

引用格式:刘文锋,张旭阳,盛舒遥,等.致密油产量递减分析新组合方法研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(6):911-916.

LIU Wenfeng, ZHANG Xuyang, SHENG Shuyao, et al. Research on a new combination method of production decline analysis for tight oil: Cases study of Mahu tight reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 911-916.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.06.017

# 致密油产量递减分析新组合方法研究

## ——以玛湖致密油藏为例

刘文锋<sup>1</sup>,张旭阳<sup>1</sup>,盛舒遥<sup>2</sup>,汪康<sup>1</sup>,段永刚<sup>2</sup>,魏明强<sup>2</sup>

(1. 中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂,新疆克拉玛依 834000;2. 西南石油大学石油工程学院,四川成都 610500)

**摘要:**玛湖致密油藏储层非均质性强,油井产能差异大、递减特征差异明显,产量递减分析及预测对油井生产制度管理以及油田开发方案的编制与优化具有重要指导意义,也是油藏动态分析的重要内容之一。然而现如今使用的Arps双曲递减、幂律指数递减、Valkó扩展指数递减以及Duong递减等传统经验递减模型具有不同适用性,采用这些方法对玛湖致密油藏压裂水平井生产数据进行拟合,精确度较低。为此,根据玛湖区块油井不同阶段拟合情况,探索了一种分阶段选择不同模型进行拟合的“组合新方法”,并在该区块进行了实例应用验证。研究表明:该“组合新方法”较传统经验递减单方法误差率低、吻合度高,且使用此方法对玛湖致密油井进行最终可采储量(EUR)预测的结果也较为准确,方法可行性强,对其他类似致密油藏单井产量递减规律研究及产能预测具有一定的借鉴作用。

**关键词:**产量递减;经验递减模型;组合模型;最终可采储量;致密油藏;玛湖

中图分类号:TE348

文献标识码:A

### Research on a new combination method of production decline analysis for tight oil: Cases study of Mahu tight reservoir

LIU Wenfeng<sup>1</sup>, ZHANG Xuyang<sup>1</sup>, SHENG Shuyao<sup>2</sup>, WANG Kang<sup>1</sup>, DUAN Yonggang<sup>2</sup>, WEI Mingqiang<sup>2</sup>

(1. Baikouquan Oil Production Plant, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** In the tight reservoir like mahu with strong heterogeneity, large differences in the productivity of oil wells and obvious differences in the decline characteristics, the production decline analysis and prediction have important guiding significance to the management of oil well production system and the preparation and optimization of oil field development plan, and are also an important part of reservoir performance analysis. However, the traditional empirical decline models used today, such as the Arps production decline model, power law exponential decline model, Valkó extended exponential decline model, and Duong decline model, have different applicability. When using these methods to fit the production data of the fractured horizontal wells in the Mahu tight reservoir, the accuracy of the fitted results is low. Therefore, a new method of combination that uses different models for fitting in stages based on the model fitting results of Mahu oil wells in different stages is explored, and the examples are applied to verify it in this block. The research results show that this new method has lower error rate and higher degree of agreement than the traditional ones. In addition, by using this method, the prediction results of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for the tight oil wells in Mahu reservoir are more accurate, and the method is highly feasible, which can be used as a reference for the research on the production decline law and the productivity prediction of other similar tight oil reservoirs.

**Keywords:** production decline; empirical decline model; combined model; estimated ultimate recovery (EUR); tight reservoir; Mahu reservoir

收稿日期:2020-10-11。

第一作者简介:刘文锋(1975—),男,本科,高级工程师,主要从事油气藏开发研究工作。地址:新疆克拉玛依市新疆油田分公司百口泉采油厂,邮政编码:834000。E-mail:liuwenfeng@petrolchina.com.cn

通信作者简介:盛舒遥(1993—),女,在读博士研究生,主要从事油藏工程与油气田开发研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:shengshuyao513@foxmail.com

基金项目:国家科技重大专项“砂砾岩致密油示范区有利储层优选及建模”(2017ZX05070-01);中国石油重大科技专项“新疆油田和吐哈油田勘探开发关键技术研究与应用”(2017E-04)。

