缝外部渗透率与 SRV 区一致,因此当相邻缝间压力干扰时,也是线性流结束时间。根据模拟使用的渗透率及相邻缝间距,由压力传播公式计算线性流理论结束时间为 167.82 d,采用拟时间方法分析时确定的线性流结束时间为 135 d,与理论结束时间基本一致,而不采用拟时间确定的结束时间为 1 839.5 d,远高于理论结束时间。

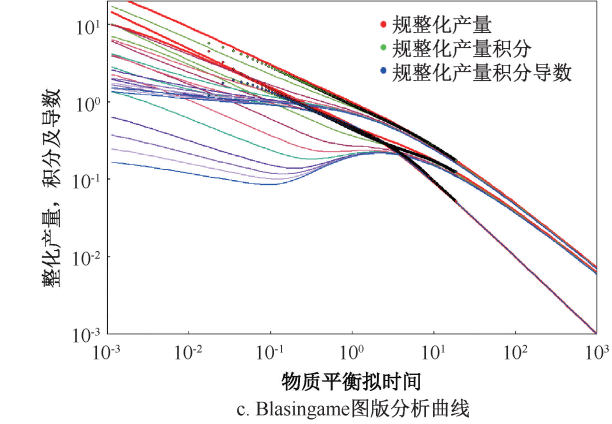
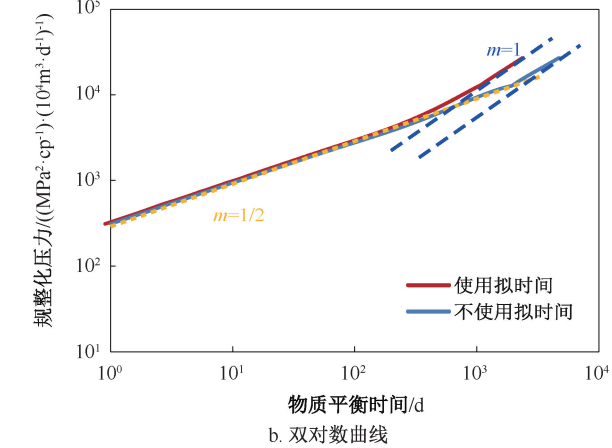
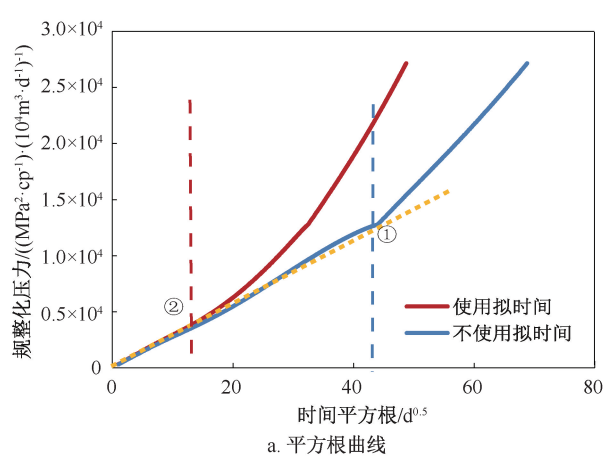


图 2 拟时间对流动阶段影响对比  
Fig. 2 Effects comparison of pseudo time on flow stage

表 1 是两种方法解释的参数值与模拟使用参数值对比。从表中可以看出,当不考虑拟时间影响时,导致解释的渗透率和裂缝半长与真实值偏差都很大,结合(18)式可知,主要是由于线性流结束时间诊断误差引起的。如果想要获得正确的解释参数值,必须要将线性流结束时间从①处挪到②处(挪动过程中物质平衡方法不会影响 RNP 曲线)。但从图中可以看出,②处不是该方法处理的 RNP 曲线线性流拐点位置。因此可以得出,使用物质平衡



时间方法解释时,RNP 线性流拐点时间与实际线性流结束时间严重不匹配,无法使用线性流结束时间来解释正确的地质和压裂改造参数。

表 1 压裂水平井线性流参数解释结果表  
Table 1 Interpretation results of linear flow parameters of fractured horizontal wells

项目	线性流 结束时间/d	解释结果	
		渗透率/mD	裂缝半长/m
使用拟时间	135.00	$4.92\times10^{-4}$	124.19
不使用拟时间	1 839.50	$8.69\times10^{-5}$	293.04
真实值	167.82	$5.00\times10^{-4}$	120.00

3 现场应用

图 3 是涪陵页岩气田江东区块的某页岩气压裂水平井的生产曲线。该井优质泥页岩厚度 38 m,测井解释孔隙度 5.59%,含气饱和度 63.26%,水平段长度 2 081 m,分 24 段 69 簇压裂。投产前测试关井静压 48.78 MPa,压后采用放压方式生产。

