

# 涪陵页岩气田分段压裂水平井非稳态产能评价方法

郑爱维, 李继庆, 卢文涛, 梁 榜, 张 谦, 杨文新

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司勘探开发研究院 湖北武汉 430010

通讯作者: Email: aiwei\_zheng@sina.com

项目支持: 国家科技重大专项“涪陵页岩气开发工程”(2016ZX05060)、中石化江汉油田分公司重大科技攻关项目“涪陵页岩气田气藏工程研究”(JKK0016001)

引用: 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.

Cite: ZHENG Aiwei, LI Jiqing, LU Wentao *et al.* Unsteady productivity evaluation method of multi-stage fractured horizontal well for shale gas in Fuling shale gas field [J]. Well Testing, 2018, 27(1): 22-30.

**摘要** 为了摸清页岩气井生产动态特征,明确气井真实产能,对页岩气分段压裂水平井产能评价方法进行研究。基于基质线性流理论,推导出页岩气分段压裂水平井非稳态线性流产能方程,建立了在直角坐标系中页岩气分段压裂水平井非稳态产能评价图版,提出了页岩气井产能系数。经涪陵页岩气田现场生产数据验证,涪陵气田页岩气分段压裂水平井长期处于非稳态线性流阶段,单井产能系数与生产压力保持水平呈良好正相关关系,与非常规产量预测软件预测可采储量呈良好的正相关性关系。结果表明,页岩气井产能系数是评价页岩气分段压裂水平井处于非稳态条件下生产能力的有效指标,通过求取页岩气井产能系数可以预测可采储量。建议对页岩气分段压裂水平井连续监测井底流压3-6个月,获取可靠的页岩气井产能系数后对产能进行评价。

**关键词** 产能系数;非稳态阶段;基质线性流;产能评价;分段压裂水平井;涪陵页岩气田

中图分类号:TE353

文献标识码:A

DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.01.004

## Unsteady productivity evaluation of horizontal wells with staged fracturing in Fuling shale gas field

ZHENG Aiwei, LI Jiqing, LU Wentao, LIANG Bang, ZHANG Qian, YANG Wenxin

*Exploration and Development Research Institute, Sinopec Jiangnan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430010, China*

**Abstract:** In order to analyze the production performance of shale gas well and realize the real productivity of gas well, a productivity evaluation method of horizontal wells with staged fracturing for shale gas was studied. The unsteady productivity equation was derived and evaluation charts for horizontal wells with staged fracturing for shale gas development were constructed in the rectangular coordinate system according to the matrix linear flow theory, the production capacity coefficient of shale gas wells was determined. Production data of the Fuling Shale Gas Field show that the production capacity coefficient is positively correlated to the production pressure level in shale gas wells. Moreover, a positive linear relationship can be observed between the production capacity coefficient of shale gas wells and the technically recoverable reserves predicted by using the conventional production forecasting software. The research results show that the production capacity coefficient of shale gas well is an effective index for assessing the production capacity of horizontal well with staged fracturing for shale gas development under unsteady conditions, the recoverable reserves can be forecasted in accordance with the production capacity coefficient of shale gas wells. Bottom-hole flowing pressure was continuously monitored for 3-6 months to obtain reliable production capacity coefficients of horizontal wells with staged fracturing for productivity evaluation.

**Keywords:** production capacity coefficient; unsteady stage; matrix linear flow; productivity evaluation; horizontal well with staged fracturing; Fuling shale gas field

气井产能是指一口井的产气能力大小,在对常规气井产能评价过程中通常采用放喷测试产量和无阻流量两个指标来衡量产能大小并进行配产<sup>[1]</sup>。页岩气作为一种非常规油气资源,其储层具有特低

孔、特低渗的特征,且气体赋存状态包括吸附气和游离气两类<sup>[2-4]</sup>,在储层自身特征上与常规油气储层有较大的差别。此外页岩储层要获得有效开发,需要进行水平井大规模压裂,压裂改造后的页岩气层

相对于改造前孔渗结构、渗流机理更为复杂<sup>[5-9]</sup>。页岩储层自身独有特性和压前-压后复杂孔缝耦合的特点导致了分段压裂水平井产能评价方法和指标参数与常规油气井存在必然差别。目前国内外学者对于页岩气产能也进行了大量的研究, Carlson (1994) 基于双重介质模型对 Devonian 页岩气藏气井进行产能历史拟合并进行影响因素分析<sup>[10]</sup>; Schepers (2009) 在考虑页岩气两种赋存状态以及气液两相流条件下, 建立了页岩气藏三重介质数值模型, 并对页岩气井产能进行预测<sup>[11]</sup>; 李武广等 (2012) 根据翁氏模型理论, 结合多元线性回归系数求解法, 采用解析解对实际页岩气生产井进行了产能预测<sup>[12]</sup>; 谢维杨 (2012) 根据页岩气藏为“人工气藏”这一特征, 并考虑吸附解吸影响, 建立了页岩气井稳定渗流产能公式<sup>[13]</sup>; 任俊杰等 (2012) 综合考虑页岩气解吸扩散和渗流特征, 建立了页岩气藏压裂水平井产能数值模型<sup>[14]</sup>。总体而言, 目前国内外学者在研究页岩气井产能时, 一般采用解析法和数值模拟两种方法来预测页岩气井生产规律, 但是没有很明确提出页岩气井产能评价指标参数。

本文在对常规气井产能评价方法适应性分析的基础上, 以生产过程中的流态识别为依托, 提出了一种新的评价页岩气分段压裂水平井产能参数指标, 并应用于涪陵页岩气田产能评价过程中。该指标对页岩气分段压裂水平井产能评价、生产规律预测及可采储量标定具有重要作用。

