

引用格式:陈元千,徐良,王丽宁.泛指数产量递减模型在评价美国页岩气田井控可采储量中的应用[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):469-475.

CHEN Yuanqian, XU Liang, WANG Lining. Applications of the generic exponential production decline model on estimating well-controlled recoverable reserves of shale gas fields in the United States[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 469-475.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.001

## 泛指数产量递减模型在评价美国页岩气田井控可采储量中的应用

陈元千<sup>1</sup>,徐良<sup>1,2</sup>,王丽宁<sup>1</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083;2. 中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083)

**摘要:**众所周知,页岩层是烃类的源岩层。页岩气是吸附于页岩微颗粒表面的天然气,其主要成分为甲烷气。评价页岩气地质资源量的方法是重量体积法。由于页岩的渗透率极低,常以纳达西(nano Darcy)级别表示( $1\text{ nD}=10^{-9}\text{ D}=10^{-6}\text{ mD}$ ),而吸附气处于饱和的吸附状态。因此,页岩吸附气的开发,需要通过钻水平井多段压裂,降压解吸后才能投产。对于页岩气田,每口水平井都是一个独立封闭的开采单元,因此,需要先评价井控的可采储量,而后再评价页岩气田的可采储量。本文基于Baihly提出的归一化产量递减曲线位移法,利用陈元千近年提出的泛指数产量递减(GEPD)模型,对美国的Barnett、Woodfort和Haynesville三个大型页岩气田的井控可采储量和评价区的可采储量进行了有效的评价,并对页岩气井产量的递减率进行了理论上的分析,其结果完全符合实际页岩气井的产量递减特征。这一特征就是,气井初期的产量递减得快,在生产20个月后的产量递减逐渐变慢。同时,笔者对现有的五种递减模型进行了简评。

**关键词:**页岩气田,井控可采储量,评价模型,应用。

中图分类号:TE328

文献标识码:A

### Applications of the generic exponential production decline model on estimating well-controlled recoverable reserves of shale gas fields in the United States

CHEN Yuanqian<sup>1</sup>, XU Liang<sup>1,2</sup>, WANG Lining<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petrochina, Beijing, 100083.

2. China University of Geosciences (Beijing), Energy College, Beijing, 100083)

**Abstract:** It is generally known that shale layers are the source rock layers of hydrocarbons. The shale gas is a kind of methane gas which is adsorbed on the surface of shale particles. The weight-volumetric method is used to estimate the geological resources of shale gas. Due to the extremely low permeability of the shale, it is represented by the nano Darcy levels ( $1\text{ nD}=10^{-9}\text{ D}=10^{-6}\text{ mD}$ ), and the adsorbed gas is in a saturated adsorption state. Therefore, the development of shale adsorbed gas requires horizontal well drilling, multi-stage fracturing, depressurization and desorption before putting into production. Since the horizontal well is an independent closed production unit for the shale gas fields, it is necessary to estimate the well-controlled recoverable reserves firstly, and then to estimate the recoverable reserves of the shale gas field. Based on the normalized production decline curve shifting method proposed by Baihly, the well-controlled recoverable reserves and the reserves of the estimation areas from the three large shale gas fields (Barnett, Woodfort, and Haynesville) in the United States have been effectively predicted using the generic exponential production decline (GEPD) model proposed by Chen Yuanqian in recent years. Furthermore, the production decline rate of shale gas wells is theoretically analyzed, and the results completely accord with the actual production decline characteristics of shale gas wells. It shows that the production of a gas well decreases rapidly in the initial stage, and gradually slows down after another 20 months of production. At the same time, five kinds of decline models are studied and estimated in this paper.

**Keywords:** shale gas field, well-controlled recoverable reserves, estimation model, application

收稿日期:2020-10-23。

**第一作者简介:**陈元千,男(1933—),河南兰考人,教授级高级工程师,1952年考入清华大学石油工程系,1956年毕业于原北京石油学院钻采系,长期从事油气藏工程、油气田开发和油气储量评价工作。联系电话:(010)62398212,15910321810。

**通讯作者简介:**王丽宁,女(1983—),山东济南人,高级工程师,2002年考入北京大学地质系,2006年获学士学位,2009年获硕士学位,2014年获北大博士学位,2013年赴美哈佛大学访问学者一年,主要从事石油地质和构造地质研究工作。E-mail:wangling@petrochina.com.cn。

