

美国 Haynesville 页岩气井产量递减规律

郭克强¹, 张宝生^{1*}, Mikael HÖÖK², Kjell ALEKLETT²

1 中国石油大学(北京)工商管理学院, 北京 102249

2 乌普萨拉大学地球科学学院, 乌普萨拉 SE 75236, 瑞典

* 通信作者, bshshysh@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-07-13

国家社会科学基金重大项目“非常规油气开发利用对国家能源安全及社会经济的影响”(13&ZD159)资助

摘要 Haynesville 区块是美国含气量最丰富的页岩区块之一, 地位重要, 且数据相对完善, 对其进行产量递减规律研究, 既有现实意义, 又有理论价值。同时运用传统 Arps 双曲递减模型和现代扩展指数递减模型对该区块 2008-2014 年 812 口页岩气单井产量进行拟合, 分析递减模型的参数、峰值产量、不同时期递减率和最终可采储量, 进而总结页岩气井的产量递减规律。结果表明: (1) 该地区大部分页岩气井显示出典型的“钟型曲线”产量变化模式, 即产量在短时期内从低到高达达到峰值, 然后迅速下降, 并长期保持低产; (2) 在递减阶段, 两个模型对页岩气井组均值和单井产量数据序列都有很好的拟合效果, 尽管传统的双曲递减模型的参数 β 有 26% 的取值大于 1, 但合理选取页岩气井的产气生命周期长度(比如 20 年)可有效降低最终可采储量预测误差, 因此仍可用于页岩气产量分析; (3) 约有 70% 的页岩气井峰值产量达到 9.3 万~27.9 万 m^3/d , 且从整体趋势看, “新井”往往比“老井”具有更高的峰值产量, 递减期第 1 年时的产量递减率为 72%, 第 2 年时为 86%。

关键词 美国 Haynesville 区块; 页岩气; 产量递减规律; 双曲递减; 扩展指数递减

0 引言

页岩气是一种相对清洁高效的非常规天然气资源, 可以作为常规天然气的重要补充, 有助于改善能源消费结构和减少污染物排放。供气能力和产能持久性是开发方案制定、调整和增产措施等决策的前提, 是决定页岩气开发成功与否的关键因素, 也是产量递减规律研究的主要目标和内容。然而, 由于页岩具有特低孔渗和储源同岩的特征, 完善的非常规渗流理论尚未建立起来, 页岩气产能变化规律仍然不够明确^[1]。同时, 页岩气的开发具有经济成本高、受环境影响大、政策依赖性强等特点, 加上国际油价波动带来的影响, 其未来发展仍存在很大的不确定性^[2], 需要进行深入系统的分析研究, 既不能乐观地盲目跟

风, 也不能悲观地错失良机。目前全球范围内, 美国在页岩气开发利用方面最为成功, “美国经验”成为众多学者和决策者研究和借鉴的对象。通过总结和参考美国页岩气产量递减规律, 包括中国在内的其他国家可以合理制定本国的开发计划, 尽可能地减少不必要的损失。

Haynesville 页岩盆地位于德克萨斯州东部和路易斯安那州西部, 面积为 23 400 km^2 , 页岩气技术可采储量为 2.11 万亿 m^3 , 是美国含气量最丰富的页岩区块之一^[3], 2007 年之后进入快速发展阶段, 目前是美国页岩气的主要产地之一。地质研究表明, Haynesville 页岩形成于晚侏罗世, 存在 2 个沉积中心, 页岩厚度均比较大^[4]。其产层孔隙度为 8%~14%, 束缚水饱和度度和总有机碳含量相对较低, 绝大多数游离气储存

引用格式: 郭克强, 张宝生, Mikael HÖÖK, Kjell ALEKLETT. 美国 Haynesville 页岩气井产量递减规律. 石油科学通报, 2016, 02: 293-305
GUO Keqiang, ZHANG Baosheng, Mikael HÖÖK, Kjell ALEKLETT. Production decline laws for shale gas wells in Haynesville, US.
Petroleum Science Bulletin, 2016, 02: 293-305. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.025

在非有机质骨架；页岩在盆地的北及北西方向为高黏土-硅质页岩，碳酸盐矿物和总有机碳含量沿南西方向逐渐升高，页岩总体矿物组成中方解石和石英等脆性矿物含量为14%~35%^[1]。作为最成功的页岩开发区之一，该地区地位重要，具有一定的代表性，且开发历时较长，产量数据相对完善。

因此，本文选取美国Haynesville页岩区块为研究对象，利用2008-2014年页岩气井实际生产数据进行统计分析，总结该地区页岩气井产量的递减规律，具体包括分析递减曲线模型参数、产量峰值、不同时间段的递减率和最终可采储量等。研究成果将有助于进一步阐明页岩气开发的“美国经验”，丰富油气产量规律研究，明确模型参数特点，具有一定的现实意义和参考价值。

1 油气产量特征综述

作为不可再生资源，石油天然气的产量不可能无限增长，而是符合“钟型曲线”规律，即产量增长到一定程度后开始下降^[5]。图1简单示意出了一口油气井产量自然变化的一般模式。图中， q_0 为产量递减阶段的初始产量，也是油气井生产生命周期内的峰值产量，单位为万 m^3/m ； q_{cor} 为截止产量(Cutoff Rate)，单位为万 m^3/m ，是经济可采或技术可采的最低产量，在

此之后油气井将被废弃； t_0 和 t_{cor} 分别为递减阶段初始时间点和油气井废弃时间点；该图也显示了初始累积产量 Q_0 、累积产量 $Q(t)$ 和最终可采储量 Q_{URR} 间的关系。

目前，确定油气产量递减曲线主要有3种方法：第一种是基于基质和裂缝耦合的气体渗流机理的简化解析方法；第二种是考虑储层和流体复杂因素及渗流、解析等机理的数值模拟方法；第三种是利用已有生产数据进行回归得到典型曲线，即曲线拟合递推法^[6]。这3种方法各有特点并且适合于不同的开发阶段，其中，第三种方法仅需要部分油气井的历史产量数据，所需成本最小，对于初期快速评价最为适用。1945年，Arps最早提出递减曲线分析方法，通过拟合大量时间-产量数据序列，来描述产量变化趋势，进而根据趋势进行外推，以预测未来产量变化^[7]。在该理论方法中，产量递减率可以用来反映油气井产量递减的快慢程度，记作 λ ，单位为%，其表达式为：

$$\frac{1}{\lambda} = -\frac{q}{dq/dt} \quad (1)$$

式中， t 为生产时间，单位为mon； q 为油气井生产率，也记作 $q(t)$ ，对于天然气，其单位为万 m^3/m 。递减率 λ 并非常数，其与产量间满足如下关系：