随着世界能源开发的深入发展,非常规油气逐渐成为油气勘探的热点。其中,致密油藏资源丰富、分布范围广、开发潜力巨大,而准噶尔盆地玛湖地区致密砂砾岩油藏因其资源总量丰富等特点成为了国内产能建设的重点区块<sup>[1]</sup>。截至2019年底,玛湖地区共在18个层块钻井635口,日均单井产油21.5 t。但同时玛湖区块开发也面临众多问题:目前主要开发的玛北斜坡和玛西斜坡二叠系百口泉组致密砾岩油藏埋深较大,普遍大于3 000 m;且玛湖地区部分区块地层压力系数高达1.6,储层压力敏感强,产能影响因素复杂;储层非均质性极强、动用程度低,导致其地层能量与产量递减下降过快、持续稳产难度大、后期开发形势严峻<sup>[2-4]</sup>。因此,对玛湖区块致密油藏单井产量递减规律的研究分析,有助于对开发形式的研判及生产制度的优化。

目前,产量递减规律分析方法主要包括以经验法为代表的传统产量递减方法和基于典型图版进行分析的现代产量递减方法。自1908年ARNOLD<sup>[5]</sup>首次提出了产量递减的概念后直至20世纪70年代结束,诞生了众多典型递减曲线方法<sup>[6-8]</sup>。20世纪80年代开始,产量递减规律逐渐深化发展,形成了能够对生产数据定量分析的现代产量递减分析法<sup>[9-13]</sup>。然而,现代产量递减分析方法应用范围虽广,但由于玛湖油田均采用体积压裂水平井开发,其渗流模型复杂,现有成熟动态分析软件的模型适应性差。同时现代产量递减分析方法对工程人员理论基础要求高,不便于现场工程人员使用<sup>[14]</sup>。因此,寻找使用操作简便、结果可靠的经验产量递减分析方法对现场工程人员动态分析具有重要的意义。为此,在研究众多国内外学者提出的经验递减分析方法利弊基础上,探索了多种模型组合分析的新方法,该方法利用玛湖致密油藏低、高产井生产数据验证了其准确性和实用性,基于该方法进一步开展了单井EUR的预测与评价,研究结果可为致密油藏的开发与经济效益性的评估工作提供借鉴和参考。

## 1 经验法模型分析

目前用于现场的主要为经验公式产量递减法,此类方法模型较多<sup>[15]</sup>,为了对油井产量及递减率进行快速准确的预测,需进行方法适应性分析。为明

确经验产量递减分析方法在玛湖致密油藏压裂水平井产量递减分析方法的适应性,在传统典型经验递减方法的优缺点分析基础上,首先使用经验法对玛湖油藏典型井的实际生产数据进行了拟合及讨论。

### 1.1 经验递减法适用性评价

根据油藏产量随时间变化的特征,可将油藏开发全过程大体分为3个阶段,即产量的上升阶段、稳定阶段和递减阶段<sup>[16]</sup>。当油藏的产量进入递减阶段之后,根据已取得的产量变化数据,对油藏的产量递减规律做出判断,以便选择合适的经验公式进行预测,同时可以利用递减曲线法对其他开发指标进行预测,也可计算单井储量。准确对模型进行定位以及根据不同油井流态选择模型是经验产量递减分析方法推广应用的关键,目前常用的6种经验递减模型<sup>[6,17-23]</sup>适用性条件对比如表1所示。

### 1.2 经验法实例应用

由表1可知,不同经验分析法各有优缺点,且适用条件也各不相同。以准噶尔盆地的玛湖致密油藏某区块为例,由于该区块井数较多,为了进一步细致研究致密油藏产量递减规律,基于玛湖现场压裂水平井生产特征以及开发效果,根据初期产量高低将井划分为两大类:初期最高产量在55 t/d之下的低产井以及初期最高产量在55 t/d之上的高产井。为了明确经验分析法在该区块适用情况,选取了玛湖区块某低产井“a井”与某高产井“b井”作为典型分析井,结合表1的6种经验递减公式方法进行a、b井的生产数据分析,各方法的生产数据拟合对比如图1所示,拟合效果汇总如表2所示。

从图1的拟合效果看:Arps双曲递减法仅能对边界控制流阶段数据进行拟合,两口井生产前期拟合效果均较差;幂律指数递减法对于a井这类生产时间较短的井预测不够准确;Valko扩展指数递减法无法对边界流阶段进行拟合,两口井生产后期拟合效果不如前期;而Duong递减模型对生产数据较为敏感导致前期数据拟合偏差较大。综上所述,表1总结的模型均不能达到整个生产过程拟合较好的效果。因此,亟须根据不同生产特征,探索一种新的产量递减分析组合式方法。

表1 油井经验产量递减分析方法汇总  
Table 1 Empirical production decline analysis methods for oil wells