## 1 常规气井产能评价方法适应性分析

分别对常规气井产能评价指标放喷测试产量和无阻流量的求取方法进行适应性分析, 指出常规方法存在的问题, 为非稳态产能评价方法的提出奠定基础。

### 1.1 放喷测试产量

气井在投产之前, 一般会采取敞开井口压力的方式来获得一个产量, 这个产量一般被称为“实测无阻流量”<sup>[1]</sup>。当气体流量很高、井底压力很大时, 敞喷测试会对生产管柱产生损伤, 因此在实际生产过程中, 常会在井口安装油嘴, 这种做法一方面可以保护现场管柱安全, 另一方面通过调节不同油嘴大小可以获得相应井口压力条件下的产气量, 从而了解气井产能。

气体通过气嘴节流模型为<sup>[10]</sup>:

$$q_{sc} = \frac{0.4068 p_1 d^2}{\sqrt{F_w \gamma_g T_1 Z_1}} \sqrt{\frac{k}{k-1} \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right]}$$

式中:  $q_{sc}$  为通过气嘴的产气量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $p_1$  为上游压力, MPa;  $p_2$  为下游压力, MPa;  $d$  为气嘴大小, mm;  $\gamma_g$  为气体相对密度;  $T_1$  为嘴前温度, K;  $Z_1$  为  $T_1$ 、 $p_1$  条件下的气体偏差因子;  $k$  为气体绝热指数, 无量纲。

该模型是针对单相气体通过气嘴时所推导出的, 页岩气井都是经过大型水力压裂后投产的, 在气嘴试气阶段, 有大量的返排液随着气体一同产出, 为典型的两相流, 用单相嘴流方程计算产量存在较大的误差。学者们针对气井气-水同出的问题, 引入含水校正系数, 提出了考虑气液两相流的节流模型<sup>[15-16]</sup>。

$$q_{sc} = \frac{0.4068 p_1 d^2}{\sqrt{F_w \gamma_g T_1 Z_1}} \sqrt{\frac{k}{k-1} \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right]}$$

$$F_w = 1 + \frac{W_w}{W_g}$$

式中:  $F_w$  为含水校正系数;  $W_w$  为水质量流量, kg/d;  $W_g$  为气质量流量, kg/d。

该模型是基于气井产水量较少、流态为雾状流条件下推导的。页岩气井分段压裂水平井在生产初期采用套管生产时, 由于携液能力差, 可能会形成段塞流或过渡流, 采用考虑无滑脱效应的气水两相嘴流计算某一油嘴条件下对应的产量精度较低。

### 1.2 无阻流量

常规气井产能评价时, 常用无阻流量来衡量产能大小。无阻流量一般都是在产能试井的基础上, 通过二项式产能方程计算得到, 对于气井而言, 考虑气体高压物性的二项式产能方程为:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = A Q_{sc} + B Q_{sc}^2$$

式中:  $m(p_i)$  为拟地层压力,  $\text{MPa}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $m(p_{wf})$  为拟井底流压,  $\text{MPa}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $Q_{sc}$  为日气产量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $A$  为层流系数;  $B$  为紊流系数。

在二项式产能方程中, 当井底流压为 0.1 MPa 时, 计算得到的气井产量为无阻流量  $q_{AOF}$ 。常规气井二项式产能方程是在假定气井在生产过程中处于拟稳态条件下推导出来的<sup>[17-18]</sup>。目前, 大量的研究表明, 页岩气分段压裂水平井在生产过程中长期处于非稳态过程<sup>[19-21]</sup>。因此, 用二项式产能方程计算的无阻流量来评价页岩气分段压裂水平井产能并不太合理。

## 2 “产能系数”提出

理论研究认为,页岩气分段压裂水平井在生产过程中存在多种流态<sup>[22]</sup>:①早期裂缝线性流;②基质-裂缝线性流;③基质线性流;④边界流。根据北美页岩气开发经验,页岩气井生产过程中长期处于基质线性流阶段<sup>[23]</sup>。

### 2.1 产能方程推导

在页岩储层中,任取一个微小的单元体( $dx$ ) (见图1)。

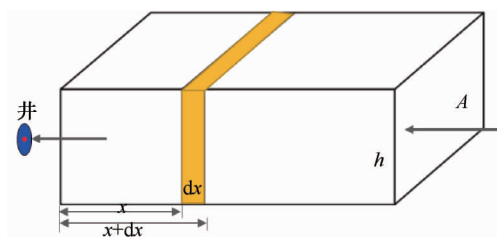


图1 基质线性流渗流单元模型图

Fig.1 Model diagram of matrix linear flow unit

由物质平衡原理可知,包含在单元体内流体质量的变化应等于同一时间间隔内流体流入质量与流出质量之差,即

$$\Delta t A (vp)_{x+dx} - \Delta t A (vp)_x = A dx [(\varphi\rho)_{t+\Delta t} - (\varphi\rho)_t] \quad (1)$$

式(1)两侧除以  $\Delta t A dx$ ,得

$$\frac{(vp)_{x+dx} - (vp)_x}{dx} = \frac{(\varphi\rho)_{t+\Delta t} - (\varphi\rho)_t}{\Delta t} \quad (2)$$

式(2)的偏微分表达式为

$$\frac{\partial}{\partial x} [vp] = \frac{\partial}{\partial t} [\varphi\rho] \quad (3)$$

式中: $v$  为流体流动速度,  $m/d$ ;  $\Delta t$  为时间,  $d$ ;  $A$  为截面积,  $m^2$ ;  $\varphi$  为孔隙度, %;  $\rho$  为密度,  $kg/m^3$ 。

