

## 页岩挥发油井生产分析方法

徐兵祥

(中海油研究总院 新能源研究中心,北京 100028)

**摘要:**生产数据分析方法已广泛应用于页岩油气井,该方法可通过分析生产动态数据,反演求取储层渗透率及裂缝半长等参数,但仅适用于存在一种相态的页岩干气井或页岩油井,应用于在储层及地面均有油气两相产出的页岩挥发油井则存在局限性。通过数值模拟手段,研究不同气油比对特征曲线和解释参数的影响,并提出利用产量折算法进行修正。研究表明:对于页岩挥发油井,仅考虑油相产量会导致均方根曲线斜率变大和线性流特征偏离,且初始气油比越大,线性流特征偏离越明显;同时会导致解释的裂缝半长偏小,实例中解释误差为7%~57%;运用产量折算法可将产气量折算成等质量的油相产量,运用修正后的产油量进行分析可大幅降低裂缝半长解释误差,最大降低幅度为42%。新方法简单便于现场应用,同时可应用于致密油藏。

**关键词:**页岩挥发油井 生产分析 线性流 产量折算法

中图分类号:TE349

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)05-0071-05

## Production data analysis of shale volatile oil wells

Xu Bingxiang

(New Energy Research Center, CNOOC Research Institute, Beijing City, 100028, China)

**Abstract:** The method of production data analysis is commonly used in shale oil and gas wells, which can be used to estimate reservoir permeability and fracture half-length and other parameters by analyzing the production characteristics curves. However, this method is applicable to shale dry gas wells or shale oil wells in which only single-phase flow exists. For shale volatile oil well, the previous method is not suitable since both oil and gas are produced in the reservoir and at surface. A series of numerical simulations was run to investigate the effect of different gas-oil ratios (GOR) on production characteristics curves and estimated parameters. A production convert method was then introduced for modification. The results show that: for the shale volatile oil wells, if only oil production rate is analyzed, the slope of square root of time curve will increase and the curve will deviate from the linear flow behavior. The deviation degree will increase with initial GOR increases; also, the calculated fracture half-length will be smaller than the true value, and the calculated error varies from 6% to 56%; the production convert method can change the gas production into the equivalent oil production. By using the modified oil production in analysis, the calculated error of fracture half-length can be reduced by a maximum of 42%. This modified method is simple, and can be easily used in field. It can be also used in tight oil reservoir.

**Key words:** shale; volatile oil well; production data analysis; linear flow; production convert method

近年来,全球掀起了页岩油气勘探开发的热潮<sup>[1-3]</sup>,并在北美率先实现了商业开发。实践证明,页岩油气产量在较长时间内呈不稳定线性流特征,

表现为产油量—时间双对数曲线是斜率为-0.5的直线,学者针对该特点建立了基于线性流的生产数据分析方法<sup>[4-11]</sup>,与Arps<sup>[12-13]</sup>,SEDM<sup>[14]</sup>,Duong<sup>[15]</sup>等经验

收稿日期:2016-06-12。

作者简介:徐兵祥(1985—),男,安徽望江人,工程师,博士,从事页岩气、煤层气等非常规油气开发研究。联系电话:(010)84520442, E-mail:xubingxiang8526@163.com。

基金项目:中海石油(中国)有限公司科技项目“海外页岩油气产能评价技术与方法研究”(YXKY-2016-ZY-03)。

或半经验方法不同的是,该方法由理论模型推导得出,并可根据生产数据反求储层参数和控制储量,再进行产量预测。但该方法模型仅适用于单相油或气流动,北美部分页岩生产区块为油气同产井,如美国鹰滩地区,既有黑油、挥发油,还有凝析气。笔者对区块挥发油进行生产分析发现,现有理论方法仅考虑了油相产量,而忽略了产气对分析解释的影响。为解决运用现有方法所造成的误差和如何进一步改进等问题,笔者运用数值模拟手段分析油气对比线性流分析及解释的影响,并提出了改进方法。