经验递减模型	优点	缺点	理论模型	适用性条件
Arps 双曲递减模型	计算简单,快捷方便	无法对生产早期的不稳定流阶段进行递减分析;关井操作会使产量预测出现较大偏差	$q = q_1(1 + nD_1t)^{-1/n}$	边界控制流阶段;定压生产;生产数据连续稳定
幂律指数递减模型	可对整个生产过程的生产数据进行拟合	模型待定参数多;模型中部分参数物理意义模糊;对于生产时间较短的井预测结果不准确	$q = q_1 \exp\left[-D_\infty t - \frac{D_1}{n} t^n\right]$	线性流、边界控制流阶段;定压生产
改进的幂律指数递减模型	可对整个生产过程的生产数据进行拟合;参数物理意义明确;精度更高	在实际油藏的复杂流动状态下并不适用	$q = \begin{cases} q_1 \exp\left[\frac{D_1}{n} t^n\right], t < t_{sfi} \\ \frac{q_s}{(1 + 0.5D_s t)^2}, t \geq t_{sfi} \end{cases}$	线性流、边界控制流阶段
Valkó 扩展指数递减模型	预测可采储量值结果较为准确	模型参数确定过程较为复杂;无法对边界流阶段进行递减分析;生产后期段的产量预测值偏低	$q = q_1 \exp\left[-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right]$	线性流阶段;定压生产;生产数据连续稳定
Duong 递减模型	计算步骤简单;可用非稳态流动阶段的数据来对拟稳态流阶段进行产量拟合	无法对边界流阶段进行递减分析;生产后期段的产量预测值偏高;生产数据波动对产量预测结果影响较大	$q = q_1 t^{-m} \exp\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m} - 1)\right]$	裂缝性的线性流阶段
扩展 Duong 递减模型	可对整个生产过程的生产数据进行拟合	方程参数较多,拟合过程复杂	$q = \begin{cases} q_1 t^{-m} \exp\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m} - 1)\right], \\ \frac{q_s}{(1 + bD_s t)^{1/b}}, t \geq t_{sfi} \end{cases}$	线性流、边界控制流阶段;定压生产

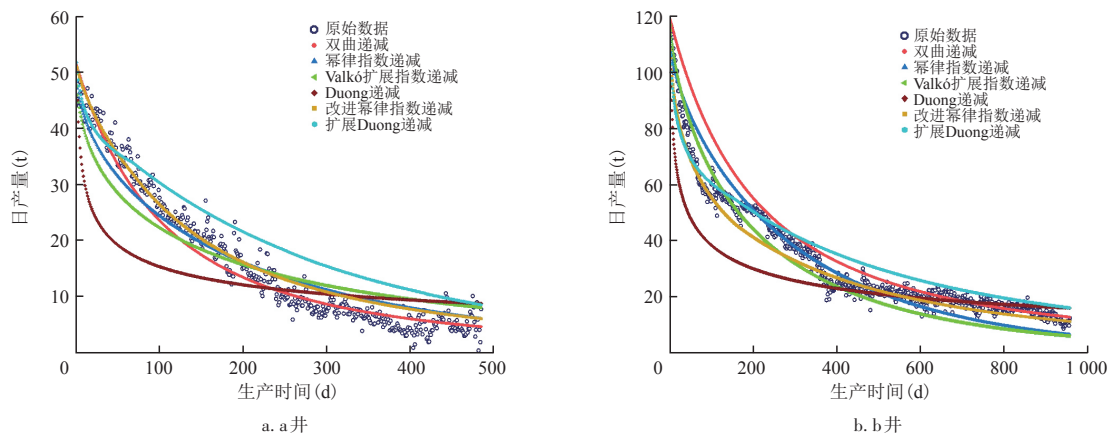


图1 玛湖区块某低/高产井多种递减模型拟合生产数据与实际生产数据对比

Fig. 1 Comparison of fitted production data and actual data of multiple decline models of a low/high production well in Mahu area

表2 玛湖区块某低/高产井多种递减模型拟合效果汇总  
Table 2 Fitting effects of multiple decline models for a low/high production well in Mahu area

递减模型	拟合效果			
	低产井		高产井	
	前期	后期	前期	后期
Arps 双曲递减模型	偏低	吻合	偏高	偏高
幂律指数递减模型	偏低	偏高	偏高	偏低
Valkó 扩展指数递减模型	偏低	偏高	偏高	偏低
Duong 递减模型	低	偏高	低	偏高
改进幂律指数递减模型	吻合	偏高	偏低	吻合
扩展 Duong 递减模型	偏高	偏高	吻合	偏高