式(3)即为线性流连续性方程。

达西方程:

$$v = 0.0864 \frac{K}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (4)$$

式中: $K$  为渗透率,  $10^{-3} \mu m^2$ ;  $\mu$  为黏度,  $mPa \cdot s$ ;  $p$  为压力,  $MPa$ 。

气体压缩方程:

密度表达式:

$$C_g = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (5)$$

体积表达式:

$$C_g = \frac{-1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (6)$$

式中: $C_g$  为气体压缩系数,  $MPa^{-1}$ 。

气体状态方程:

$$pv = ZnRT \quad (7)$$

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad (8)$$

将达西方程((4)式)、气体压缩方程((5)式、(6)式)、气体状态方程((7)式、(8)式)代入(3)式,可以得到:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{K}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{pM}{ZRT} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \varphi \frac{pM}{ZRT} \right] \quad (9)$$

上式等式两侧除以常数  $M/(RT)$ ,有

$$\frac{0.0864K}{\mu Z} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \varphi \frac{p}{Z} \right] \quad (10)$$

式(10)右侧:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \varphi \frac{p}{Z} \right] = \varphi \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{Z} \right] + \frac{p}{Z} \frac{\partial}{\partial t} [\varphi]$$

$$\text{其中 } \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{Z} \right] = \frac{\partial}{\partial p} \left[ \frac{p}{Z} \right] \frac{\partial p}{\partial t} = C_g \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi] = \varphi C_t \frac{\partial p}{\partial t}$$

则

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \varphi \frac{p}{Z} \right] = \varphi (C_g + C_t) \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} = \varphi C_t \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t}$$

则式(10)可转化为

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \frac{\varphi \mu C_t}{0.0864K} \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (11)$$

式中: $C_t$  为综合压缩系数,  $MPa^{-1}$ 。

由于气体具有高压物性,由气体拟压力方程

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

可得

$$\frac{\partial m(p)}{\partial p} = \frac{2p}{\mu Z}$$

式中: $m(p)$  为拟压力,  $MPa^2/(mPa \cdot s)$ 。

式(11)左侧:

$$\frac{2p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial m(p)}{\partial x}$$

式(11)右侧:

$$\frac{2p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial t}$$

则式(11)可转换为:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial^2 x} = \frac{\varphi \mu C_t}{0.0864K} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (12)$$

式(12)为气体处于线性流阶段时的扩散方程。

假设页岩气井压裂为单条裂缝(如图 2),裂缝半长为  $x_f$ ,页岩储层厚度为  $h$ ,设定边界条件为定产生产、无限大储层,根据 Laplace 变换<sup>[24]</sup>,式(12)的线源解为:

$$\Delta m(p) = m(p_i) - m(p_{wf}) = \left[ \frac{3.775 Q_g T}{h x_f} \sqrt{\frac{1}{\varphi K \mu C_i}} \right] t^{\frac{1}{2}} \quad (13)$$

式中:  $Q_g$  为日气产量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $x_f$  为裂缝半长,  $\text{m}$ ;  $T$  为地层温度,  $^\circ\text{R}$ ;  $h$  为页岩储层厚度,  $\text{m}$ ;  $K$  为压裂后基质渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $t$  为生产时间,  $\text{d}$ 。

式(12)即为单条压裂缝、页岩气井定产生产、处于基质线性流阶段的产能方程。

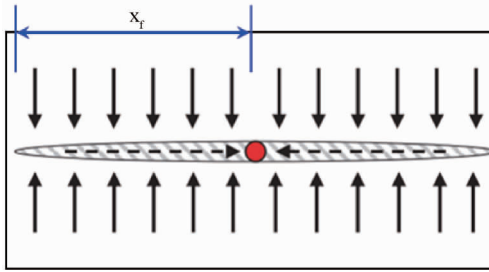


图 2 页岩气井分段压裂后单条裂缝示意图  
Fig.2 Schematic diagram of single crack of shale gas well after staged fracturing

## 2.2 页岩气分段压裂水平井“产能系数”

令裂缝导流面积为  $A_1$ , 则  $A_1 = 2hx_f$ , 则式(13)转换为:

$$\Delta m(p) = m(p_i) - m(p_{wf}) = \left[ \frac{7.55 Q_g T}{A_1 \sqrt{K}} \sqrt{\frac{1}{\varphi \mu C_i}} \right] t^{\frac{1}{2}} \quad (14)$$

假设页岩气水平井通过大型压裂后裂缝条数为  $n_f$  (如图 3), 令  $A$  为总基质与裂缝面接触面积,  $A = n_f A_1$ 。

$$\Delta m(p) = m(p_i) - m(p_{wf}) = \left[ \frac{7.55 Q_g T}{A \sqrt{K}} \sqrt{\frac{1}{\varphi \mu C_i}} \right] t^{\frac{1}{2}} \quad (15)$$

整理式(15)得

$$\lg \frac{Q_g}{[m(p_i) - m(p_{wf})]} = -\frac{1}{2} \lg t + \lg \left[ A \sqrt{K} \frac{1}{7.55 T \sqrt{\varphi \mu C_i}} \right] \quad (16)$$

由上式可知,在双对数图版上  $Q_g/[m(p_i) - m(p_{wf})] \sim t$  呈斜率为  $-1/2$  的线性关系。

式(16)中,令

$$m = A \sqrt{K} \frac{1}{7.55 T \sqrt{\varphi \mu C_i}}$$

则式(14)整理得到:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{1}{m} (Q_g t^{\frac{1}{2}}) \quad (17)$$