$$\lambda = Cq^\beta \quad (2)$$

式中，参数 C 为递减常数，无量纲；参数 β 为递减指

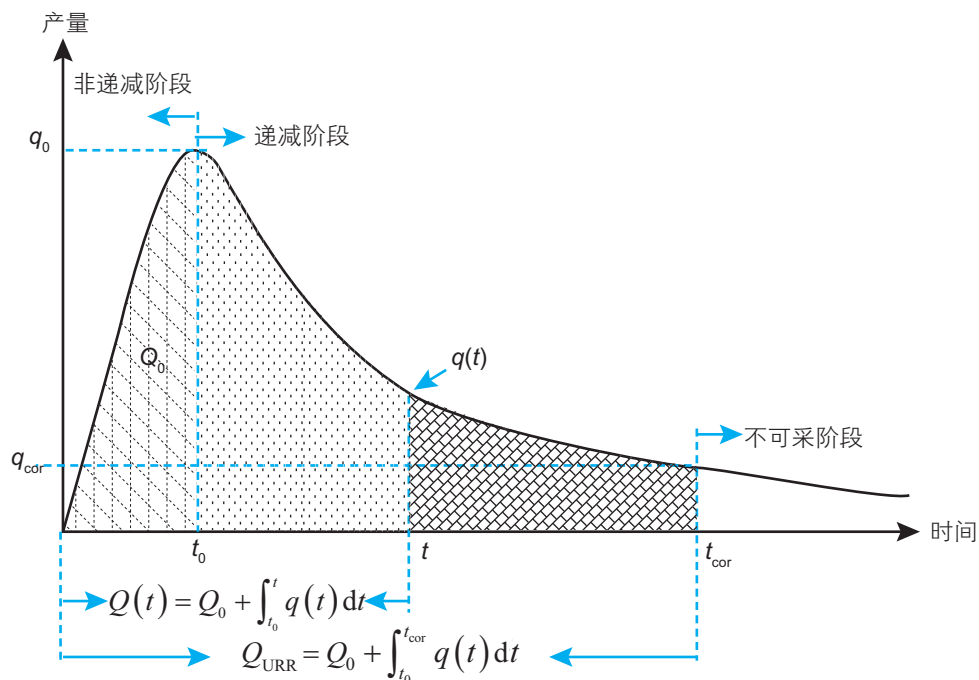


图1 油气井产量变化的一般模式

Fig. 1 The conceptual production curve of an oil and gas well

数,无量纲。Arps 根据 β 取值的不同,将递减曲线分为三种类型:当 $\beta=0$ 时,为指数递减(Exponential);当 $0<\beta<1$ 时,为双曲递减(Hyperbolic);当 $\beta=1$ 时,为调和递减(Harmonic)。一般来讲,指数递减和调和递减可以视作双曲递减的特殊情况。

该方法方便有效,在常规油气开发过程中获得了广泛使用。然而,由于页岩气的成因类型和储运特征等不同于常规天然气^[8],采用传统的 Arps 产量递减曲线分析页岩气产量及可采储量时,有时会出现较大误差^[9],比如,常出现 β 值大于 1 的情况,导致累积产量无限大,显然不符合实际^[10]。如何尽可能地避免或者减小这种误差,成为非常规油气产量递减分析领域的重点研究方向之一。为解决该问题,很多现代产量递减模型被提出,具有代表性的模型方法包括扩展指数递减曲线(SE)模型^[11-12]、幂律指数递减曲线(PLE)模型^[10]和 Duong 模型^[13]等。

此外,由于页岩气开发的时间相对较短,其产量数据规模还相当有限,曲线的参数及其统计特征等仍需进一步确定^[13]。白玉湖等以 19 口页岩气井的生产数据为基础进行了递减典型曲线分析^[14];何培等用 4 口页岩气井产量对页岩气的递减规律进行了分析^[15];张荻荻等运用 5 口页岩气井的历史产量分析了递减曲线的参数及其变化影响因素^[16]。这些研究对页岩气的产量递减规律做出了探索,但所用数据均比较少,研究结论不够精确,适用性也不强。美国地质调查局(USGS)^[17]和美国能源信息署(U.S. EIA)^[6]对其国内各个页岩区块进行了产量分析及预测,但其研究报告未对研究方法进行详细说明,在理论方法解释方面存在不足,同时,报告中用于拟合的部分页岩气井产量数据长度过短或者部分数据不适合拟合,导致研究结论的不确定性增加。

因此,本文首先对大量实际页岩气产量数据进行处理,然后运用不同递减模型进行研究验证,分析模型参数,对该领域的理论发展也具有一定意义。

2 研究方法

2.1 产量递减模型的选择

经对比研究,本文同时选用传统的双曲递减曲线模型和现代扩展指数递减曲线模型进行应用分析,其基本表达式如表 1 所示。

表中, $Q(t)$ 为累积产量,单位为亿 m^3 ; Q_0 为产量递减阶段开始时的初始累积产量,单位为万 m^3 ; Q_{URR} (Ultimate Recoverable Resource)为最终可采储量,单位为亿 m^3 。扩展指数递减曲线模型的表达式中, q_i , D_i 和 n 为待定参数,无量纲;为使表达式更加简明,将 $(n/D_i)^{1/n}$ 的值记作 τ 。

2.2 拟合优度检验

本文运用 Matlab 软件编程来求解模型参数。在求解过程中,产量数据序列拟合度较差的页岩气井被剔除。本文采用决定系数 R^2 (即相关系数的平方, Coefficient of Determination)和无量纲化的均值平方根 E_{N-RMSE} (Normalized Root Mean Square Error)来判定模型对产量数据序列的拟合程度,二者无量纲,并以同时满足 $R^2 \geq 0.8$ 和 $E_{N-RMSE} \leq 0.2$ 作为边界来剔除拟合度较差的页岩气井^[18]。

此外,数据序列的长度应当足够长,才可以用于曲线拟合,否则会出现过度拟合(Over-fitting)的情况。根据油气产业统计特点和所得历史数据的特征,本文设定 2 年期限(即 24 个月)为拟合产量数据序列时的最短长度。

2.3 数据处理

本文所用数据来自 Drillinginfo 数据库^[19],包括美国德克萨斯州 Haynesville 页岩区块 2008-2014 年页岩气井的每月产量数据。所选样本仅包含单独公布产

表 1 双曲递减曲线模型和扩展指数递减曲线模型的基本表达式

Table 1 Key properties of the hyperbolic model and the SE model

	$q(t)$	$Q(t)$	Q_{URR}
双曲递减	$q_0 [1 + \lambda_0 \beta (t - t_0)]^{-1/\beta}$	$Q_0 + \frac{q_0}{\lambda_0 (1 - \beta)} \left\{ 1 - [1 + \lambda_0 \beta (t - t_0)]^{-1/\beta} \right\}$	$Q_0 + [q_0 / \lambda (1 - \beta)]$
SE 递减	$q_i \exp(-D_i t^n)$	$Q_0 + \frac{q_i \tau}{n} \left\{ \Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] \right\}$	$Q_0 + \frac{q_i \tau}{n} \Gamma \left[\frac{1}{n} \right]$

量数据的水平井, 因为当多口井作为一组井一起公布产量数据时, 其典型的生产特征无法显现出来。图2展示了所选数据样本中每年新钻的页岩气井数, 共计812口井。

一般情况下, 油气井在生产期内会在某些月份(或时间段)进行例行维护或计划停产, 从而当月产量为0。因此在数据拟合及分析之前, 应当将之删除, 以减小类似“特殊事件”的影响。此外, 仅产量递减阶段的数据可以用于曲线拟合。经测算分析发现, 各页岩气井运营1~6个月(多数为1~3个月)以后开始进入递减阶段, 平均的初始累积产量仅占所用数据库统计截止日期时累积产量的6%左右, 如果和最终可采储量