页岩气是一种非常规的天然气资源,而且也是一种吸附于页岩微颗粒表面的吸附气,需要通过打水平井进行多段水力压裂,降压解吸后投产。由于页岩层是一种超致密的纳达西( $1 \text{ nD}=10^{-6} \text{ mD}$ )渗透率级别的岩层,在页岩层内不会发生解吸气的流动,因此,每口水平井就是一个独立封闭的开采单元。应当指出,页岩气田的可采储量评价,是以水平井为单元,由产量递减法先进行井控可采储量的评价,再将其相加可得页岩气田的可采储量,因此,该可采储量将随井数的加密而增加。目前国外用于评价页岩气田井控可采储量的模型有:Arps(1945)的模型、Ilk等人(2008)的模型、Valko等人(2009)的模型、Duong(2010)的模型和Ali等人(2014)的模型。然而,这五个评价模型,均存在有明显的不确定性和不可靠性。本文应用陈元千近年提出的泛指数产量递减(GEPD)模型,对美国的Barnett(巴尼特)、Woodfort(沃得福特)和Haynesville(哈依尼斯维尔)三个大型页岩气田的井控可采储量进行了比较有效的评价。

## 1 泛指数产量递减(GEPD)模型及求解方法

陈元千<sup>[1-3]</sup>提出的泛指数产量递减(Generic Exponential Production Decline)模型如下:

产量与时间的关系式为:

$$q = q_i \exp(-t^m/c) \quad (1)$$

应当指出,式(1)中的 $m$ 为泛指数,它的理论范围为 $0 < m < 1$ ;当 $t=0$ 时, $q=q_i$ ,即气井的初始理论产量,或可以称为模型的产量常数。

递减率与时间的关系式为:

$$D = \frac{m}{ct^{1-m}} \quad (2)$$

井控可采储量的关系式为:

$$G_R = \frac{q_i c^{1/m}}{m} \Gamma\left(\frac{1}{m}\right) \quad (3)$$

评价区的可采储量为:

$$G_{RT} = \frac{n_p q_i c^{1/m}}{m} \Gamma\left(\frac{1}{m}\right) \quad (4)$$

为了求解GEPD的模型常数 $q_i$ 、 $c$ 和 $m$ 的数值,将式(1)改写为可进行线性迭代试差法求解的式(5):

$$\ln q = \alpha - \beta t^m \quad (5)$$

式中:

$$\alpha = \ln q_i, \text{ 或 } q_i = e^\alpha \quad (6)$$

$$\beta = 1/c, \text{ 或 } c = 1/\beta \quad (7)$$

文献[1-3]的实际应用表明,当 $m=0.5$ 和 $\Gamma(1/m)=\Gamma(2)=1$ 时,可得更为简单实用的 $m=0.5$ GEPD模型如下。

产量与时间的关系式为:

$$q = q_i \exp(-t^{0.5}/c) \quad (8)$$

递减率与时间的关系式为:

$$D = \frac{1}{2ct^{0.5}} \quad (9)$$

井控可采储量的关系式为:

$$G_R = 2q_i c^2 \quad (10)$$

评价区的可采储量为:

$$G_{RT} = 2n_p q_i c^2 \quad (11)$$

应当指出,由于 $q_i$ 的时间单位为d(天),生产时间的单位为mon(月),而累积产量没有时间单位,因此,对式(10)和式(11)需乘以一个值为30.5的时间单位换算常数( $1 \text{ mon}=30.5 \text{ d}$ ),于是式(10)和式(11)即可写为式(12):

$$G_R = 61q_i c^2 \quad (12)$$

$$G_{RT} = 61n_p q_i c^2 \quad (13)$$

为了求解 $m=0.5$ GEPD模型的 $q_i$ 和 $c$ 的数值,将式(8)取自然对数后得线性回归的关系式为:

$$\ln q = \alpha_o - \beta_o t^{0.5} \quad (14)$$

$$\text{式中: } \alpha_o = \ln q_i, \text{ 或 } q_i = e^{\alpha_o} \quad (15)$$

$$\beta_o = 1/c, \text{ 或 } c = 1/\beta_o \quad (16)$$

考虑到 $m=0.5$ GEPD模型的实用性和有效性,现对其进行无因次量的理论分析。若设无因次产量 $q_D = q/q_i$ 和无因次时间 $t_D = t/c$ ,那么,由式(8)可得无因次产量的关系式为:

$$q_D = \exp\left[-(t_D/c)^{0.5}\right] \quad (17)$$

若给出不同的 $c$ 值( $c>1$ ),由式(17)可得不同 $c$ 值的 $q_D$ 与 $t_D$ 的无因次关系的曲线(见图1)。由图1看出, $c$ 值愈大, $q_D$ 下降的愈慢。在 $t_D>30$ 后,不同 $c$ 值的 $q_D$ 的下降逐渐变慢。这表明 $c$ 值与递减率成反比关系。