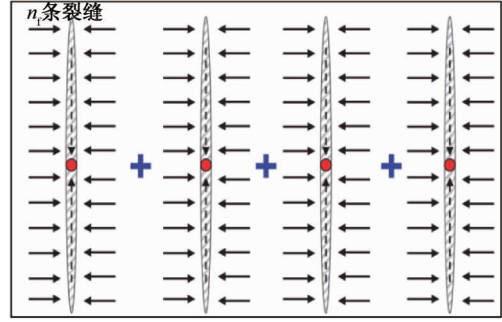


图 3 页岩气井分段压裂后  $n_f$  条裂缝叠加示意图  
Fig.3 Schematic diagram of  $n_f$  cracks of shale gas well after staged fracturing

通过式(17)可知,当页岩气井采用定产方式生产并且处于基质线性流阶段,在直角坐标图版上  $m(p_i) - m(p_{wf}) \sim (Q_g \cdot t^{1/2})$  为一条斜率为  $1/m$  的直线(如图 4)。

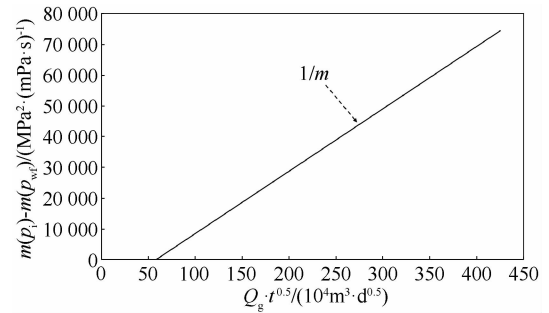


图 4 页岩气分段压裂水平井非稳态产能评价图版  
Fig.4 Unsteady productivity evaluation chart for shale gas staged fracturing horizontal well

页岩气藏为典型的“人工气藏”,其产能主要受原有地质条件和压裂工程工艺条件两方面因素的影响。一直以来,页岩孔隙度( $\varphi$ )和压裂改造参数( $A \sqrt{K}$ )的预测是研究的难点<sup>[19-21,25]</sup>。从直角坐标图版上  $m(p_i) - m(p_{wf}) \sim (Q_g \cdot t^{1/2})$  所取得直线斜率倒数  $m$  表达式可以看出,  $m$  既包含了地质参数( $\varphi \mu C_i$ ),又包含压裂改造效果参数( $A \sqrt{K}$ ),解决了单独求取  $\varphi$  和  $A \sqrt{K}$  这一难点问题。本文将  $m$  作为一个综合参数团,命名为“页岩气井产能系数”。

## 3 现场应用

涪陵页岩气田为我国第一个实现规模化开发的

页岩气田<sup>[26-28]</sup>,自 2012 年底焦页 1HF 井获得工业气流以来,2016 年底气田已建成  $70 \times 10^8 \text{ m}^3$  产能。涪陵页岩气田主力产气层为上奥陶统五峰-龙马溪组龙 1 段<sup>[29-31]</sup>,气田中的全部页岩气井均进行大型分段压裂后投产。

JY-A1 井、JY-A2 井、JY-A3 井和 JY-A4 井为涪陵页岩气田四口页岩气井。四口井以定产方式投

产,生产约 1 200 d,其中 JY-A1、JY-A2 配产  $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,JY-A3、JY-A4 配产  $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (如图 5)。在压裂后、投产之前,一般采取测静压的方式来了解地层能量状况,JY-A1、JY-A2、JY-A3、JY-A4 井测试地层压力分别为 45 MPa、45 MPa、42.5 MPa 和 41.2 MPa。同时采取间歇性测定井底流压方式,来了解产气与压力之间的变化规律。

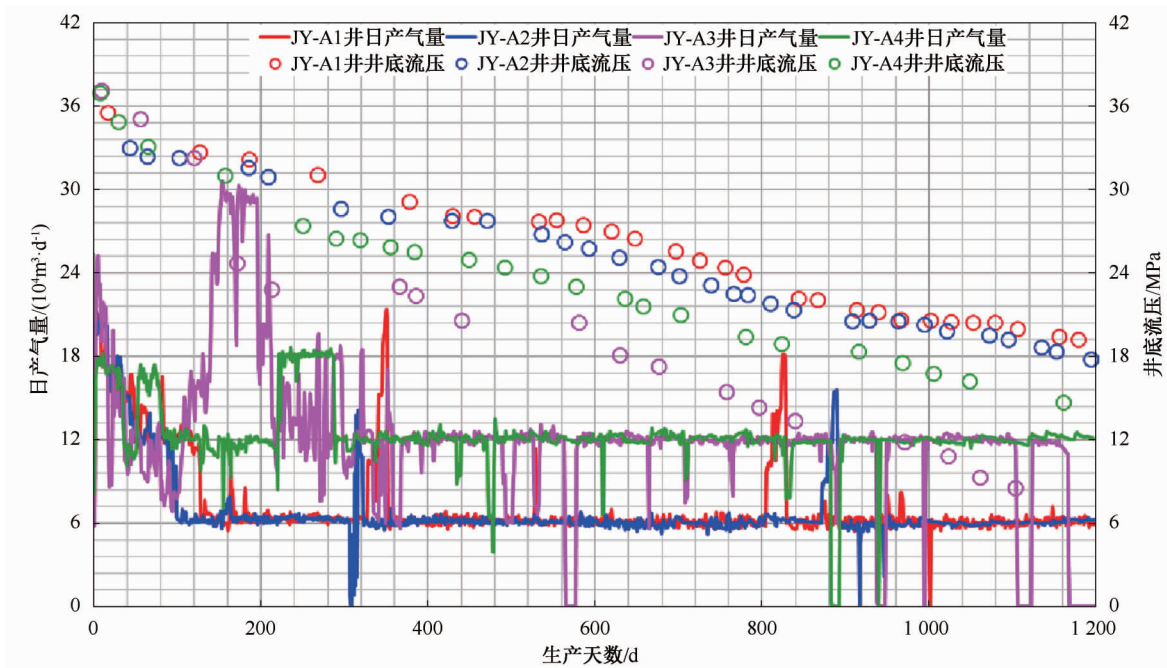


图 5 涪陵页岩气田 4 口页岩气井生产曲线图

Fig.5 Production curves of four shale gas wells in Fuling shale gas field

对 JY-A1、JY-A2、JY-A3 和 JY-A4 这 4 口井生产数据进行处理,横坐标为规整化产量  $Q_g/[m(p_i) - m(p_{wf})]$ ,纵坐标为物质平衡时间  $N_g/Q_g$ ,四口井的