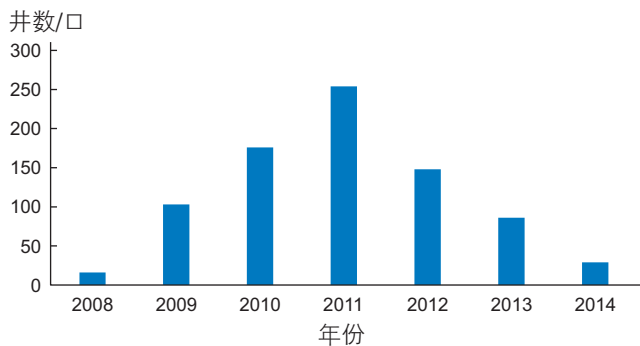


图2 所选数据中每年新增的井数

Fig. 2 The original count of wells used in the study

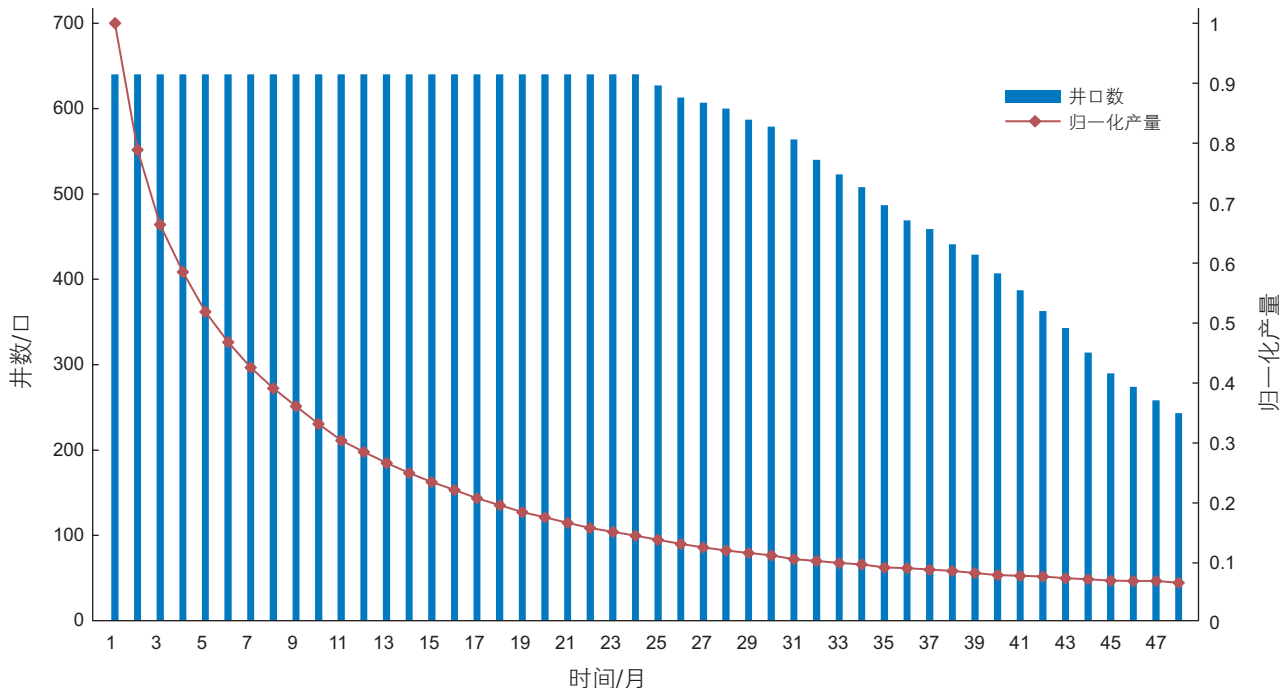


图3 井组均值递减曲线及不同月份所用页岩气井数

Fig. 3 The aggregate decline curve and well count used for each month

相比, 该比例将会更小, 因此递减曲线可以覆盖页岩气井的绝大部分产量数据。

3 研究结果

3.1 井组均值递减曲线

在所选812口页岩气井样本中, 产量超过24个月的有640口, 占79%。对640口井的每月产量数据进行归一化处理, 以实现不同页岩气井间的可对比性以及同一页岩气井的不同生产时期间的连续性。具体方法为: 将初始产量(q_0 , 见图1)设定为1, 同时产量递减阶段的初始时间 t_0 定为第1个月, 其后每月的产量除以初始产量, 即以二者比值的形式表示。然后, 对每口井的产量数据进行平均, 可以得到归一化的井组平均递减曲线, 前4年(48个月)的产量递减曲线如图3所示。受数据样本的规模限制, 不同月份所使用的井口数并不相同, 生产期越长, 井数就越少。可以看出, 归一化产量曲线在初期下降速度很快, 而随着时间的推移递减趋势慢慢变缓: 第1年时的年度递减率为71.75%, 第2个年度的递减率则下降为49.51%。此外, 第2年时的总递减率为85.74%。

本文分别利用双曲递减模型和扩展指数递减模型对井组平均产量进行了拟合。由于两条递减曲线非常

相似，在一般二维直角坐标图中难以区分，因此选用对数尺度进行展示，如图 4 所示。 R^2 和 E_{N-RMSE} 系数的结果表明两个模型拟合程度都很好：对于双曲递减曲线模型，其 R^2 值为 0.998 0， E_{N-RMSE} 值为 0.009 3；对于扩展指数递减曲线模型，其 R^2 值为 0.999 8， E_{N-RMSE} 值为 0.003 1。图 4 中的文本框也显示了两个递减曲线模型的参数取值。

3.2 单井递减曲线

产量超过 24 个月的 640 口页岩气井除了作为井组计算产量均值以外，同样被用于逐一拟合分析，即单井递减曲线，进而可以获得两个模型的各个参数的统计特征。

3.2.1 单井双曲递减曲线特征

图 5 展示了双曲递减模型参数 β 和 λ 的拟合结果，图中的文本框分别显示了两个参数取值的统计特征。对于 β ，其最大取值为 2.774 2，且 26% 的 β 值大于 1，此种情况下，产量曲线的递减期被拉长，这会导致累积产量和最终可采储量将被高估。但递减曲线仅仅是理论上的曲线，由于页岩气的开发具有其自身的经济性和土地使用期限等现实限制，产量曲线上存在一个“废弃点”，即图 1 中的 q_{cor} ，到达该点后，页岩气井将停止生产。合理选择页岩气井的产气生命周期长度或者废弃点产量可以有效降低 β 值大于 1 而产生的预测误差。

根据卡方检验，逻辑斯蒂函数(Logistic function,

概率密度函数表达式参见附录 A.1) 能够很好地描述 β 值的分布，对数正态分布函数(Lognormal function, 附录 A.2) 则能很好地描述 λ 值的分布。

3.2.2 单井扩展指数递减特征

扩展指数递减模型由指数递减的函数积分而成，受指数递减中大量体积微元的影响，具有不均一性。表 2 列出了各个单井扩展指数递减模型 3 个参数 q_i 、 D_i 和 n 拟合结果的统计特征值。后文将基于这些参数值进行进一步预测分析。