## 2 递减新组合模型探索

### 2.1 新组合模型的提出

上述6种递减模型无法很好地拟合出实际产量数据,主要是由于模型对于边界流条件要求较为严格,因此,基于前面的模型分析,尝试探索两种模型相结合来进行产量拟合,新组合模型组合时间节点——即边界流阶段的起始时间点的确定至关重要。

对于一个具有边界的油藏,流体从储层流向井

筒的过程主要分为发生在流动早期的线性流阶段与后期的边界流两个阶段,油藏中的早期线性流( $n=1/2$ )与双线性流( $n=1/4$ )均可通过式(1)来进行描述<sup>[24]</sup>:

$$q = q_1 t^{-n} \tag{1}$$

而累积产量则可表示为:

$$N_p = q_1 \frac{t^{1-n}}{(1-n)} \tag{2}$$

则有:

$$\frac{q}{N_p} = \frac{(1-n)}{t} \tag{3}$$

为了简化描述,可用一个日产量与累积产量比值随生产时间变化的关系式来表示致密油藏压裂水平井裂缝的流动状态:

$$\frac{q}{N_p} = at^{-m} \tag{4}$$

式(1)一式(4)中: $q$ 为日产量, $t$ ; $q_1$ 为初始日产量, $t$ ; $N_p$ 为油藏累积产量, $t$ ; $a$ 为递减系数; $t$ 为生产时间, $d$ ; $m$ 为指数系数。

通过对数图上根据式(4)进行绘制  $q$  与  $N_p$  关系曲线,图线若出现拐点,即表明当压降传播到油藏边界、边界开始对流动产生影响时,油井流动进入到

边界流阶段(即拟稳定流)<sup>[25]</sup>。

因此,应对不稳定流与边界流两个阶段分别利用不同的递减模型对生产数据进行拟合。通过探索出现边界流的时间点来作为选择组方法的时间点,即通过  $q/N_p$  与时间的关系图寻找拐点来作为出现边界流的时间点(图2)。利用此方法确定新组合模型的组合时间节点操作方便且较为可靠。

结合表1综合分析后可知:Arps 双曲递减模型无法对早期不稳定流阶段进行分析;幂律指数递减模型对于生产时间较短的井无法准确预测;使用 Valko 扩展指数递减模型预测井后期产量时会出现预测值偏低的结果,而 Duong 递减模型则会出现偏高的结果。

因此,根据上述经验法模型拟合情况及组合时间节点确定方法,经优选后确定了玛湖致密油藏某区块低产井与高产井的新组方法,低产典型分析井“a井”组合时间节点在生产时间193 d处,选用“改进幂律+双曲递减”模型(图3a);高产典型分析井“b井”组合时间节点在生产时间157 d处,选用“扩展 Duong+改进幂律”模型(图3b)。