## 1 问题的提出

### 1.1 页岩气生产数据分析方法

页岩气生产数据分析方法(简称PDA)可通过分析产量动态数据来解释得到渗透率、裂缝长度、泄流面积等储层参数。该方法已广泛应用于美国页岩气开发的动态分析。受极低渗透率和水力压裂的影响,在相当长的时间内,页岩气产量呈不稳定线性流特征,满足关系式为<sup>[4]</sup>

$$\frac{\psi(p_i) - \psi(p_{wf})}{q_g} = m\sqrt{t} + b \quad (1)$$

式中:  $\psi(p)$  为压力  $p$  时对应的拟压力,  $\text{MPa}^2/\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $p_i$  为原始地层压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_{wf}$  为井底流压,  $\text{MPa}$ ;  $q_g$  为产气量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $m$  为  $[\psi(p_i) - \psi(p_{wf})/q_g]$  与  $\sqrt{t}$  直线的斜率;  $t$  为生产时间,  $\text{d}$ ;  $b$  为直线段截距。

以线性流阶段为主要研究对象的分析方法又称为线性流分析方法。用该方法绘制的页岩气产量分析特征曲线(图1)中,直线段为线性流阶段,线性流结束后为拟稳态流动,偏离线性流直线段。根据直线段斜率可求取渗透率与裂缝半长综合参数,其表达式为

$$x_f \sqrt{K} = \frac{1.07 \times 10^{-3} T}{nh \sqrt{(\phi \mu C_i)_i}} \times \frac{1}{m} \quad (2)$$

式中:  $x_f$  为裂缝半长,  $\text{m}$ ;  $K$  为基质渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $T$  为地层温度,  $\text{K}$ ;  $n$  为裂缝条数;  $h$  为储层有效厚度,  $\text{m}$ ;  $\phi$  为孔隙度;  $\mu$  为气体粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $C_i$  为综合压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $i$  为原始条件。

根据线性流结束时间求取基质渗透率,其表达式为

$$K = \frac{2.94 y_e^2 (\phi \mu C_i)_i}{t_{elf}} \quad (3)$$

式中:  $y_e$  为多级压裂水平井裂缝间距的一半,

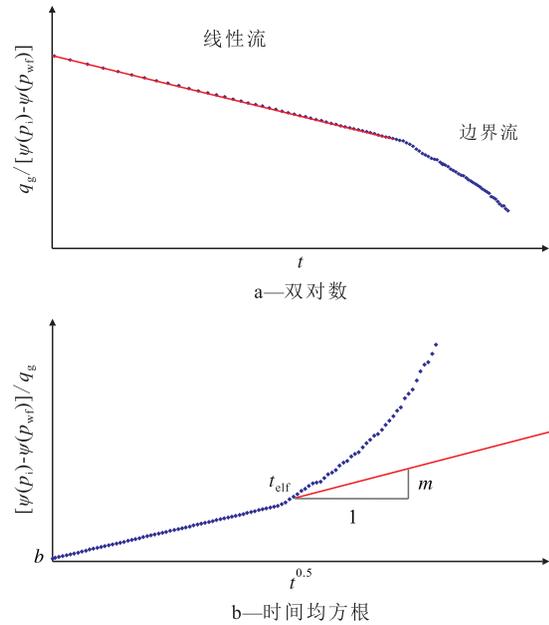


图1 页岩气产量分析特征曲线

Fig.1 Characteristics curves of shale gas production data

$m$ ;  $t_{elf}$  为线性流结束时间,  $\text{d}$ 。

### 1.2 线性流分析方法应用于挥发油井中的问题

线性流分析方法适用于单相页岩气或页岩油,而挥发油既产油又产气,仅分析某一相流体产量则会出现2方面问题:①时间均方根曲线斜率偏大(图2a),根据式(2),导致解释的  $x_f \sqrt{K}$  值偏小,而渗透率是由线性流结束时间所决定的,不受该斜率的影响,因此,仅考虑某一相流体产量会导致解释的裂缝半长偏小。②当挥发油井的储层压力下降至泡