3.2.3 单井递减曲线对比

R^2 和 E_{N-RMSE} 系数的拟合结果表明两个模型对单井数据的拟合程度都很高。产量超过 24 个月的 640 口页岩气井中，有 616 口井的数据同时满足 $R^2 \geq 0.8$ 和 $E_{N-RMSE} \leq 0.2$ 的条件，比例高达 96%。根据前文的研究结果，图 6 汇总了各条不同的页岩气井产量递减曲线，包括：基于参数均值的双曲递减曲线、基于参数中位数的双曲递减曲线和基于参数中位数的扩展指数递减曲线。扩展指数递减曲线模型的 3 个参数之间具有关联性，如果使用各参数的均值，则会破坏其内在联系。同时，图 6 也展示了 2 条井组平均产量拟合的递减曲线(参见图 4)。

图 6 中，2 条井组产量均值拟合的递减曲线明显比各自模型对应的其他曲线更加平缓。基于参数中位数的扩展指数递减曲线在中后期最为陡峭；基于参数均值和中位数的双曲递减曲线在初期下降迅速，而在中后期则变得缓慢。这也正是传统递减曲线模型和现

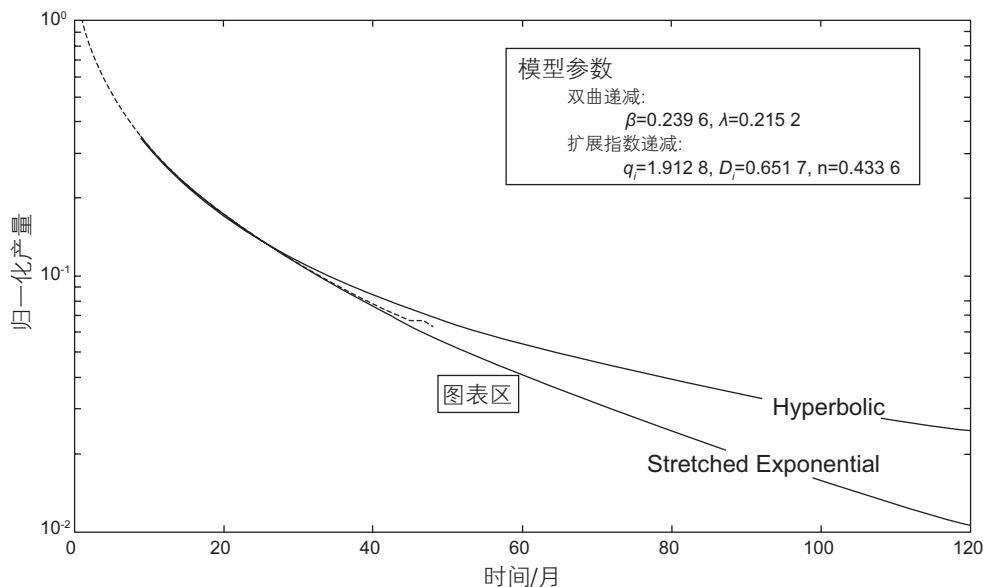


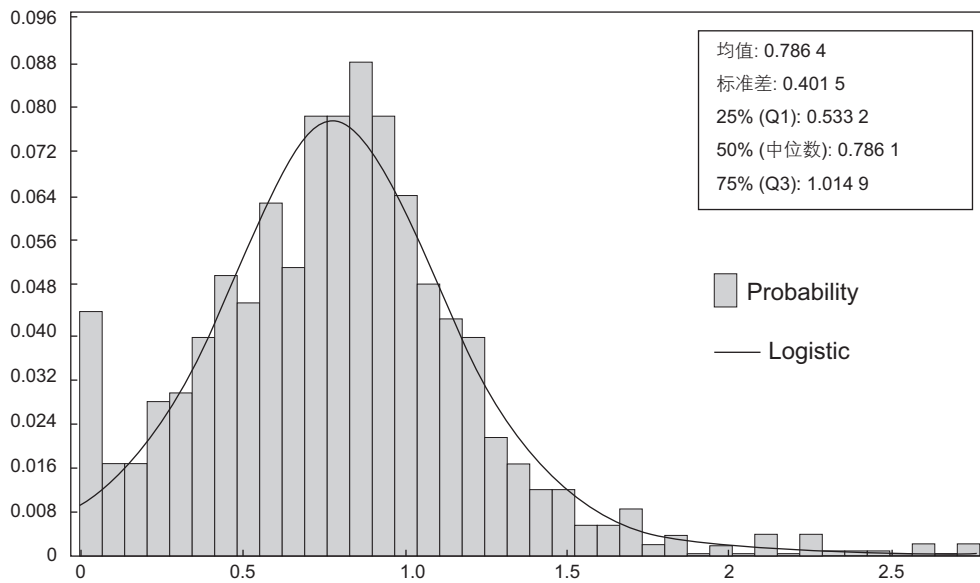
图 4 井组产量均值递减曲线拟合图

Fig. 4 Decline curves fitted to average normalized production data

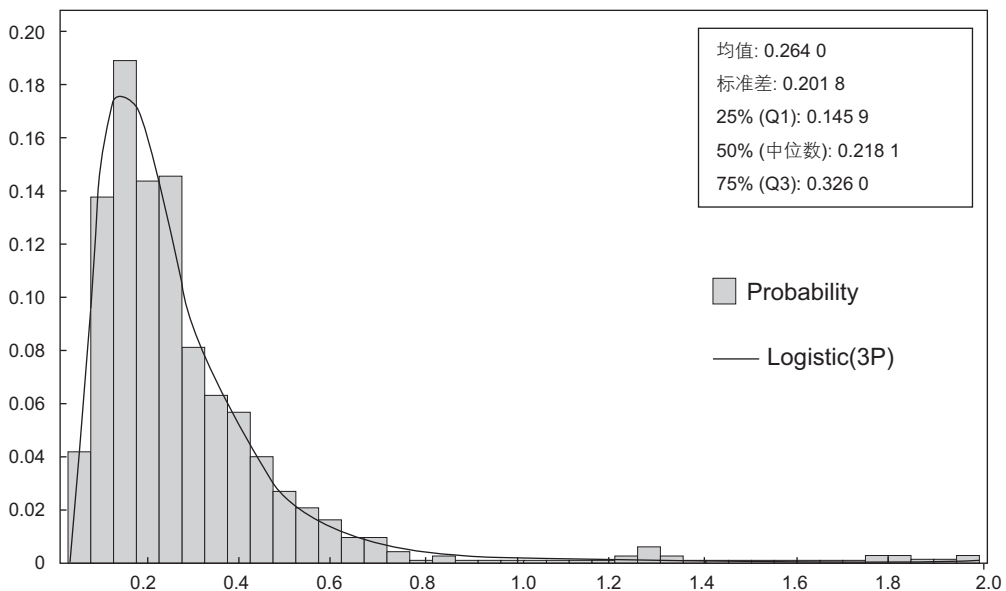
表 2 单井扩展指数递减曲线模型参数的统计特征值

Table 2 Descriptive statistics of the SE curves

	q_i	D_i	n
均值	78.230	1.154	0.501
标准差	537.413	1.538	0.300
最小值	0.905	0.001	0.058
25%(Q1)	1.384	0.321	0.315
50%(中位数)	1.876	0.625	0.447
75%(Q3)	3.778	1.312	0.616
最大值	7 962.981	9.064	3.072