## 2 现有的评价模型及存在的问题

除本文的GEPD模型外,现有评价页岩气井产量和井控可采储量的模型及其存在的问题,按发表时间顺序逐一简评如下。

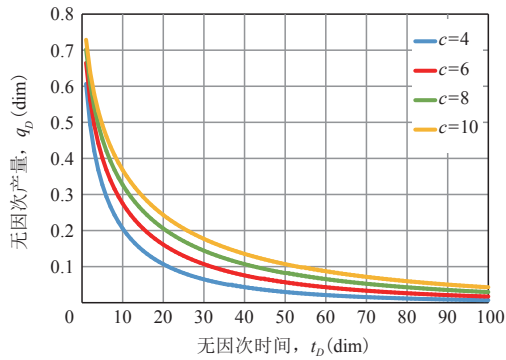


图1  $m=0.5$  GEPD模型  $q_D$ 与  $t_D$ 的关系图

Fig. 1 Relation between  $q_D$  and  $t_D$  of GEPD model with  $m=0.5$

## 2.1 Arps的递减模型

Arps<sup>[4-5]</sup>于1945年基于油井产量递减曲线研究,首先提出并于1956年得以完善的指数递减模型和双曲线递减模型。根据油井的产量递减的数据统计分析,Arps首先提出的产量递减率定义为:

$$D = -\frac{dq}{qdt} \quad (18)$$

当递减率  $D$  为常数时,由式(18)分离变量积分后得指数递减模型的产量为:

$$q = q_i \exp(-Dt) \quad (19)$$

指数递减模型的累积产量为:

$$G_p = \frac{q_i(1 - e^{-Dt})}{D} \quad (20)$$

根据统计研究,Arps提出了递减率与产量的正比指数经验关系式<sup>[5]</sup>:

$$D = kq^b \quad (21)$$

对于  $t=0$  时的初始条件:

$$D_i = kq_i^b \quad (22)$$

由式(21)除以式(22)可得下式:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b \quad (23)$$

将式(18)代入式(23),经分离变量积分后得,Arps的双曲线递减模型的产量为:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \quad (24)$$

式中  $q_i$  为  $t=0$  时的初始理论产量;  $D_i$  为  $t=0$  时的初始递减率;  $b$  为递减指数(decline exponent),其理论范围  $0 < b < 1$ 。

双曲线递减模型的累积产量为:

$$G_p = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \left[ 1 - \left( \frac{1}{1+bD_i t} \right)^{\frac{1-b}{b}} \right] \quad (25)$$

由式(23)代入式(24)可得双曲线递减模型的递减率为:

$$D = D_i(1 + bD_i t)^{-1} \quad (26)$$

据上可知,Arps的双曲线递减模型是一个经验性模型。根据文献[2]的研究表明,双曲线递减模型的递减率在初期变化较小,并不适用于初期产量递减较大的页岩气井。

应当指出。一般认为指数递减是  $b=0$  时的双曲线递减的特例。但从式(24)看出,当  $b=0$  时,并不能直接得到指数递减的式(19)。由文献[6]对式(24)的变换与推导,可以得到指数递减模型的式(19)。

## 2.2 陈氏的幂函数递减模型

陈元千<sup>[7]</sup>于2008年经推导建立的Pareto(帕雷托)分布模型为:

$$q = at^{-n} \quad (27)$$

由式(27)看出,这是一个幂函数递减模型,式中的  $a$  和  $n$  为模型常数,  $n$  为幂指数,理论范围  $0 < n < 1$ 。由于当  $t=0$  时,  $q=\infty$ (无穷)是不正确的,因此,对式(27)作出了如下的修正:

$$q = a(1+t)^{-n} \quad (28)$$

由式(28)看出,当  $t=0$  时,  $q=a=q_i$ ,即  $t=0$  时的初始理论产量。陈元千<sup>[8]</sup>于2017年基于式(28),经推导得到可用于油气资源评价的Pareto分布密度和累积分布的关系式。陈元千<sup>[9]</sup>于2019年基于修正的幂函数递减模型,经推导得到了评价页岩气井的递减率、累积产量和井控可采储量的关系式为:

$$D = \frac{n}{1+t} \quad (29)$$

$$G_p = \frac{a}{1-n} \left[ (1+t)^{1-n} - 1 \right] \quad (30)$$

$$G_R = \frac{a}{1-n} \left[ \left( \frac{a}{q_{EL}} \right)^{\frac{1-n}{n}} - 1 \right] \quad (31)$$