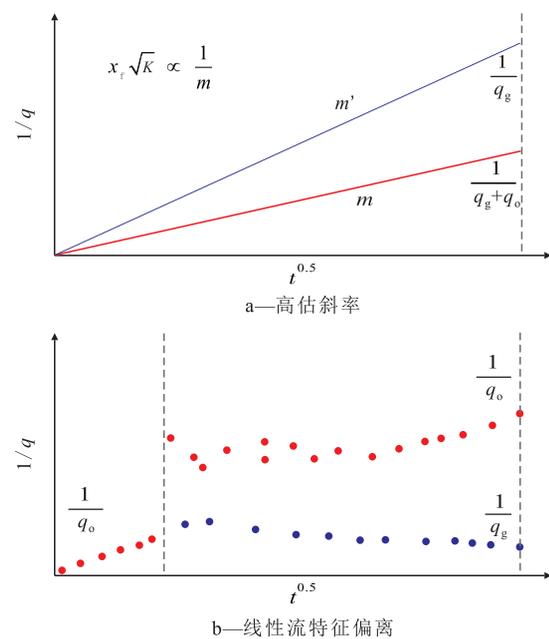


图2 油气同产对特征曲线的影响示意

Fig.2 Effect of oil-gas two-phase production on characteristics curves

点压力以下时,油相脱气,气相饱和度上升,在相渗作用下导致产油量下降,线性流特征偏离(图2b),无法进行参数计算。对美国鹰滩页岩挥发油井进行生产分析时,发现大部分挥发油井出现线性流特征偏离,即使有少数井符合线性流特征,解释裂缝半长也偏小,因此有必要开展不同气油比对挥发油井生产分析及解释参数的影响研究。

## 2 油气同产对挥发油井线性流分析的影响

为了更直观地认识油气同产对线性流分析造成的影响,采用数值模拟手段对比不同气油比时线性流分析结果。

### 2.1 机理模型的建立

为简化研究,取多级压裂水平井中的单条裂缝进行数值模拟,建立组分模型。假定生产井以恒井底流压生产,模拟生产时间为30 a,控制面积为 $184 \times 92 \text{ m}^2$ ,储层厚度为92 m,裂缝半长为92 m,孔隙度为0.08,渗透率为 $1 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$ ,综合压缩系数为 $7.25 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ ,地层温度为387.6 K,原始地层压力为34.47 MPa,井底流压为3.45 MPa。数值模型经干气验证满足线性流规律,且解释参数与数值模型差异小,认为该模型可用。

### 2.2 对特征曲线的影响

通过配置烃类组分含量,建立不同生产气油比的挥发油井模型,研究生产气油比为 $90 \sim 360 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 时的线性流特征及解释结果。从不同生产气油比的产油量—时间双对数和时间均方根曲线(图3)可以看出:随着生产气油比增大,脱气量的不断增加,产油量下降趋势变大,且时间均方根曲线斜率增大;曲线出现偏离点,但偏离幅度不大,数据点仍集中在线性数据点附近,这是因为气体膨胀能充当部分驱动力,脱气不会引起产油量大幅下降。

### 2.3 对解释参数的影响

对于 $90, 180, 270, 360 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 等4个生产气油比,若仅分析挥发油井的产油量,则解释的裂缝半长分别为86, 62, 51和40 m,而真实的裂缝半长为92 m,由此可见解释裂缝半长均偏小,误差分别为7%, 32%, 45%和57%(图4);解释裂缝半长随生产气油比的增大而减小,误差也随之增大,说明随着产气量增多,解释参数偏差越来越大,产气量在现场分析中不可忽略。