实测生产数据经过处理之后,整个生产过程均表现出相同的特征,即斜率为  $-1/2$  的直线特征(如图 6),为典型的基质线性流。

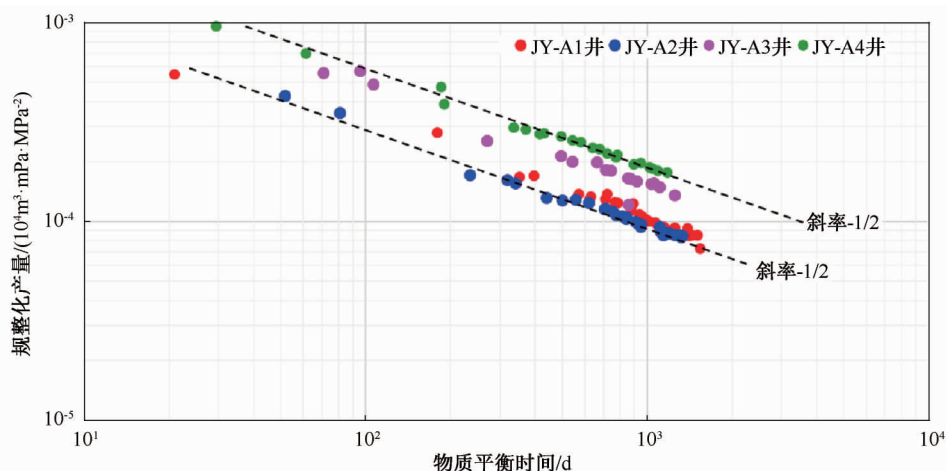


图 6 涪陵页岩气田 4 口页岩气井流态识别图

Fig.6 Flow regime identification diagram for four shale gas wells in Fuling shale gas field

与北美页岩气田相比,涪陵页岩气田生产数据

并没有观测到裂缝线性流( $-1/2$  特征线)和基质-



裂缝双线性流(−1/4 特征线)两个流动阶段,反映出涪陵页岩气井经过大型压裂后,压裂缝网具有很强的导流能力。一方面原因是由于致密页岩经过大型压裂后,压裂缝导流能力较强,裂缝线性流持续时间很短,在实际生产过程中很难捕捉。此外,在页岩气井生产早期能否观察到裂缝-基质双线性流,一方面受到试气阶段压裂返排液的影响,另一方面是受天然裂缝间距大小的影响<sup>[32-33]</sup>。

为了评价定产生页岩气井产能大小,在流态识别的基础上,根据大型压裂后的页岩气井基质线性流产能方程((13)式),对 4 口井生产数据进行归一化处理,在直角坐标系上,横坐标为 $(Q_g \cdot t^{1/2})$ ,纵坐标为 $m(p_i)-m(p_{wf})$ ,建立产能评价图版(如图 7),计算得到 4 口井产能系数 $m$ ,即 JY-A4 井产能系数最高,为 58.8;JY-A3 井次之,为 48.8;JY-A2 井和 JY-A1 井产能系数最低,分别为 30.8 和 33.3(见表 1)。

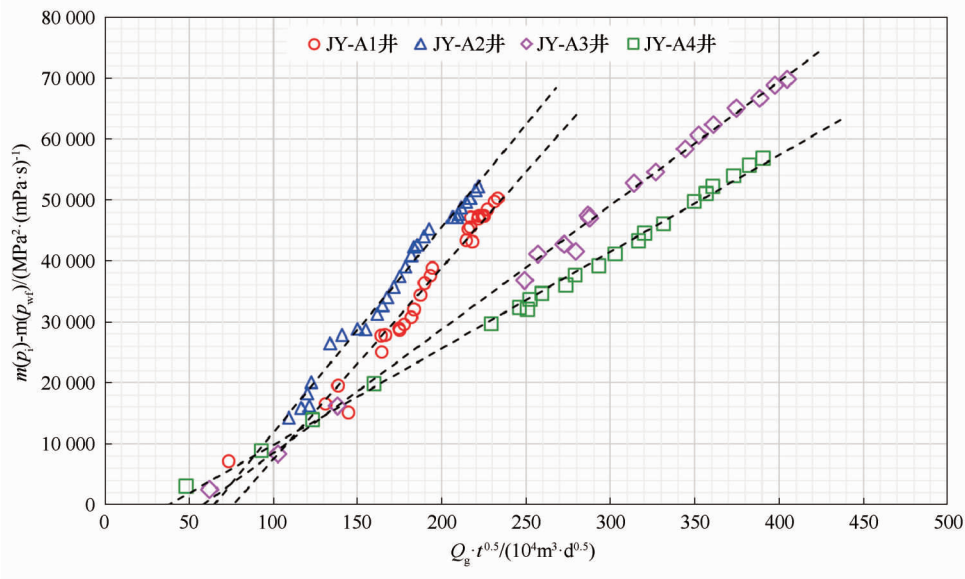


图 7 涪陵页岩气田 4 口页岩气井产能评价图

Fig.7 Productivity estimation diagram of four shale gas wells in Fuling shale gas field