(a) β 取值概率分布



(b) λ 取值概率分布

图 5 参数 β 和 λ 取值的概率分布

Fig. 5 Distributions of β and λ values

代递减曲线模型间差异的具体表现，理论解释可参见本文研究方法部分。

3.3 峰值产量和递减率

利用前文提到的产量超过 24 个月的 640 口页岩气井数据，本文还分析了产量递减阶段的初始产量(峰

值产量)和不同时期的递减率。

3.3.1 峰值产量

每口井的初始产量的分布如图 7(a)所示。约 72% 的页岩气井(459 口井)的初始产量，即月产量峰值，处于 300 万~900 万 m³/m 之间；本文按照 1 个月等于 (365/12)天进行时间单位转换，因此，日产量峰值约

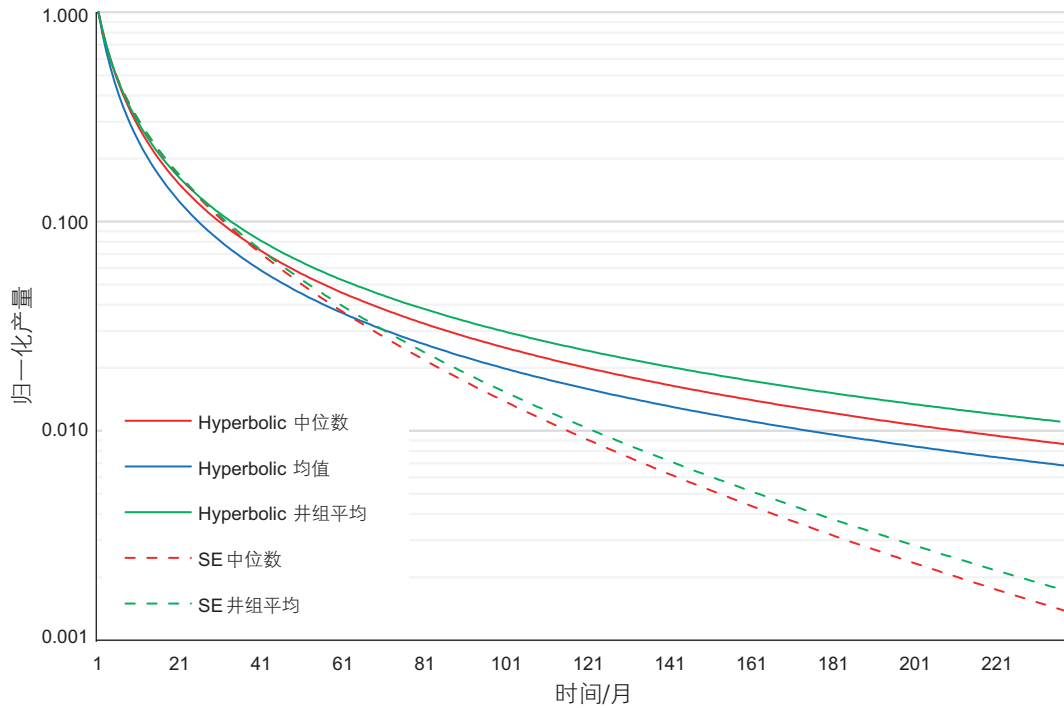


图 6 不同页岩气井产量递减曲线汇总示意图
Fig. 6 Summary of different derived typical decline curves

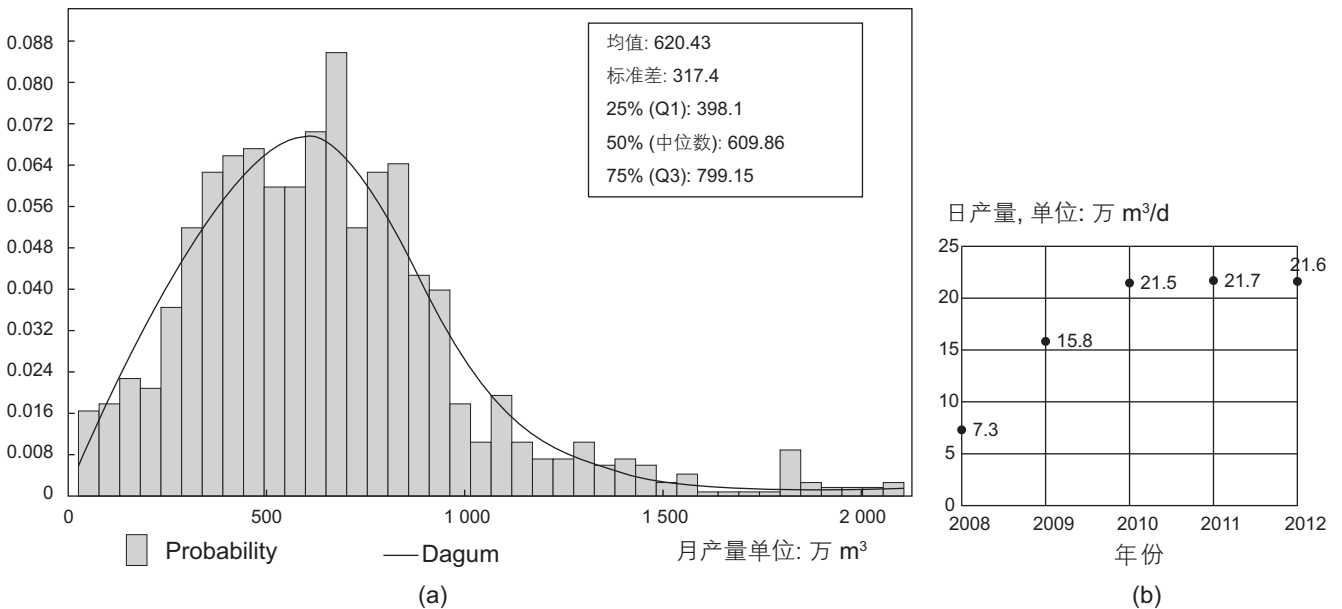


图 7 页岩气月峰值产量分布 (a) 和各年份新钻井日峰值产量变化趋势 (b)
Fig. 7 Distributions for the monthly peak production (a) and Annual peak production (b)

为 9.3 万~27.9 万 m^3/d 。根据卡方检验, Dagum 分布能很好地描述页岩气井月产量峰值的取值范围, 其概率密度函数表达式参见附录 A.3。

图 7(b)展示了 2008–2012 年各年份新钻页岩气井产量递减阶段初始产量(日产量峰值)的变化趋势。可以看出, 尽管部分年份有所波动, 但从整体趋势上看, 随着时间的推移, 页岩气井的峰值产量在增长, 也就是说“新井”往往比“老井”具有更高的峰值产量, 这可能和水平井及水力压裂等开采技术的进一步发展有

关。

3.3.2 不同时期的递减率

图 8(a)展示了各页岩气井第 1 年时的年度产量递减率(即初始产量之后第 12 个月时的递减程度)分布情况, 图 8(b)则展示了第 2 年时总的产量递减率(即初始产量之后第 24 个月时的递减程度)分布情况。根据卡方检验, Dagum 函数可以用来描述两个分布, 其概率密度表达式见附录 A.3。