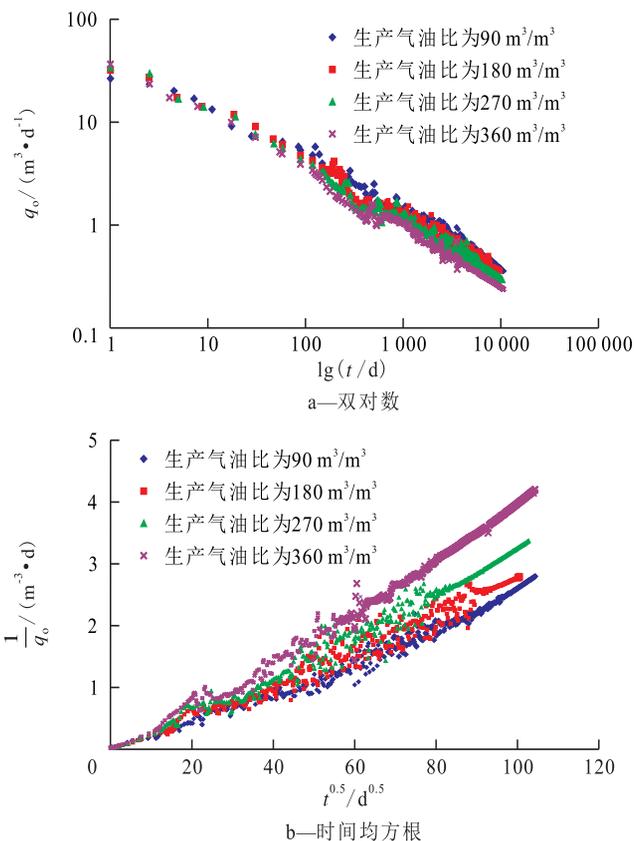


图3 不同生产气油比时的产油量—时间双对数与均方根曲线

Fig.3 Oil production on log-log plot and square root of time plot with different production gas-oil ratios

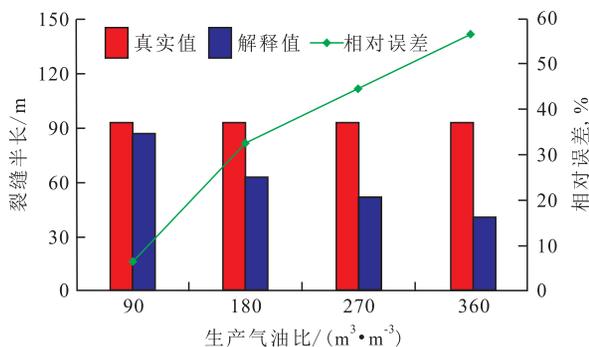


图4 目前线性流分析方法解释裂缝半长及误差

Fig.4 Estimated fracture half-length and error using current linear flow analysis method

## 3 挥发油井线性流分析方法的建立

### 3.1 产量折算法

油气两相共存时,工程上通常采用产量折算法将其中一相产量转换成另一相产量,运用修正的总产量进行考虑,但目前对于挥发油井未有相关的研究。对于挥发油井,需要将产气量折算成同质量的产油量,运用修正后的产油量进行生产数据分析。

修正后的产油量表表达式为

$$q_{T0} = q_{s0} + q_g q_{EO} \quad (4)$$

式中： $q_{T0}$  为修正后的产油量， $m^3/d$ ； $q_{s0}$  为经分离器分离得到的产油量， $m^3/d$ ； $q_{EO}$  为气的相当油相体积， $m^3/m^3$ ，其值可根据气体质量守恒推导得到。

真实气体状态方程表达式为

$$pV = \frac{m_g}{M_g} zRT \quad (5)$$

式中： $p$  为气体压力，MPa； $V$  为气体体积， $m^3$ ； $m_g$  为气体质量，kg； $M_g$  为经分离器得到的气相平均相对分子质量，kg/kmol； $z$  为偏差因子； $R$  为气体常数， $(MPa \cdot m^3)/(kmol \cdot K)$ ，取值为0.008 341。

1  $m^3$  气体在转化成气相之前，在油相中的体积为

$$V_1 = \frac{m_g}{\rho_o} = \frac{pM_g}{10^3 \gamma_o zRT} \quad (6)$$

式中： $V_1$  为1  $m^3$  气体转化成气相前在油相中的体积， $m^3$ ； $\rho_o$  为油的密度， $kg/m^3$ ； $\gamma_o$  为油的相对密度。

$V_1$  的物理意义等同于气的相当油相体积，故

$$q_{EO} = \frac{pM_g}{10^3 \gamma_o zRT} \quad (7)$$

根据式(4)和式(7)可计算挥发油井修正的产油量。通过分析该产油量与时间的关系，运用线性流分析方法可解释裂缝半长和渗透率。

### 3.2 方法验证

运用产量折算法对上述模拟结果进行修正，从修正前后时间均方根曲线对比(图5)可以看出：①修正后的曲线斜率在一定程度上减小，且生产气油比越大，斜率变化幅度越大；②修正后的曲线偏离点减少，曲线变得更光滑，但偏离点仍存在，其原因是储层中压力分布引起近井地带脱出气量多、远井地带脱气少，造成储层中气相饱和度呈非均匀分布，因此，井口的生产气油比并不能完全反映储层中油气流动，产量折算法考虑油气两相是一种简单的近似等效方法。但整体来说，修正后的曲线光滑，线性规律较好，可以进行线性流分析。