表 1 涪陵页岩气田 4 口页岩气分段压裂水平井产能系数对比表

Table 1 Production capacity coefficient comparison table of four shale gas horizontal wells in Fuling shale gas field

井号	配产 <sup>a</sup> /(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	地层压力 /MPa	产能系数 /(m <sup>2</sup> ·(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> ) <sup>0.5</sup> ·(mPa·s) <sup>0.5</sup> ·MPa <sup>-0.5</sup> )	技术可采储量 /(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )
JY-A1	6	45.0	33.3	2.2
JY-A2	6	45.0	30.8	1.7
JY-A3	12	42.5	48.8	2.9
JY-A4	12	41.2	58.8	3.7

在涪陵页岩气田气井生产过程中未进行连续测定井底流压,对比相同累计产气量条件下生产压力大小是现场判别气井产能大小的最为直观和快捷的方法。累计产气量—生产压力对比图显示(如图 8),4 口井开井压力相差不大,为 30~33 MPa。JY-A3 井和 JY-A4 井采用 12×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 配产生,在相同的累计产气量条件下,JY-A4 井生产压力下降速度明显小于 JY-A3HF 井,反映出 JY-A4 井产能大于 JY-A3 井。同理,JY-A1 井和 JY-A2 井均以 6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 配产生。生产情况表明,JY-A2 井生产压力下降速度大于 JY-A1 井,反映前者产能比后者要低。

对比 12×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 和 6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 配产井的生产压力情况表明,在相同累计产气量条件下,配产较高的 JY-A4 井和 JY-A3 井生产压力保持水平比配产较低的 JY-A1 井和 JY-A2 井要高,反映了 JY-A4 井、JY-A3 井产能比 JY-A1 井和 JY-A2 井要大。以上说明,页岩气井产能系数的大小能直观反映页岩气井生产过程中的压力保持水平。

技术可采储量是评价一口页岩气井产能大小最为关键的参数<sup>[34-35]</sup>。借助非常规产量预测软件 Harmony 软件 RTA 模块中的产量不稳定分析方法,在对页岩气井产气量历史拟合的基础上,预测 20 年技术可采储量。JY-A1 井、JY-A2 井、JY-A3 井和 JY-

A4 井 RTA 预测技术可采储量分别为  $2.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $1.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $2.9 \times 10^8 \text{ m}^3$  和  $3.7 \times 10^8 \text{ m}^3$  (见表 1), 4 口井技术可采储量与产能系数呈很好的正相关关系。对涪陵区块生产时间 1 年以上的 62 口分段压裂水平井进行产能系数求取, 并借助 Harmony 软件预测

技术可采储量, 发现技术可采储量和产能系数呈现良好的正相关线性关系, 相关系数  $R_2$  达到 0.88 (如图 9), 说明页岩气井产能系数可以反映页岩气井可采储量大小, 通过求取产能系数可以对单井可采储量进行预测。

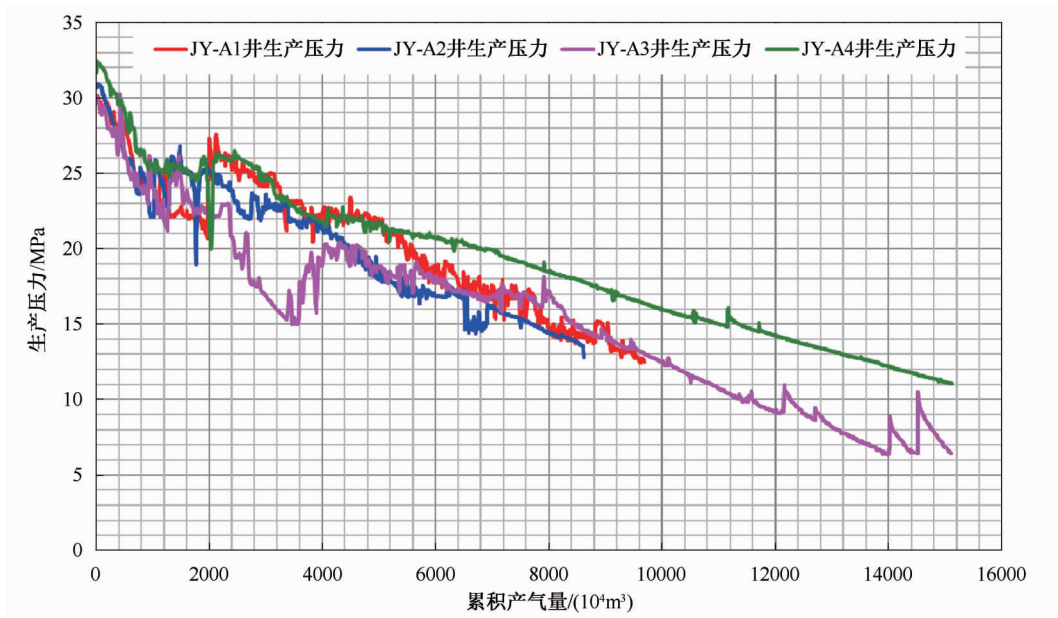


图 8 涪陵页岩气田 4 口页岩气井生产压力对比图

Fig.8 Wellhead pressure comparison of four shale gas wells in Fuling shale gas field

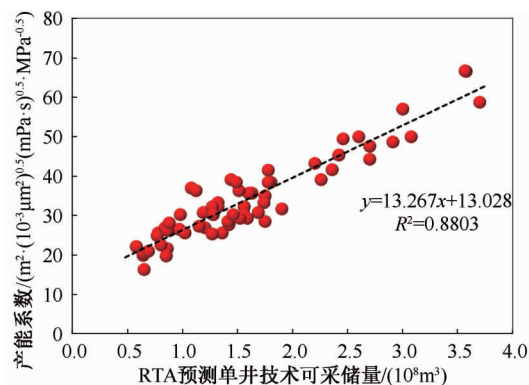


图 9 涪陵页岩气田单井可采储量与产能系数相关图

Fig.9 Correlation chart of technical recoverable reserves and productivity coefficient of single well in Fuling shale gas field