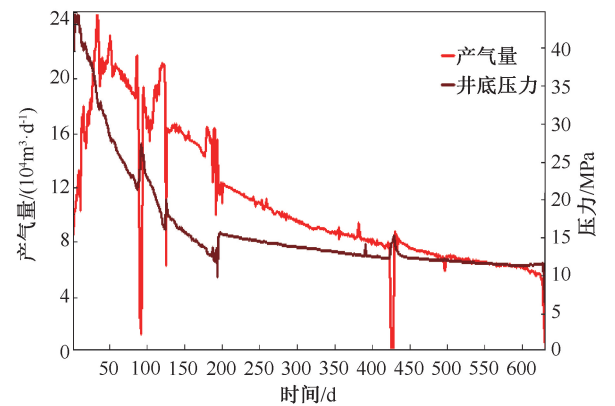


图 3 涪陵页岩气田江东区块某页岩气井生产曲线  
Fig. 3 Production curve of a shale gas well in Jiangdong block of Fuling shale gas field

图 4a 是两种方法处理的地层线性流压力与时间平方根诊断图。从图中可以看出,不考虑拟时间时线性流结束时间大约为 665.2 d,该井生产时间主要以线性流为主;当考虑拟时间时线性流结束时间

大约为 123.3 天,该井生产的大部分时间为过渡流阶段。图 4b 是 Blasingame 图版分析的该井生产数据。从图中也可以看出明显的斜率为-1 的段,表明该井已进入边界控制流阶段,而不是以线性流为主(此种情况下的斜率-1 段会不明显)。

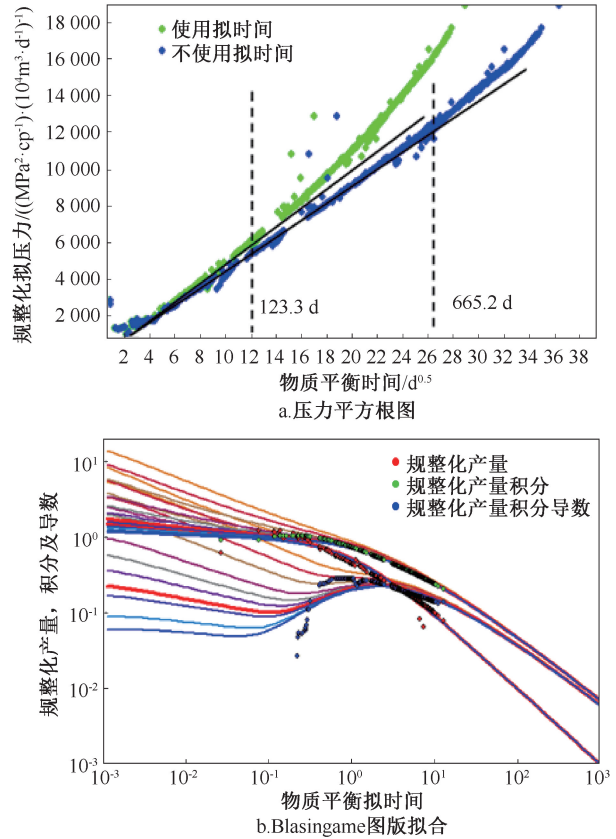


图 4 四川盆地某页岩气井参数解释  
Fig. 4 Parameter interpretation of a shale gas well in Sichuan basin

两种方法解释的该井动态参数见表 2。从表中可以看出,不使用物质平衡拟时间解释的渗透率偏低、裂缝半长偏高,这主要是由于线性流结束时间偏大引起的。采用物质平衡拟时间解释的参数与 RTA 历史拟合参数值一致。

表 2 两种方法解释的某页岩气井动态参数  
Table 2 Performance parameters of a shale gas well interpreted by two methods

项目/拟时间	水平段长度/ m	簇数	线性流结束时间/ d	基质渗透率/ mD	裂缝半长/ m	导流能力/ (mD·m)
解释 1/使用	2 081.0	69	123.3	$7.32\times10^{-5}$	60.0	4.39
解释 2/不使用	2 081.0	69	665.2	$3.00\times10^{-5}$	100.3	3.01
RTA 拟合	2 081.0	69	/	$7.44\times10^{-5}$	59.5	4.43