从修正前后解释的裂缝半长及误差对比结果(表1)可以看出：修正后的裂缝半长更接近真实值，与仅分析产油量相比，误差最大减小幅度为42%，解释误差控制在15%以内，且当生产气油比小于180  $m^3/m^3$  时，误差在10%以内，说明该方法可改善挥发油井线性流解释结果。

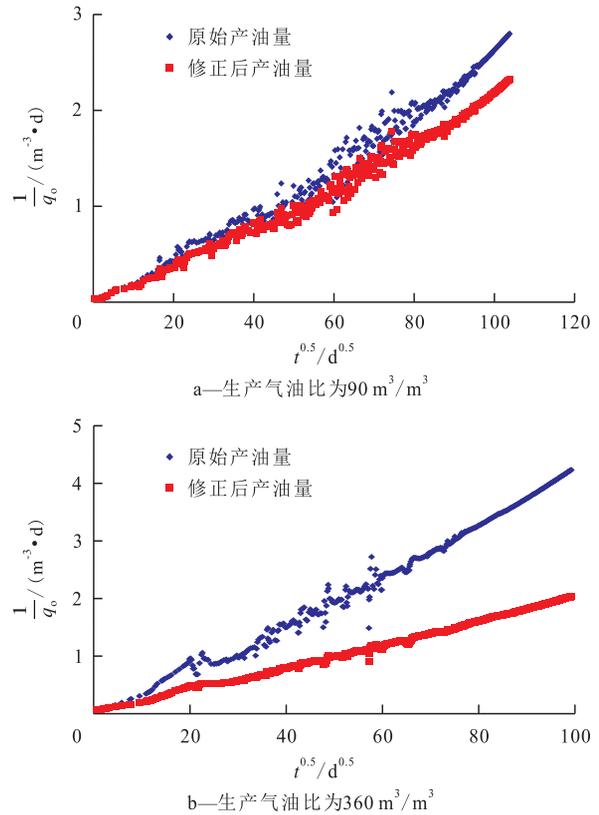


图5 产量折算法修正前后时间均方根曲线对比

Fig.5 Comparison of production curves on square root of time plot using initial and the production convert method

表1 修正前后解释的裂缝半长及误差对比结果

Table1 Comparison of the estimated fracture half-length and its error using original and modified method

气油比/ ( $m^3 \cdot m^{-3}$ )	修正前		修正后		误差减小 幅度,%
	解释的裂 缝半长/m	相对误 差,%	解释的裂 缝半长/m	相对误 差,%	
90	86	7	92	0	7
180	62	32	85	8	25
270	51	45	82	11	34
360	40	57	78	15	42

## 4 实例应用

某页岩油区块产出以挥发油为主，选取4口PVT数据较齐全的典型井，各井产出气的相对分子质量分别为21.58, 22.76, 22.99和21.50 kg/kmol，产出油相对密度分别为0.812, 0.724, 0.775和0.724，根据式(7)求取各井气的相当油相体积，分别为 $1.12 \times 10^{-3}$ ,  $1.33 \times 10^{-3}$ ,  $1.26 \times 10^{-3}$ ,  $1.26 \times 10^{-3} m^3/m^3$ 。分别采用原方法和新方法进行线性流分析并解释储层及裂缝参数。从流动阶段来看，属于非稳态线性流阶段，没有明显的时间拐点，为了实时地对储层参数做出评价，取目前生产的时间为线性流结束点。此

时计算的基质渗透率为高估值,裂缝半长、井控储量和最终采出量值均为低估值。从修正前后参数解释结果对比(表2)可以看出:①修正前后基质渗透率不变,这是因为渗透率是由线性流结束时间所确定的,不受时间均方根曲线斜率的影响;②修正后裂缝半长、井控储量及最终采出量均有不同程度的增加。

表2 某页岩挥发油区块不同方法参数解释结果对比  
Table2 Comparison of the estimated parameters in a shale volatile oil reservoir using original and modified method