2008–2012 年各年份新钻页岩气井产量递减率均

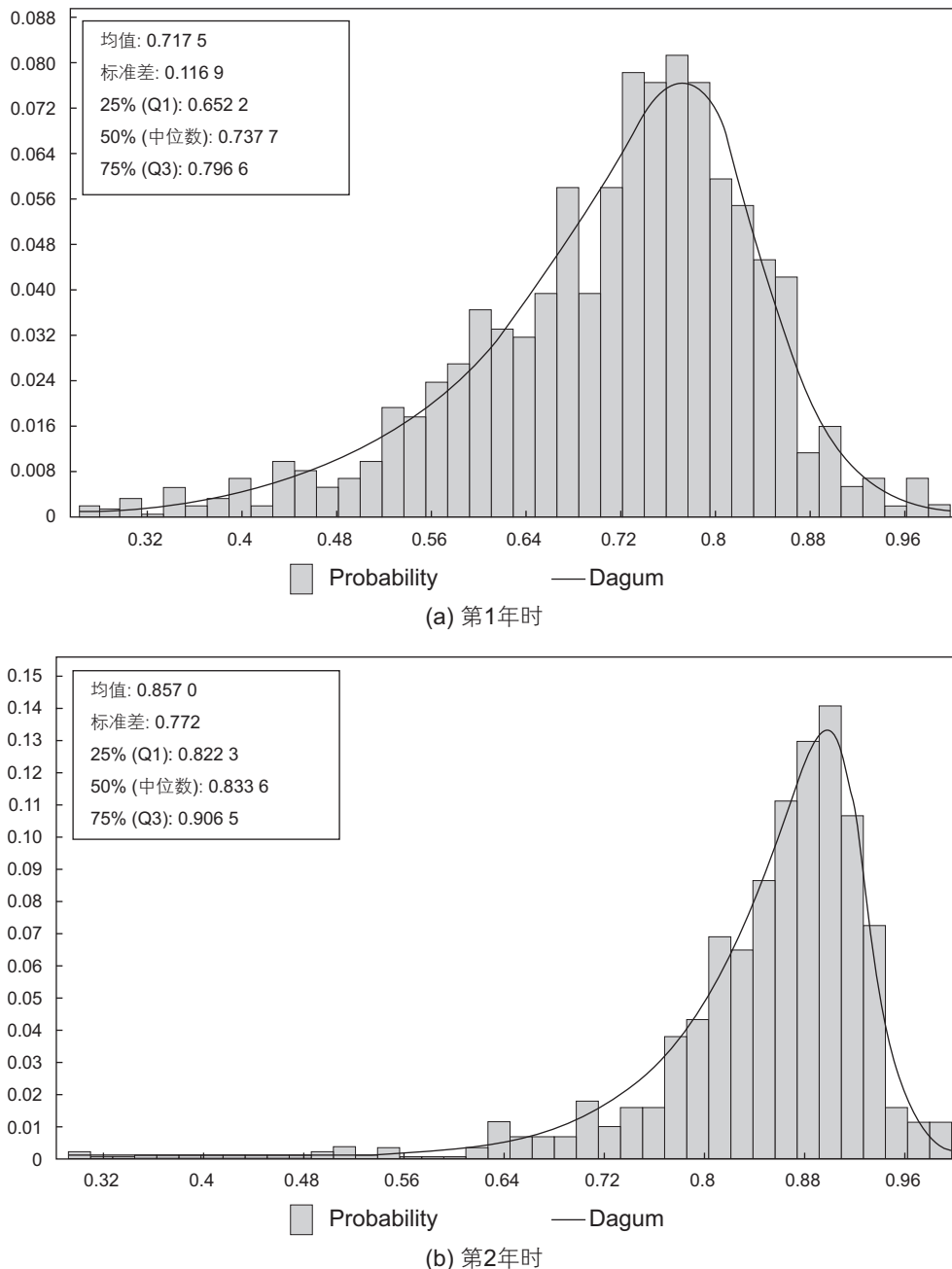


图 8 递减阶段第 1 年时和第 2 年时的总产量递减率分布

Fig. 8 Distributions for the first year and the first two years decline rates

值如表 3 所示。可以看出,美国 Haynesville 区块的页岩气井具有很高的产量递减率,这表明该地区要想保持产量稳定,或者提高产量,每年都需要钻大量新的页岩气井。对比其他研究成果发现,页岩气开采前期的产量递减率要远远高于常规天然气。

3.4 最终可采储量分析

根据图 7 所示的结果,各页岩气井产量递减阶段初始产量的均值为 20.4 万 m³/d。此外,各口井的初始累积产量均值为 348.7 万 m³,该值即为图 1 中的 Q₀。基于此,运用图 6 所示的产量递减曲线就可以预测未来的页岩气井年产量 q(t) 和累积产量 Q(t),如图 9 所示。其中,部分重要的时间节点,如未来 10 年、15 年、20 年、30 年和 40 年的预测结果如表 4 所示。

如果页岩气井的经济或技术可采的最低产量(“废弃点”,图 1 中的 q_{con})可以确定,那么该页岩气井的生产生命周期及最终可采储量(Q_{URR})就可以以同样的

方法进行预测。然而,本文的研究重点在于页岩气井产量递减规律,并未对技术经济评估方面的内容进行深入研究。表 5 简单总结了其他研究成果中对美国 Haynesville 区块页岩气单井最终可采储量的分析结果。总结发现,目前递减曲线递推法仍然是预测最终可采储量的主流方法。从表 4 中的结果可以看出,页岩气井的产量递减阶段持续 20 年后,产量变得很低,累积产量增长缓慢。因此,在表 5 中,本文选定 20 年作为页岩气井的生产生命周期,预测结果和其他研究结果的范围上基本吻合,表明本文选所用的方法比较合理,可以与其他研究进行相互验证。同时,可以看出,本研究的预测结果在各个研究中更为集中一些,其原因在于其他研究在拟合过程中选用的部分页岩气井生产时间太短,未排除例行维护等“特殊事件”带来的人为产量干预,也未对模型进行合理的拟合优度检验。但是,值得注意的是,现有研究结果依然不够精确,页岩气井生命周期及“废弃点”方面仍需要更加全面

表 3 各年份新钻页岩气井递减率均值

Table 3 Average value of decline rates for new wells annually

	2008	2009	2010	2011	2012	2008 — 2012
1 年	79.63%	76.50%	75.48%	70.63%	63.93%	71.75%
2 年	86.78%	86.65%	87.07%	85.59%	83.16%	85.70%