图 5 所示是两种方法解释的参数带入 RTA 历史拟合,并与井口折算的井底流压对比。

从图中可以看出,解释 1 参数 RTA 计算流压与井口折算流压拟合一致,而解释 2 对应参数前期拟

合好,后期拟合流压偏高。如前所述,前期处于地层线性流阶段,拟合流压主要由  $A\cdot K_m^{0.5}$  决定,而在过渡流阶段主要受裂缝半长影响,方法 2 解释的裂缝半长偏大,导致后期拟合流压偏高。

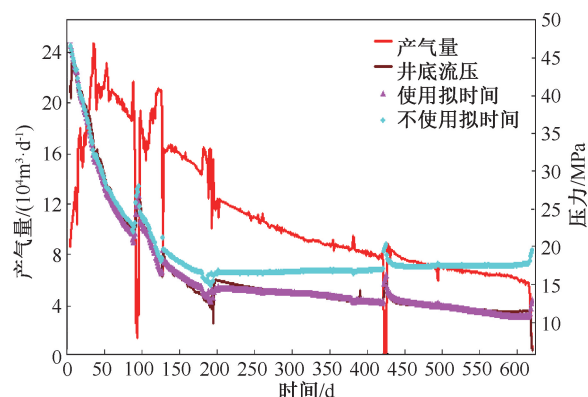


图5 不同方法解释参数的RTA模型验证

Fig. 5 RTA model validation with different interpretation parameters

## 4 结论

(1) 推导建立了考虑吸附气解吸的物质平衡拟时间理论计算模型。当不考虑吸附气解吸时,该模型可以简化为常规气藏物质平衡拟时间计算模型;当考虑拟时间时,页岩气分段压裂水平井线性流结束时间明显提前,在参数解释时更容易准确确定线性流结束时间。

(2) 线性流结束时间会明显影响页岩气压裂水平井参数解释结果。当不考虑拟时间时,RNP与物质平衡时间线性流拐点不能作为线性流结束时间。本文采用拟时间方法诊断的线性流结束时间更为准确,解释的参数值与实际更为符合。

(3) 建立的生产数据分析方法为页岩气井压裂改造效果后评估提供了可靠手段,解释结果也可作为生产历史拟合模型中关键参数的选取提供依据。

(4) 该方法适合变产变压生产的页岩气压裂水平井生产数据参数解释,在解释过程中可以通过动态储量评价与生产数据特征线分析联动共同完成地层线性流直线段拟合、线性流结束时间识别和参数解释。

**致谢:** 感谢中石化勘探院同意本论文公开发表;感谢各位领导、同事在本论文撰写过程中给予的大力支持。

## 参考文献

- [1] CIPOLLA C L, LOLON E P, ERDLE J C et al. Modeling well performance in shale-gas reservoirs [C]. SPE 125532, 2009.
- [2] 董大忠,王玉满,李新景,等. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J]. 天然气工业, 2016, 36(1):19-32.  
DONG Dazhong, WANG Yuman, LI Xinjing, et al. Break-

through and Prospect of shale gas exploration and development in China [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 19-32.

- [3] 巫芙蓉,闫媛媛,尹陈. 页岩气微地震压裂实时监测技术——以四川盆地蜀南地区为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(11):46-50.  
WU Furong, YAN Yuanyuan, YIN Chen. Real-time micro-seismic monitoring technology for hydraulic fracturing in shale gas reservoirs: A case study from the Southern Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11):46-50.
- [4] 石晓闪,刘大安,崔振东,等. 页岩气开采压裂技术分析思考[J]. 天然气勘探与开发, 2015, 38(3):62-65,69.  
SHI Xiaoshan, LIU Da'an, CUI Zhendong, et al. Fracturing technology for shale gas [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2015, 38(3):62-65,69.
- [5] 刘玉章,杨立峰,王欣,等. 页岩气水力压裂缝网完善程度概论[J]. 天然气工业, 2017, 37(7):34-39.  
LIU Yuzhang, YANG Lifeng, WANG Xin, et al. Introduction to the completion degree of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7):34-39.
- [6] 郑爱维,李继庆,卢文涛,等. 涪陵页岩气田分段压裂水平井非稳态产能评价方法[J]. 油气井测试, 2018, 27(1):22-30.  
ZHENG Aiwei, LI Jiqing, LU Wentao, et al. Unsteady productivity evaluation method of multi-stage fractured horizontal well for Puling shale gas in Fuling shale gas field [J]. Well Testing, 2018, 27(1):22-30.
- [7] 黄灿,杨文新,朱朝光. 焦石坝页岩气储层流动特征分析及应用[J]. 油气井测试, 2017, 26(3):42-45.  
HUANG Can, YANG Wenxin, ZHU Chaoguang. Analysis and application of the flow characteristics of the shale gas reservoir in Jiaoshiba [J]. Well Testing, 2017, 26(3):42-45.
- [8] BAIHLY J D, ALTMAN R M, MALPANI R, et al. Shale gas production decline trend comparison over time and basins [C]. SPE 135555, 2010.
- [9] 陈岭,白玉湖,陈桂华,等. 降低页岩油气瞬态流分析多解性的控制方法[J]. 石油学报, 2018, 39(1):109-115.  
CHEN Ling, BAI Yuhu, FENG Ruyong. Controlling method for reducing multiple solutions in shale oil-gas rate transient analysis [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(1):109-115.
- [10] 徐兵祥,李相方, HAGHIGHI M, 等. 页岩气产量数据分析方法及产能预测[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(3):119-125.  
XU Bingxiang, LI Xiangfang, HAGHIGHI M, et al. Production data analysis and productivity forecast of shale