产能系数与实际生产动态的联动关系及与可采储量相关关系综合表明, “页岩气井产能系数”是评价页岩气分段压裂水平井长期处于非稳态条件下评价其产能的重要指标参数。通过对涪陵页岩气田大量气井生产数据统计发现, 分段压裂水平井通过连续稳定生产 3-6 个月, 并且连续监测井底流压, 就可以获取可靠的“页岩气井产能系数”。

## 4 结论

(1) 页岩气分段压裂水平井放喷测试产量评价页岩气井产能受到测试期间产水量影响较大。页岩气分段压裂水平井在生产过程中长期处于非稳态阶段, 常规气井二项式产能方程基于拟稳态条件下推导出来, 建议无阻流量作为在投产之前判别页岩气井产能一个参考指标。

(2) 涪陵页岩气田分段压裂水平井生产过程中长期处于基质线性流阶段。基于基质线性流理论, 建立了在直角坐标系中页岩气分段压裂水平井非稳态产能评价图版, 提出了“页岩气井产能系数”

(3) “页岩气井产能系数”与生产压力保持水平呈良好正相关关系, 该参数能快捷判断气井生产能力。同时“页岩气井产能系数”与 RTA 软件预测技术可采储量呈良好的正相关线性关系, 通过求取“页岩气井产能系数”可以预测技术可采储量。

(4) 建议在现场生产过程中连续监测 3-6 个月井底流压, 获取可靠的“页岩气”井产能系数用以评价页岩气井产能。

致谢: 感谢国家科技重大专项“涪陵页岩气开发工程”

(2016ZX05060)与中石化江汉油田分公司重大科技攻关项目“涪陵页岩气田气藏工程研究”(JKK0016001)”联合资助。

### 参 考 文 献

- [1] 庄惠农.气藏动态描述和试井[M].北京:石油工业出版社,2004:52.  
ZHUANG Huinong. Gas reservoir dynamic description and well testing [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 52.
- [2] JAVADPOUR F, FISHER D B, UNSWORTH M *et al.* Nanoscale gas flow in shale gas sediments [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10): 55-61.
- [3] GHANIZADEH A, AMANNHILDENBRAND A, GASPARIK M *et al.* Experimental study of fluid transport processes in the matrix system of the european organic-rich shales: II. posidonia shale (lower toarcian, northern germany) [J]. International Journal of Coal Geology, 2013, 123(2): 20-33.
- [4] NELSON P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones and shales [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329-340.
- [5] SUBRATA R, RENI R, HELEN F C *et al.* Modeling gas flow through micro-channels and nano-pores [J]. Journal of Applied Physics, 2003, 93(8): 4870-4879.
- [6] OZKAN E, RAGHAVAN R, APAYDIN O G. Modeling of fluid transfer from shale matrix to fracture network [C]. Paper SPE 134830-MS. presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 19-22 September 2010, Florence, Italy.
- [7] FREEMAN C M, MORIDIS G J, BLASINGAME T A. A numerical study of microscale flow behavior in tight gas and shale gas reservoir systems [J]. Transport in Porous Media, 2011, (90): 253-268.
- [8] 吴克柳,李相方,陈掌星.页岩气纳米孔气体传输模型[J].石油学报,2015,36(7):837-848,889.  
WU Keliu, LI Xiangfang, CHEN Zhangxin. A model for gas transport through nanopores of shale gas reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 837-848, 889.
- [9] 姚军,孙海,黄朝琴,等.页岩气藏开发中的关键力学问题[J].中国科学:物理学 力学 天文学,2013,43(12): 1527-1547.  
YAO Jun, SUN Hai, HUANG Zhaoqin *et al.* Key mechanical problems in the development of shale gas [J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2013, 43(12): 1527-1547.
- [10] CARLSON E S. Characterization of devonian shale gas reservoirs using coordinated single well analytical models [C]. SPE 29199-MS presented at SPE Eastern Regional Meeting held in Charleston, 8-10 November 1994, West Virginia, USA.
- [11] SCHEPERS K, GONZALEZ R, KOPERNA G *et al.* Reservoir modeling in support of shale gas exploration [C]. SPE 123057 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Cartagena de Indias, 31 May-3 June 2009, Cartagena, Colombia.
- [12] 李武广,鲍方,曲成,等.翁氏模型在页岩气井产能预测中的应用[J].大庆石油地质与开发,2012,31(2):98-101.  
LI Wuguang, BAO Fang, QU Cheng *et al.* Application of Weng's model in the productivity prediction of the gas wells in shale rock [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2012, 31(2): 98-101.
- [13] 谢维杨,李晓平.水力压裂缝导流的页岩气藏水平井稳产能力研究[J].天然气地球科学,2012,23(2):387-392.  
XIE Weiyang, LI Xiaoping. Steady productivity of horizontal well in hydraulic fracture induced shale gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2): 387-392.
- [14] 任俊杰,郭平,王德龙,等.页岩气藏压裂水平井产能模型及影响因素[J].东北石油大学学报,2012,36(6): 76-81.  
REN Junjie, GUO Ping, WANG Delong *et al.* Productivity model of fractured horizontal wells in shale gas reservoirs and analysis of influential factors [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012, 36(6): 76-81.
- [15] 李士伦.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,2000: 132.  
LI Shilun. Natural Gas Engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 132.
- [16] 刘建仪,李颖川,杜志敏.高气液比气井气液两相节流预测数学模型[J].天然气工业,2005,25(8):85-87.  
LIU Jiangyi, LI Yingchuan, DU Zhimin. Phase throttling prediction for gas wells with high gas/water ratio [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(8): 85-87.
- [17] 黄孝海.气水同产水平井生产系统分析研究[D].成都:西南石油大学,2014:48.  
HUANG Xiaohai. Study of deliverability analysis system for gas-water horizontal well [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014: 48.
- [18] JOHN L. Well Testing [M]. SPE textbook series vol.1, 1982:77-78.
- [19] 陈元千.确定气井绝对无阻流量的简单方法[J].天然气工业,1987,7(1):59-63.  
CHEN Yuanqian. A simple method for determining absolute open flow rate of gas well [J]. Natural Gas Industry, 1987, 7(1): 59-63.
- [20] WATTENBARGER R A, EL-BANBI A H, VILLEGAS M E *et al.* Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells [C]. Paper SPE 39931-MS presented at SPE Rock Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition, 5-8 April 1998, Den-