式中:  $q_{EL}$  为页岩气井的经济极限月产量。

## 2.3 Ilk等人的PLED递减模型

Ilk<sup>[10]</sup>等人于2008年发现致密气井压裂后的产量递减,不符合Arps的双曲线递减模型,未经推导提出的递减率与时间的关系式为:

$$D = D_\infty + D_i t^{-(1-n)} \quad (32)$$

式中的 $D_{\infty}$ 作者注明为 $t=\infty$ (无穷)时的递减率; $D_i$ 为Arps的初始递减率; $n$ 为时间指数,即幂指数。将式(32)代入式(19)得Ilk等人的PLED(Power Law Exponential Decline)模型,即幂律指数递减模型为:

$$q = q_i \exp[-(D_{\infty}t + D_i t^n)] \quad (33)$$

由于作者没有提供求解模型常数 $q_i$ 、 $D_{\infty}$ 和 $n$ 数值的线性迭代试差法,因此,事实上ILK等人的递减模型是不能求解和应用的。

## 2.4 Valko等人的SPED递减模型

Valko<sup>[11]</sup>和Valko与Lee<sup>[12]</sup>分别于2009和2010年未经推导直接提出的SEPD(Stretched Exponential Production Decline)模型,即延伸的指数产量递减模型为:

$$q = q_i \exp[-(t/\tau)^n] \quad (34)$$

由式(34)看出,当 $t=0$ , $q=q_i$ ,即页岩气井 $t=0$ 时的初始理论产量。由于作者没有提出求解模型常数 $n$ 、 $q_i$ 和 $\tau$ 的方法,将 $q_i$ 用气井投产后的最高产量 $q_{max}$ 代替,因而会引起评价结果的偏低。具体情况请参考文献[3]的内容。

## 2.5 Duong的幂函数递减模型

Duong<sup>[13]</sup>于2010年对致密气井压裂后的产量递减,未经推导直接提出的幂函数递减模型为:

$$q = q_1 t^{-n} \quad (35)$$

作者注明式中的 $q_1$ 为气井投产后第1天的产量; $n$ 为裂缝流动指数,线性流 $n=1/2$ ;双线性流 $n=1/4$ 。由式(35)分离变量积分后,可得累积产量为:

$$G_p = \frac{q_1 t^{1-n}}{1-n} \quad (36)$$

由式(35)除以式(36)可得:

$$\frac{q}{G_p} = \frac{1-n}{t} \quad (37)$$

由式(37)可知,在文献[13]中,Duong未经推导提出的式(38)是不正确的:

$$\frac{q}{G_p} = at^{-m} \quad (38)$$

式中的 $a$ 和 $m$ 作者分别注明为式(38)的截距和斜率。这一注释是不正确的,而应当是式(38)双对数直线关系的截距和斜率。

令人不解的是,Ali<sup>[14]</sup>等人于2014年对于压裂的致密气井和页岩气井,未经推导和参考文献的引用,直接提出了与Duong<sup>[14]</sup>完全相同的递减模型。

## 3 应用 $m=0.5$ GEPD模型对美国页岩气田井控可采储量的评价

在图2上绘出了近20年美国天然气年产量变化曲线。由图2看出,在2007年后美国天然气的年产量快速增长。这主要是由于在2003年Barnett(巴尼特)页岩气田,以及在2006年Woodfort(沃得福特)和Haynesville(哈依尼斯维尔)页岩气田相继投入规模性商业开发,三个页岩气田的区带分布位置见图3。