- gas reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Sciences), 2013, 37(3): 119-125.
- [11] 丁志文, 赵超, 雷刚, 等. 多段压裂页岩气水平井不稳定线性流分析[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(14): 38-43, 48.
- DING Zhiwen, ZHAO Chao, LEI Gang, et al. Transient linear flow analysis of multi-stages fractured horizontal shale wells [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(14): 38-43, 48.
- [12] ANDERSON D M, MATTAR L. Material-balance-time during linear and radial flow [C]. presented at the Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2003, Calgary, Alberta, Canada, 2003, Jun. 10-12.
- [13] BELLO R, WATTENBARGER R. Modelling and analysis of shale gas production with a skin effect [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(12): 37-48.
- [14] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs [C]. SPE 125043, 2009.
- [15] NOBAKHT M, CLARKSON C R. A new analytical method for analyzing linear flow in tight / shale gas reservoirs: Constant-flowing-pressure boundary condition [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2012, 15(3): 51-59.
- [16] IBRAHIM M, WATTENBARGER R A. Analysis of rate dependence in transient linear flow in tight gas wells [C]. Paper CIPC 2005-057 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 7-9 Jun. 2005
- [17] HASAN H A, ALMARZOOQ A M, WATTENBARGER R A. Application of linear flow analysis to shale gas wells-field cases [C]. SPE 130370, 2010.
- [18] SAMANDARLI O, VALBUENA E, ECONOMIDES C. Production data analysis in unconventional reservoirs with rate-normalized pressure (RNP): Theory methodology and applications [C]. SPE 155614, 2012.
- [19] 张波, 段志强, 薛媛, 等. 致密气藏气井递减方法研究[J]. 石油化工应用, 2020, 39(11): 44-47, 55.
- ZHANG Bo, DUAN Zhiqiang, XUE Yuan, et al. Research on gas well decline method in tight gas reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2020, 39(11): 44-47, 55.
- [20] 徐兵祥. 变产-变压情况下的页岩油气生产数据分析方法[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 70-76.
- XU Bingxiang. Production data analysis method of shale oil & gas wells with variable rates/pressures [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(11): 70-76.
- [21] 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: 66-68.
- [22] 欧阳伟平. 致密气藏分段压裂水平井的不稳定压力与产量综合分析方法[J]. 油气井测试, 2018, 27(1): 14-21.
- OUYANG Weiping. Comprehensive analysis method for transient pressure and production of multistage fractured horizontal well in tight gas reservoirs [J]. Well Testing, 2018, 27(1): 14-21.
- [23] 彭朝阳, 李井亮, 韩永胜, 等. 页岩气井压力递减分析新方法[J]. 天然气勘探与开发, 2020, 43(2): 104-109.
- PENG Chaoyang, LI Jingliang, HAN Yongsheng, et al. A new pressure-decline analysis method suitable for shale gas wells [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020, 43(2): 104-109.
- [24] KING G R. Material-balance techniques for coal-seam and devonian shale gas reservoirs with limited water influx [J]. SPE Reservoir Engineering, 1990, 8(1): 67-72.
- [25] SEIDLE J P. Long-term gas deliverability of a dewatered coalbed [J]. Journal of Petroleum Technology, 1993, 45(6): 564-569.
- [26] MORAD K, CLARKSON C R. Application of flowing  $p/Z^*$  material balance for dry coalbed-methane reservoirs [C]. SPE 114995, 2008.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 胡小虎, 男, 1974 年出生, 博士, 高级工程师, 2010 年毕业于石油大学(北京)油气田开发专业, 现从事页岩气开发相关的技术研究工作。电话: 010-82311925, 13911665487; Email: huxu.syky@sinopec.com。通信地址: 北京市海淀区北四环中路 267 号北京奥运大厦 5 层, 邮政编码: 100000。