- ver, Colorado, USA.
- [21] ANDERSON D M, NOBAKHT M, MOGHADAM S *et al.* Analysis of production data from fractured shale gas wells [C]. Paper SPE 131787-MS presented at the SPE Unconventional Gas Conference, 23–25 February 2010, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [22] BELLO R O, WATTENBARGER R A. Rate Transient Analysis in naturally fractured shale gas reservoirs [C]. Paper SPE 114591-MS presented at the CIPC/SPE Gas Technology Symposium, 16–19 June 2008, Calgary, Alberta, Canada.
- [23] 李继庆, 黄灿, 曾勇, 等. 一种判别页岩气流动状态的新方法[J]. 特种油气藏, 2016, 23(1): 100–103, 156.  
LI Jiqing, HUANG Can, ZENG Yong *et al.* A new method to distinguish shale gas flow states [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 100–103, 156.
- [24] 徐兵祥, 李相方, HAGHIGHI Manouchehr, 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 Binxiang, 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.
- [25] WIEWIOWSKI N E. Characterization of early-time performance of a well with a vertical fracture producing at a constant pressure [D]. Texas: Texas A & M University, 2016: 98–107.
- [26] 徐壮, 石万忠, 翟刚毅, 等. 涪陵地区页岩总孔隙度测井预测[J]. 石油学报, 2017, 38(5): 533–543.  
XU Zhuang, SHI Wanzhong, ZHAI Gangyi *et al.* Well logging prediction for total porosity of shale in Fuling area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(5): 533–543.
- [27] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 2014, 36(3): 425–430.  
WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 36(3): 425–430.
- [28] 孙健, 罗兵. 四川盆地涪陵页岩气田构造变形特征及对含气性的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 809–818.  
SUN Jian, LUO Bin. Structural deformation and its influences on gas storage in Fuling shale gas play, the Sichuan basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 809–818.
- [29] 肖佳林. 地质条件变化对涪陵页岩气井压裂的影响及对策[J]. 断块油气田, 2016, 23(5): 668–672.  
XIAO Jialin. Influence of geological condition change on shale gas well fracturing in Fuling and its strategy [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(5): 668–672.
- [30] 魏祥峰, 郭彤楼, 刘若冰. 涪陵页岩气田焦石坝地区页岩气地球化学特征及成因[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 539–548.  
WEI Xiangfeng, GUO Tonglou, LIU Ruobing. Geochemical features of shale gas and their genesis in Jiaoshiba block of Fuling Shale Gas field, Chongqing [J]. Nature Gas Science, 2016, 27(3): 539–548.
- [31] 冯建辉, 牟泽辉. 涪陵焦石坝五峰组—龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(3): 32–39.  
FENG Jianhui, MU Zehui. Main factors controlling the enrichment of shale gas in Wufeng Formation – Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Fuling shale gas field [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(3): 32–39.
- [32] KANFAR M, ALKOUH A B, WATTENBARGER R A. Bilinear flow in shale gas wells: fact or fiction? [C]. Paper SPE–171669-MS. Presented at the SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, 30 September – 2 October 2014, Calgary, Alberta, Canada.
- [33] 杨元明, 赵鑫, 陈洪地, 等. 应用页岩气井地面测试数据分析气井产能[J]. 油气井测试, 2017, 26(6): 19–21.  
YANG Yuanming, ZHAO Xin, CHEN Hongdi *et al.* Using surface test data of shale gas well to analyze its productivity [J]. Well Testing, 2017, 26(6): 19–21.
- [34] 田冷, 肖聪, 刘明进, 等. 体积压裂水平井的页岩气产能预测新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(1): 163–168.  
TIAN Leng, XIAO Cong, LIU Mingjin, *et al.* A new productivity predicting method for the shale gas of the volumetric fractured horizontal well [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(1): 163–168.
- [35] 于书新, 程晓刚. 水平井多级压裂后分段测试产能评价技术及应用[J]. 油气井测试, 2017, 26(2): 13–15, 19.  
YU Shuxin, CHENG Xiaogang. Evaluation technology and application of segmented productivity test to horizontal well after multiple layer fracturing [J]. Well Testing, 2017, 26(2): 13–15, 19.

编辑 王 军

第一作者简介: 郑爱维, 男, 1985 年出生, 博士, 高级工程师, 2014 年 7 月博士毕业于中国地质大学(武汉)矿产普查与勘探专业, 现主要从事页岩气气藏工程方面的研究工作。电话: 027-52307468; Email: aiwei\_zheng@sina.com。地址: 湖北省武汉市东湖高新技术开发区大学园路 18 号, 邮政编码: 430010。