在表1中列出了Paul<sup>[15]</sup>提供的Woodfort页岩气田的基础数据变化范围值,这些数值对我们会有一些的参考价值。

按法定的井占面积(Well Spacing)的推算,水平井段长度约为1 000~1 500 m。当页岩层厚度比较均匀、水平井段的长度相同和气井生产的调节嘴相

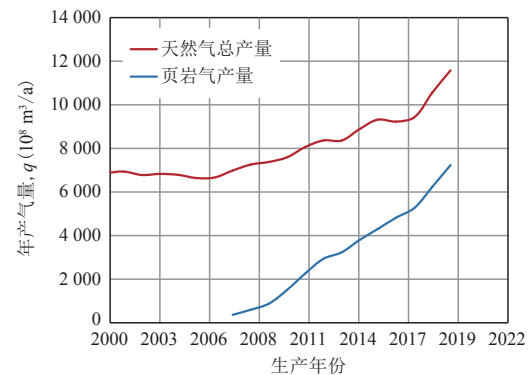


图2 美国2000年以后天然气的年产量曲线

Fig. 2 Annual production curve for natural gas in the United States after 2000



图3 美国三个页岩气田的区带分布位置图

Fig. 3 Location of three shale gas fields in the United States

同时,会产生气井产量的递减曲线基本相同的现象。

Baihly<sup>[16-17]</sup>等人对美国页岩气田井的月产量,按月平均的日产量递减曲线,提出了DOFP(Data of First Production)归一化曲线的位移法。该方法是将不同年份投产气井的月平均日产量,统一向纵轴方向位移到页岩气田投产年份的12月或0的时间,发现这些不同年份投产气井的产量递减曲线非常接近。这样就可以得到一条具有代表性的归一化的产量递减曲线(见图4—图6)。根据归一化的产量递减曲线,利用评价模型可对井控可采储量进行评价。

根据Baihly<sup>[17-18]</sup>提出的的产量递减曲线归一化位移法,得到的美国三个大型页岩气田归一化单井月平均日产量( $q_B$ 、 $q_w$ 、 $q_H$ )的数据列于表2。

将表2中三个页岩气田的归一化产量数据绘于图7,并按式(14)的关系绘于图8。由图8看出,对于 $m=0.5$  GEPD模型的 $\ln q$ 与 $t^{0.5}$ 具有很好的线性关系。

根据表2上的归一化产量数据,由式(5)进行线性回归求得三个页岩气田归一化产量的 $\alpha$ 值、 $\beta$ 值

表1 Woodfort页岩气田的基础数据  
Table 1 Basic data for Woodfort Shale Gas Field

参数名	矿场应用数值	换算国际单位
埋深	4 700 ~ 12 000 ft	1 432 ~ 3 658 m
厚度	50 ~ 250 ft	15.24 ~ 76.22 m
孔隙度	4% ~ 8%	
渗透率	1 ~ 500 nD	$10^{-6}$ mD ~ 0.000 5 mD
压力	2 750 ~ 6 500 psia	18.9 ~ 44.81 MPa
净毛比(NGR)	100%	
TOC	4% ~ 14%(质量分数)	
$R_o$ (成熟度)	0.8% ~ 3.5%	
吸附气含量	80 ~ 150 scf/t	2.27 ~ 4.25 m <sup>3</sup> /t
法定井占地面积	320 ~ 640 acres	1.295 ~ 2.59 km <sup>2</sup>
井控可采储量	2 ~ 7 Bcf/well	$5\ 663 \times 10^4 \sim 19\ 821 \times 10^4$ m <sup>3</sup>

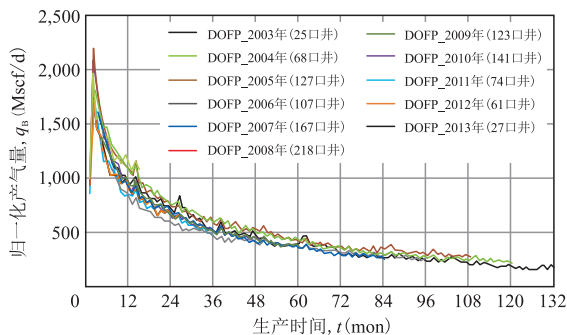


图4 Barnett页岩气田归一化产量递减曲线  
Fig. 4 Normalization yield reduction curve of Barnett Shale Gas Field

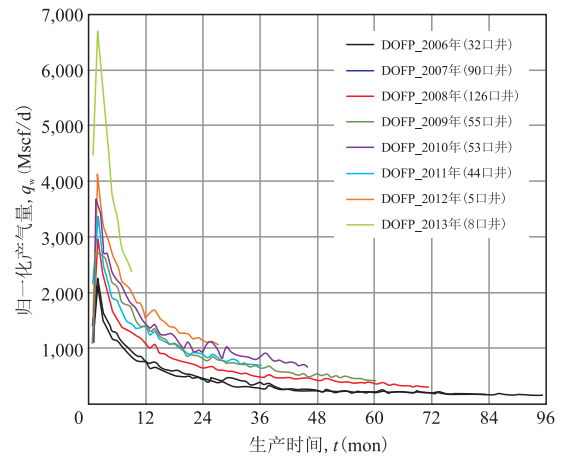


图5 Woodfort页岩气田归一化产量递减曲线  
Fig. 5 Normalization yield reduction curve of Woodfort Shale Gas Field