井号	基质渗透率/ $10^{-7} \mu\text{m}^2$	裂缝半长/m		井控储量/ $10^4 \text{m}^3$		最终采出 量/ $10^4 \text{m}^3$	
		修正前	修正后	修正前	修正后	修正前	修正后
1	0.41	89	126	136.10	192.66	3.75	4.69
2	0.46	29	62	35.74	76.16	2.39	5.33
3	3.15	15	37	29.70	71.93	4.74	11.61
4	1.27	22	39	48.54	85.78	8.41	15.03

典型井的分析结果可为研究区页岩油气开发效果评价及调整提供参数依据。裂缝半长解释结果表明该区有效裂缝延伸距离较近,未来可通过改进压裂工艺措施或调整井距来提高采收率;井控储量及最终采出量结果可为该区经济评价及开发规划提供参数;基质渗透率可作为评价该区物性好坏的依据,为产能预测及未来进行精细的数值模拟提供参数。

## 5 结论

目前的页岩油气线性流分析方法仅适用于单相情况,对于挥发油井,仅考虑油相产量会导致时间均方根曲线斜率变大和线性流特征偏离,且初始气油比越大,线性流特征偏离程度越明显;同时会导致解释的裂缝半长偏小。提出了适用于页岩挥发油井的产量折算线性流分析方法,大幅降低了裂缝半长解释误差,该方法简单,便于现场应用,同时可拓展应用于致密油领域存在油气两相的情况。

### 参考文献:

[1] 李建青,高玉巧,花彩霞,等.北美页岩气勘探经验对建立中国南海相页岩气选区评价体系的启示[J].油气地质与采收率,2014,21(4):23-27,32.  
Li Jianqing, Gao Yuqiao, Hua Caixia, et al. Marine shale gas evaluation system of regional selection in South China: enlightenment from North American exploration experience[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 23-27, 32.

[2] 何建华,丁文龙,李瑞娜,等.黄骅坳陷中区和北区沙河街组陆相页岩气形成条件及资源潜力[J].油气地质与采收率,2016,23(1):22-30.  
He Jianhua, Ding Wenlong, Li Ruina, et al. Forming condition of the continental shale gas of Shaheji Formation in the central-north Huanghua depression and its resource prospect[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 22-30.

[3] 王松,杨洪志,赵金洲,等.页岩气井可压裂性综合评价方法研究及应用[J].油气地质与采收率,2016,23(2):121-126.  
Wang Song, Yang Hongzhi, Zhao Jinzhou, et al. Research and application of comprehensive evaluation on fracability of shale gas wells[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 121-126.

[4] Wattenbarger R A, El-Banbi A H, Villegas M E, et al. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells[C]. SPE 39931, 1998.

[5] Ibrahi M M, Wattenbarger R A. Rate dependence of transient linear flow in tight gas wells[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(10): 18-20.

[6] Baihly J, Altman R, Malpani R, et al. Shale gas production decline trend comparison over time and basins[C]. SPE 135555, 2010.

[7] Bello R O, Wattenbarger R A. Modelling and analysis of shale gas production with a skin effect[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(12): 37-48.

[8] Brohi I, Pooladi-Darvish M, Aguilera R. Modeling fractured horizontal wells as dual porosity composite reservoirs—application to tight gas, shale gas and tight oil cases[C]. SPE 144057, 2011.

[9] Xu B, Haghighi M, Cooke D. Production data analysis in Eagle Ford shale gas reservoir[C]. SPE 153072, 2012.

[10] Nobakht M, Clarkson C R. Analysis of production data in shale gas reservoirs: rigorous corrections for fluid and flow properties[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012, 8(8): 85-98.

[11] Xu B, Haghighi M, Li X, et al. Development of new type curves for production analysis in naturally fractured shale gas/tight gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 105(1): 107-115.

[12] Arps J J. Analysis of decline curves[J]. Society of Petroleum Engineers, 1945, 160(1): 228-247.

[13] 白玉湖,杨皓,陈桂华,等.页岩气产量递减典型曲线的不确定性分析方法[J].石油钻探技术,2013,41(4):97-100.  
Bai Yuhu, Yang Hao, Chen Guihua, et al. An uncertainty analysis method on typical production decline curve for shale gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(4): 97-100.

[14] VALKÓ P, Lee W J. A better way to forecast production from unconventional gas wells[C]. SPE 134231, 2010.

[15] Duong A N. An unconventional rate decline approach for tight and fracture-dominated gas wells[C]. CSUG/SPE 137748, 2010.