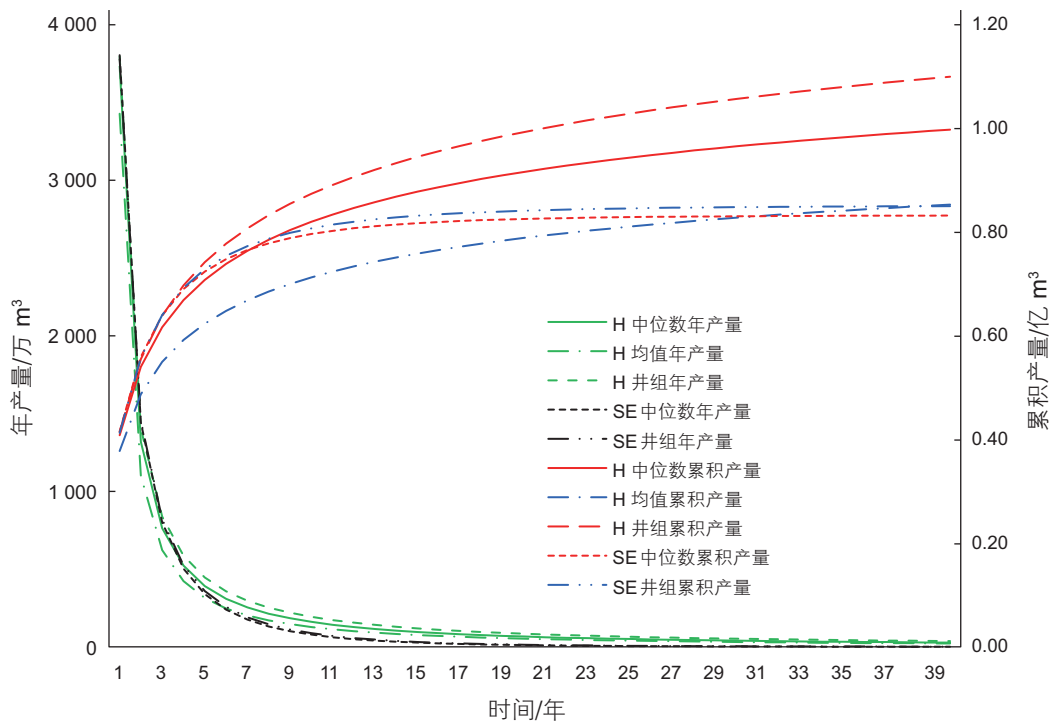


图 9 页岩气井年产量及累积产量预测趋势

Fig. 9 Prediction of annual production and cumulative production per well

深入的研究。

4 结论

本文以美国 Haynesville 页岩区块为对象, 运用传统的 Arps 双曲递减模型和现代的扩展指数递减模型, 对 2008–2014 年页岩气井产量数据进行拟合及统计分析, 研究该地区页岩气井产量的递减规律, 得到如下几个方面的结论:

第一, 在产量变化模式方面, 该区块大部分页岩气井都显示出了典型的模式, 即页岩气产量在短时期内(1~6 个月)达到峰值, 然后迅速下降。正是由于页岩气具有这一产量变化模式, 因此, 页岩气开发主要

以大量钻井作为稳产和增产的主要手段。根据递减曲线和递减率可以发现, 页岩气的产量递减趋势随时间的推移而逐渐变缓, 即长期保持低产。这说明, 一个页岩区块要想维持产量稳定或者提高产量, 每年都需要钻大量“新井”来抵消“老井”的产量递减趋势, 这就导致区块开发每年都需要增加大量的资金投入。

第二, 在研究方法方面, 根据拟合优度检验(R^2 和 E_{N-RMSE} 系数)结果, 本文所选用的传统的 Arps 双曲递减曲线模型和现代的扩展指数递减曲线模型对页岩气井组均值和单井产量数据序列都很有很好的拟合效果。双曲递减曲线模型的参数 β 有 26% 的取值大于 1, 但本文假定页岩气井的生产生命周期为 20 年时, 预测的平均单井最终可采储量为 0.79 亿~0.99 亿 m^3 , 约为

表 4 不同时间段页岩气井产量及累积产量预测值

Table 4 The average expected monthly production and cumulative production per well

		10 年	15 年	20 年	30 年	40 年	
双曲递减	中位数	$q(t)$	160	95	66	39	27
		$Q(t)$	0.82	0.88	0.92	0.97	1.00
	均值	$q(t)$	127	75	52	31	22
		$Q(t)$	0.71	0.76	0.79	0.83	0.85
	井组	$q(t)$	193	119	84	52	1
		$Q(t)$	0.87	0.95	0.99	1.06	1.10
SE 递减	中位数	$q(t)$	78	27	11	3	1
		$Q(t)$	0.80	0.82	0.83	0.83	0.83
	井组	$q(t)$	88	32	14	4	1
		$Q(t)$	0.81	0.83	0.84	0.83	0.85
	总结	$q(t)$	78~193	27~119	11~84	3~52	1~28
		$Q(t)$	0.71~0.87	0.76~0.95	0.79~0.99	0.83~1.06	0.83~1.10

注: $q(t)$ 的单位为万 m^3/m , $Q(t)$ 的单位为亿 m^3 。

表 5 美国 Haynesville 区块页岩气单井 Q_{URR} 研究结果汇总

Table 5 Summary of average estimated Q_{URR} per well in Haynesville from other studies

研究机构或专家	文献类型	预测方法	$Q_{URR}/$ 亿 m^3	$Q_{URR}/$ Bcf	发表时间
USGS ^[17]	行业报告	递减曲线递推	0.74	2.617	2012
Kasier ^[20]	学术期刊	递减曲线递推	0.31~1.23	1.08~4.34	2012
EIA ^[3]	行业报告	递减曲线递推	1.01	3.57	2011
Berman ^[21]	行业报告	递减曲线递推	0.85	3.0	2011
Baihly ^[22]	SPE 报告	递减曲线递推	1.67	5.915	2010
其他研究总结			0.31~1.67	1.08~5.915	
本研究(20 年时)		递减曲线递推	0.79~0.99	2.8~3.5	

注: Bcf (billion cubic feet), 即十亿立方英尺, 为美国采用的计量单位, 1 Bcf = 0.283 亿 m^3 。为方便中外研究成果的对比, 表中同时给出了 2 种计量单位。

2.8~3.5 Bcf(参见表 4), 与其他研究成果基本吻合(参见表 5), 各个研究成果之间可以相互验证, 本文且预测结果更为精确。可见, 该传统模型仍可用于页岩气产量的分析预测, 合理选择页岩气井的产气生命周期长度可以有效降低 β 值大于 1 而产生的预测误差。此外, 结合页岩气的技术经济分析方法, 评价页岩气开发的盈亏平衡点来确定页岩气井的废弃产量, 可以进一步减小该误差。在使用过程中, 两个模型相比较而言, 前者有两个待定参数, 后者有三个待定参数, 前者的求解过程要比后者简单, 因此前者使用更为简便。

第三, 在初始产量方面, Haynesville 区块约有 70% 的页岩气井产量递减阶段的初始产量, 即峰值产量, 达到 9.3 万~27.9 万 m^3/d 。并且从整体趋势上看, “新井” 往往比 “老井” 具有更高的峰值产量(参见图 7)。进一步提高开采技术, 促进单井页岩气采收率提高, 可以一定程度上减少需要钻的新井数量, 从而降低每年的资金投入。

第四, 在递减率方面, 页岩气开采前期的产量递

减率要远远高于常规天然气。从平均值来看, 在产量递减阶段, 产量在第一年(第 12 个月)时的递减率为 72% 左右, 而在第二年时(第 24 个月)时的递减率为 86% 左右(参见图 8)。采取有效措施降低产量递减率也是维持页岩区块稳定发展的基本工作。

不同地区的页岩区块之间, 甚至同一区块的不同页岩气井之间在地质方面都存在差异, 但页岩气的产量递减规律具有一定的共性。本文的研究结论首先将有助于预测美国 Haynesville 区块页岩气未来产出的变化趋势; 其次可以为页岩气开发问题提供更多的科学知识, 丰富页岩气产量递减规律等相关理论, 从而为包括我国在内的国家和地区提供经验, 以作为决策的参考和依据。