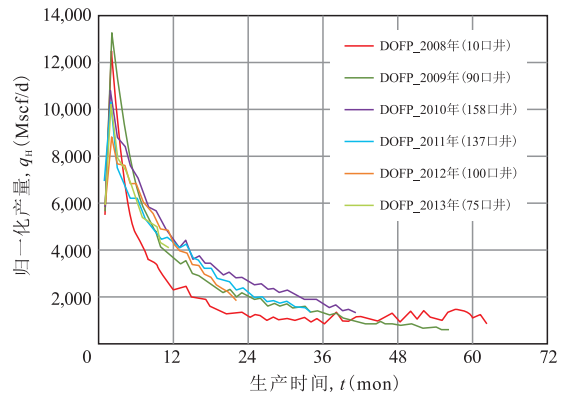


图6 Haynesville页岩气田归一化产量递减曲线  
Fig. 6 Normalization yield reduction curve of Haynesville Shale Gas Field

表2 美国三个页岩气田的归一化产量数据  
Table 2 Normalization yield data for three U.S. shale gas fields

生产时间, $t$ (mon)	归一化 $q_B$		归一化 $q_w$		归一化 $q_H$	
	Mscf/d	$10^3$ m <sup>3</sup> /d	Mscf/d	$10^3$ m <sup>3</sup> /d	Mscf/d	$10^3$ m <sup>3</sup> /d
12	925	2.62	1250	3.54	3200	9.06
24	687.5	1.95	700	1.98	1900	5.38
36	550	1.56	540	1.53	1350	3.82
48	475	1.34	390	1.10	950	2.69
60	412.5	1.17	350	0.99		
72	350	0.99	250	0.71		
84	337.5	0.95	230	0.65		
96	281.3	0.80				
108	260	0.74				
120	212.5	0.60				
132	200	0.57				

注: Mscf/d为千标准立方英尺每天;  $1\text{ m}^3=35.315\text{ cf}$ (cubik feet)。

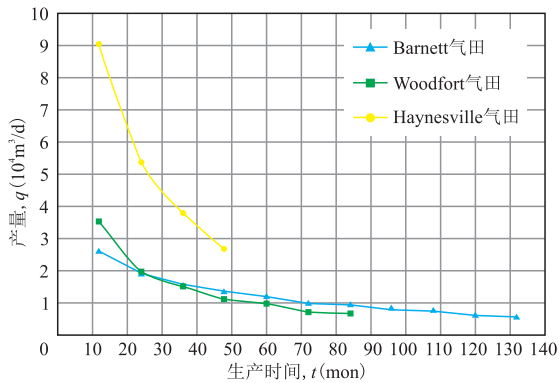
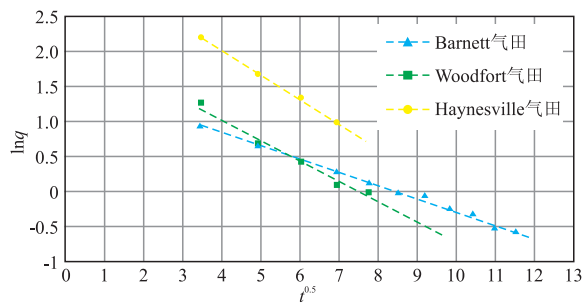


图7 三个页岩气田的归一化产量曲线

Fig. 7 Normalization yield reduction curve of three shale gas fields

图8 三个页岩气田归一化的lnq与 $t^{0.5}$ 的关系图Fig. 8 Relation between  $\ln q$  normalized by three shale gas fields and  $t^{0.5}$ 

和 $R^2$ 值,以及由式(6)和式(7)求得的 $q_i$ 值和 $c$ 值列于表3。由式(8)求得的产量累加的30年的累积产量 $ECR_{30a}$ 的数值,以及由式(10)求得的三个页岩气田的井控可采储量 $G_R$ 也列于表3。由表3看出,三个页岩气田井控可采储量介于 $(6\ 577 \sim 1\ 6211) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,这与表1中所列Woodfort页岩气田井控可采储量基本一致。

再将表3中的 $c$ 值代入式(9),可以得到如下三个页岩气田归一化产量递减率的关系式。

$$\text{Barnett 为: } D = \frac{1}{10.70t^{0.5}} \quad (39)$$

$$\text{Woodfort 为: } D = \frac{1}{6.91t^{0.5}} \quad (40)$$

$$\text{Haynesville 为: } D = \frac{1}{5.77t^{0.5}} \quad (41)$$

利用式(39)至式(41)预测三个页岩气田气井产量的递减率绘于图9。由图9看出,三个页岩气田气井的递减率开始下降的较快,在生产20个月后递减率较慢的下降。这与页岩气井产量递减的变化特点完全一致。

表3 美国三个页岩气田 $m=0.5$  GEPD模型评价井控可采储量Table 3 Well-controlled recoverable reserves evaluated by GEPD model with  $m=0.5$  for three U.S. shale gas fields

气田代号	评价区井数	$\alpha$	$\beta$	$R^2$	$q_i$	$c$	$ECR_{30a}$ ( $10^4 \text{ m}^3$ )	$G_R$ ( $10^4 \text{ m}^3$ )
B	1 138	1.595 5	0.186 9	0.994 8	4.930 8	5.350 6	7 565	8 610
W	413	2.177 8	0.289 4	0.983 4	9.029 5	3.455 4	6 554	6 577
H	570	3.400 2	0.346 8	0.998 9	29.970 0	2.883 5	15 560	16 211

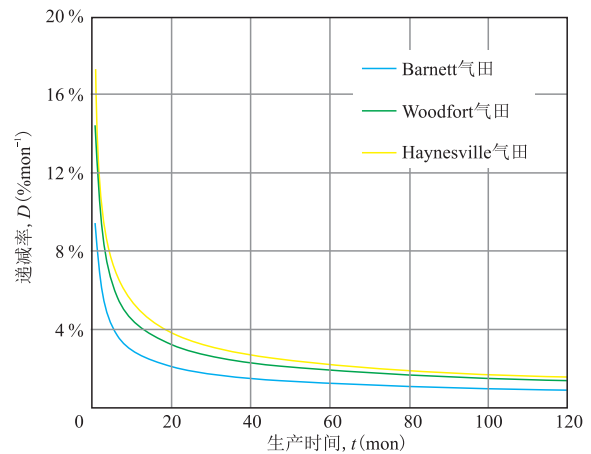


图9 三个页岩气田气井的D与t关系

Fig. 9 Relation between  $D$  and  $t$  in three shale gas wells

## 4 结论

页岩气田是一种非常规的气田。页岩气是一种饱和状态的吸附气。页岩是纳达西(naga Darcy)级别的渗透性岩层( $1 \text{ nD}=10^{-6} \text{ mD}$ )。页岩气田的开发,需要通过打水平井进行多段水力压裂,降压解吸后投产。由于,水平井是一个人工裂缝控制的独立开发单元,因此,需要先评价井控可采储量,而后再评价气田的可采储量。

现有评价页岩气田井控可采储量的五种模型,除陈氏的幂函数递减模型外,均因缺乏理论上的推导和求解模型的方法,存在着明显的不确定性和不可靠性。陈元千基于理论上的推导和简化,得到的 $m=0.5$  GEPD模型及其模型的求解方法,经对美国三个页岩气田的实际应用评价表明,具有较好的实用性和可靠性,所评价的井控可采储量与表1中所列Woodfort页岩气田的井控可采储量基本一致。同时,利用 $m=0.5$  GEPD模型的递减率关系式,所评价的递减率变化规律与页岩气井产量的变化特征基本一致。

### 符号注释

$q$ —页岩气井的日产量,  $10^4\text{m}^3$ ;  
 $q_B, q_W, q_H$ —三个页岩气田归一化的月平均日产量,  $10^4\text{m}^3$ ;  
 $q_i$ — $t=0$ 时的初始理论产量,  $10^4\text{m}^3/\text{d}$ ;  
 $t$ —生产时间,  $\text{mon}$ ;  
 $\tau$ —Valko的表征时间常数,  $\text{mon}$ ;  
 $m$ —GEPD模型的泛指数,  $\text{dim}$ ;  
 $n$ —幂指数,  $\text{dim}$ ;  
 $n_p$ —评价区的井数;  
 $b$ —Arps的递减指数,  $\text{dim}$ ;  
 $c$ —GEPD模型的时间常数,  $\text{mon}$ ;  
 $D$ —递减率,  $\text{mon}^{-1}$ , 或  $\% \text{mon}^{-1}$ ;  
 $D_i$ — $t=0$ 时的初始递减率,  $\text{mon}^{-1}$ , 或  $\% \text{mon}^{-1}$ ;  
 $D_\infty$ — $t=\infty$ 时的递减率,  $\text{mon}^{-1}$ , 或  $\% \text{mon}^{-1}$ ;  
 $R^2$ —相关系数,  $\text{dim}$ ;  
 $G_p$ —累积产量,  $10^4\text{m}^3$ ;  
 $G_R$ —井控可采储量,  $10^4\text{m}^3$ ;  
 $ECR_{30a}$ —评价30年的累积产量,  $10^4\text{m}^3$ ;  
 $\Gamma(1/m)$ —伽马函数(Gamma function);  
 $\exp(-x)=e^{-x}$ —指数函数符号;  
 $\alpha$ 和 $\beta$ —GEPD模型  $\ln q$ 和 $t$ 的直线的截距和斜率;  
 $\alpha_0$ 和 $\beta_0$ — $m=0.5$  GEPD模型  $\ln q$ 和 $t^{0.5}$ 直线截距和斜率。

### 参考文献

[1] 陈元千,徐佳倩,傅礼兵:预测页岩气井产量和可采储量泛指数递减模型的建立与应用,油气地质与采收率,2021,28(1)132-136。  
Chen Yuanqian, Xu Jiaqian, Fu Libing: Establishment and application of pan exponential decline model for forecasting production rate and recoverable reserves of shale gas wells, Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(1)132-136.