致谢

本研究中页岩气井的历史数据来自 *DrillingInfo* 数据库, 在此表示诚挚的感谢。

参考文献

- [1] 李庆辉, 陈勉, WANG F P, 等. 工程因素对页岩气产量的影响—以北美 Haynesville 页岩气藏为例[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 54-59. [LI Q H, CHEN M, WANG F P, et al. Influences of engineering factors on shale gas productivity: A case study from the Haynesville shale gas reservoir in North America [J]. Nature Gas Industry, 2012, 32(4): 54-59.]
- [2] HU D., XU S. Opportunity, challenges and policy choices for China on the development of shale gas [J]. Energy Policy, 2013, 60: 21-26.
- [3] U.S. EIA. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil plays [R]. U.S. Department of Energy, Washington, D C 20585, 2011.
- [4] 范琳沛, 李勇军, 白生宝. 美国 Haynesville 页岩气藏地质特征分析[J]. 长江大学学报(自然版), 2014, 11(2): 81-83. [FAN P L, LI Y J, BAI S B. Analysis of geologic features of the Haynesville shale gas reservoir, US [J]. Journal of Yangtze University (Nat Sci Edit), 2014, 11(2): 81-83.]
- [5] HUBBERT M K. Energy from Fossil fuels [J]. Science, 1949, 109: 103-109.
- [6] 白玉湖, 杨浩, 陈桂华, 等. 页岩气产量递减典型曲线应用分析[J]. 可再生能源, 2013, 31(5): 115-119. [BAI Y H, YANG H, CHEN G H, et al. Application and analysis of yield decline type curve of shale gas [J]. Renewable Energy Resources, 2013, 31(5): 115-119.]
- [7] ARPS J J. Analysis of decline curves [J]. Transactions of the AIME, 1945, 160(01): 228-247.
- [8] 姜福杰, 庞雄奇, 欧阳学成, 等. 世界页岩气研究概况及中国页岩气资源潜力分析[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 198-211. [JIANG F J, PANG X Q, OUYANG X C, et al. The main progress and problems of shale gas study and the potential prediction of shale gas exploration [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 198-211.]
- [9] 姚猛, 胡嘉, 李勇, 等. 页岩气藏生产井产量递减规律研究[J]. 天然气与石油, 2014, 32(1): 63-66. [YAO M, HU J, LI Y, et al. Research on production decline regularity of production wells in shale gas reservoir [J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32(1): 63-66.]
- [10] ILK D, RUSHING J A, PEREGO A D, et al. Exponential vs. hyperbolic decline in tight gas sands: Understanding the origin and implications for reserve estimates using Arps' Decline Curves [C]. paper116731-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado.
- [11] VALKO P P. Assigning value to stimulation in the Barnett Shale: a simultaneous analysis of 7000 plus production histories and well completion records[C]. SPE 119369-MS, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas. 19-21 January, 2009.
- [12] 雷丹凤, 王莉, 张晓伟, 等. 页岩气井扩展指数递减模型研究[J]. 断块油气田, 2014, 21(1): 66-68, 82. [LEI D F, WANG L, ZHANG X W, et al. Stretched exponential decline model for shale gas well [J]. Fault-Block Oil&Gas Field, 2014, 21(1): 66-68, 82.]

- [13] DUONG A N. Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(03): 377-387.
- [14] 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 Y H, YANG H, CHEN G H, et al. An uncertainty analysis method on typical production decline curve for shale gas reservoir [J]. PETROLEUM DRILLING TECHNIQUES, 2013, 41(4): 97-100.]
- [15] 何培, 冯连勇, WILBER T. 马塞勒斯页岩气藏单井产量递减规律及可采储量预测[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(2): 249-252. [HE P, FENG L Y, WILBER T. Production decline rule and recoverable reserves prediction of Marcellus shale gas well in a production unit, Pennsylvania, US [J]. XINJIANG PETROLEUM GEOLOGY, 2015, 36(2): 249-252.]
- [16] 张荻荻, 李治平, 苏皓. 页岩气产量递减规律研究[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(6): 138-144. [ZHANG D Q, LI Z P, SU H. Production decline trend of shale gas [J]. LITHOLOGIC RESERVOIRS, 2015, 27(6): 138-144.]
- [17] USGS. Variability of distributions of well-scale estimated ultimate recovery for continuous (unconventional) oil and gas resources in the United States [R]. USGS 2012-1118, 2012.
- [18] 冯连勇, 王建良, 赵林. 预测天然气产量的多循环模型的构建及应用[J]. 天然气工业, 2010, 30(7): 114-116. [FENG L Y, WANG J L, ZHAO L. Construction and application of a multi-cycle model in the prediction of natural gas production [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(7): 114-116.]
- [19] Drillinginfo [DB/OL]. [2014-11-12]. <http://info.drillinginfo.com/>.
- [20] KAISER M J. Profitability assessment of Haynesville shale gas wells[J]. Energy, 2012, 38: 315-330.
- [21] BERMAN A E, PITTINGER L F. U.S. shale gas: Less abundance, higher cost [EB/OL]. The Oil Drum, (2011-08-05) [2015-07-01]. <http://www.theoil drum.com/node/8212>.
- [22] BAIHLY J, ALTMAN R, MALPANI R, et al. Shale gas production decline trend comparison over time and basins [C]. 135555-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010.

附 录

A.1 逻辑斯蒂分布的概率密度函数表达式

$$f(x) = \frac{\exp\left(-\frac{x-\mu}{\sigma}\right)}{\sigma \left[1 + \exp\left(-\frac{x-\mu}{\sigma}\right)\right]^2}, \text{ 其中, } \mu \text{ 和 } \sigma \text{ 为待定参数。}$$

A.2 对数正态分布的概率密度函数表达式

$$f(x) = \frac{\exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x-\gamma)-\mu}{\sigma}\right)^2\right]}{(x-\gamma)\sigma\sqrt{2\pi}}, \text{ 其中, } \mu, \sigma \text{ 和 } \gamma \text{ 为待定参数。}$$

A.3 Dagum 分布的概率密度函数表达式

$$f(x) = \frac{\alpha k \left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha k - 1}}{\beta \left[1 + \left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha\right]^{k+1}}, \text{ 其中, } \alpha, \beta \text{ 和 } k \text{ 为待定参数。}$$

Production decline laws for shale gas wells in Haynesville, US

GUO Keqiang¹, ZHANG Baosheng¹, Mikael HÖÖK², Kjell ALEKLETT²

1 School of Business Administration, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Department of Earth Sciences, Uppsala University, Uppsala SE75236, Sweden

Abstract The Haynesville, one of the most successful developed shale plays in the U.S., was used as a case in this study because of its important position, long history and complete database, based on which the production decline laws can be analyzed. The traditional Arps Hyperbolic and the modern Stretched Exponential decline curve models were applied to the well-by-well production data to find the characteristic parameters of production decline curves. The study shows: (1) most of the studied shale gas wells have a typical production pattern of peaking rapidly and declining steeply after the peak is reached; (2) during the decline phase, both the Hyperbolic model and the Stretched Exponential model fit well to the aggregate and the individual shale gas wells, even about 26% of the β -parameter values of the hyperbolic model are larger than one, which still can be used when a well life span is set as 20 years; (3) in the Haynesville play, about 70% of wells reach a peak production of $9.3 \times 10^4 \sim 27.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, newer wells tend to have higher peak production than older wells, and in the decline phase, the production decline rate after the first year is around 72% and over the first two years is around 86%.

Keywords U.S. Haynesville; shale gas; production decline laws; hyperbolic; stretched exponential

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.025

(编辑 付娟娟)