[2] 陈元千,傅礼兵,徐佳倩:两类产量递减模型在预测页岩气井和致密气井中的应用与对比,油气地质与采收率,2021,28(3)84-89。  
Chen Yuanqian, Fu Libing, Xu Jiaqian: Application and comparison of two production decline models in shale gas wells and tight gas wells, Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(3)84-89.

[3] 陈元千,徐佳倩,陈松:对SEPD模型和YM-SEPD方法的评论及PEPD模型的建立与应用,断块油气田,2020,27(6)766-769。  
Chen Yuanqian, Xu Jiaqian, Chen Song: Review for SEPD model and YM-SEPD method, as well as establishment and application of PEPD model, Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(6)766-769.

[4] Arps, J. J.: Analytics of decline curves, Transction AIME(1945) 160, 95-102.

[5] Arps, J. J.: Estimation of primary oil reserves, Transction AIME

(1956)267, 182-186.

[6] 陈元千:现代油藏工程(第2版),石油工业出版社,2020,157-158。  
Chen Yuanqian: Modern petroleum reservoir engineering (2nd edition), Petroleum Industry Press, 2020, 157-158.

[7] 陈元千:预测油气资源的帕累托(Pareto)模型的建立、修正与应用——兼评我国现行的油田储量规模排序法,中国石油勘探,2008,13(4)43-49。  
Chen Yuanqian: Establishment, modification, and application of Pareto model for forecasting oil and gas resources——Review of existing rank order method of accumulation size in oilfields, China Petroleum Exploration, 2008, 13(4)43-49.

[8] 陈元千:修正的Pareto分布模型在油气资源评价中应用的新方法——兼评3种Pareto分布模型的不正确性,新疆石油地质,2017,38(2)215-222。  
Chen Yuanqian: New methods of modified pareto distribution model applied in petroleum resources evaluation——Concurrent review of 3 incorrect pareto distribution models, Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(2)215-222.

[9] 陈元千,傅礼兵:幂函数递减模型的建立、对比与应用,油气地质与采收率,2019,26(6)87-91。  
Chen Yuanqian, Fu Libing: Establishment, comparison and application of power function decline model, Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6)87-91.

[10] Ilk, D., Rushing, J. A., Perego, A. D. and Blasingame, TA: Exponential vs. hyperbolic decline in tight gas sands—understanding the original and implications for reserve estimates using Arps decline curves, SPE 116731, 2008.

[11] Valko, P. P.: Assigning value to simulation in the Barnett Shale: a simultaneous analysis of 7000 plus production histories and well completion records, SPE 119369, 2009.

[12] Valko, P. P. and Lee, J. W.: A better way to forecast production from unconventional gas wells, SPE 134231, 2010.

[13] Duong, A. N.: An unconventional rate decline approach for tight and fracture dominated gas wells, SPE 137748, 2010.

[14] Ali, T., Sheng, J. and Soliman, M.: New production decline models for fractured tight and shale reservoirs, SPE 169537-MS, 2014.

[15] Paul carragher, Samuel French, Ted Diehr: Technology advances in the understanding of reservoir performance in the Woodfort shale gas field, Arkoma Basin, USA, SPE 167093, 2013.

[16] Baihly, J., Altman, R., Malpani, R. and Fang Luo: Shale gas production decline trend comparison over time Basins, SPE 135555-MS, 2010.

[17] Baihly, J. D., Malpani, R., Altman, R., Lindsay, G., Clayton, R.: Shale gas production decline trend comparison over time and Basins-Revisited, SPE 178674-MS, 2015.

[18] Bashir, M. O.: Decline curve analytics on the Woodfort shale and other major shale plays, SPE 180478-MS, 2016.

[19] 郭彤楼:深层页岩气勘探开发进展与攻关方向,油气藏评价与开发,2021,11(1)1-6。  
Guo, T. L.: Progress and research direction of deep shale gas exploration and development, Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1)1-6.

(编辑 顾丽媛)