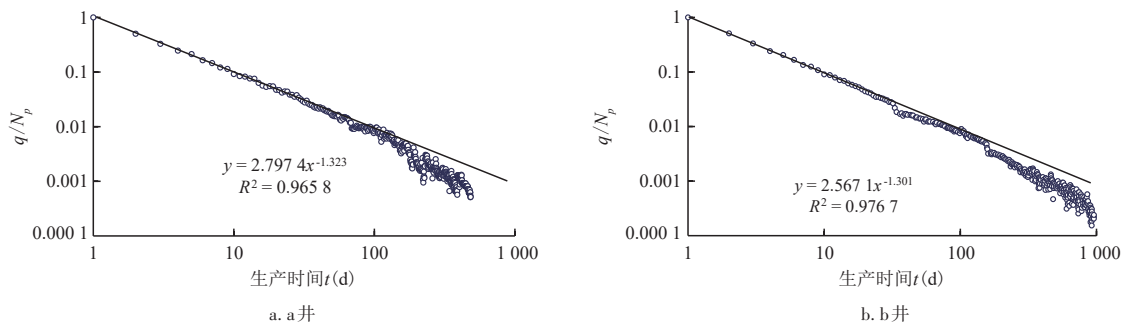


图2 玛湖井区某低/高产井  $q/N_p-t$ 对数

Fig. 2  $q/N_p-t$  log plot of a low/high production well in Mahu area

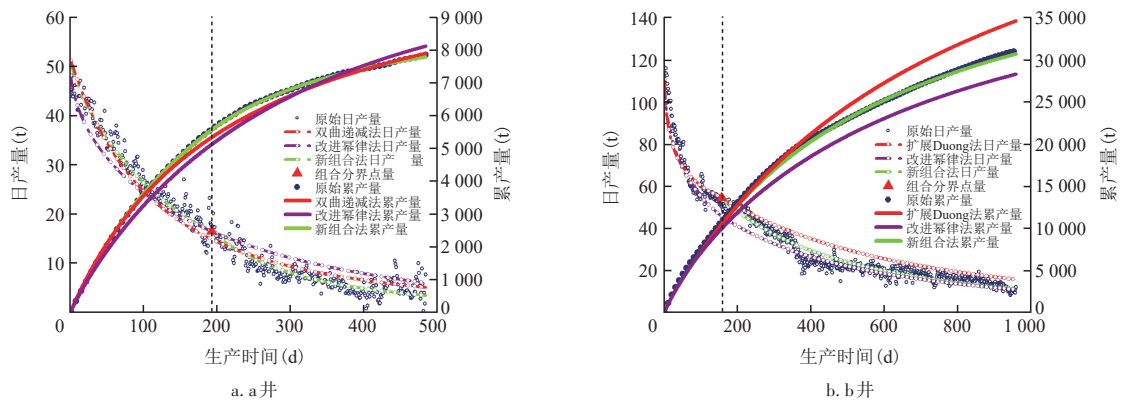


图3 玛湖井区某特征井新组合模型拟合效果对比

Fig. 3 Comparison of fitting effects of new combined model of a characteristic well in Mahu area

经过实例验证,新组合模型对于玛湖区块高、低产井的拟合结果较单方法好,拟合累产量与实际累产量吻合度也更高,证明该新组合方法优于单方法。

## 2.2 新模型EUR预测

在油田的生产中,通过对油藏动态的研究,预测油井未来生产的产量,并且在此基础上对开发方案进行设计和调整,用于指导油田的整体开发,具有非常重大的意义。因此,对油田估算最终储量进行预测是十分重要的工作内容。在证明了该新组合方法与实际数据拟合结果较为符合的基础上,使用新组合方法对玛湖致密油藏某区块特征井a井与b井进行15 a的EUR预测,a井15 a EUR值为 $2.25 \times 10^4$  t,b井15 a的EUR值为 $4.45 \times 10^4$  t。新组合经验法预测EUR结果与现场相关认识吻合,说明该新组合经验递减法可靠性高。

## 3 结论

1) 使用传统经验公式递减法分析玛湖致密油藏现场生产数据存在诸多问题,无法达到最优拟合效果。因此,探索了一种根据不同生产阶段选择不同模型的“组合递减新方法”。

2) 对于玛湖区块低产量井,选用“改进幂律+双曲递减”模型;对于玛湖区块高产量井,则选用“扩展Duong+改进幂律”模型。实例证明新组合方法拟合结果与实际数据吻合度较单方法高。

3) 使用新组合方法对玛湖区块高、低产量井15 a的EUR进行预测,预测结果与现场认识较为吻合,可靠性高。

4) 玛湖区块实例井15 a的EUR预测主要基于新组合方法的后半段经验模型,前半段经验模型作用较小,因此,新组合模型的利用方式仍需进一步探索。

### 参考文献

[1] 许江文,李建民,邬元月,等.玛湖致密砾岩油藏水平井体积压裂技术探索与实践[J].中国石油勘探,2019,24(2):241-249.  
XU Jiangwen, LI Jianmin, WU Yuanyue, et al. Exploration and practice of volume fracturing technology in horizontal well of Mahu tight conglomerate reservoirs[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 241-249.

[2] 许建红,钱佃丹,库尔班.储层非均质对油田开发效果的影响[J].断块油气田,2007,14(5):29-31.  
XU Jianhong, QIAN Lidan, Kuerban. Influence of reservoir heterogeneity on oilfield development effectiveness[J]. Fault-

Block Oil & Gas Field, 2007, 14(5): 29-31.

[3] 彭金宁,邱岐,王东燕,等.苏北盆地古近系阜宁组致密油赋存状态与可动性[J].石油实验地质,2020,42(1):53-59.  
PENG Jinning, QIU Qi, WANG Dongyan, et al. Occurrence and recoverability of tight oil in Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 53-59.

[4] 崔维兰,韩华峰,张永,等.鄂尔多斯盆地靖边油田李家城地区区长6致密油储层微观特征与含油性[J].石油实验地质,2019,41(3):390-397.  
CUI Weilan, HAN Huafeng, ZHANG Yong, et al. Microscopic characteristics and oil content of Chang 6 tight sandstone reservoirs in Lijiachengze area, Jingbian Oil Field, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(3): 390-397.

[5] ARNOLD R, ANDERSON R. Preliminary report on Coalinga Oil District, Fresno and Kings Counties, California[J]. United States Geological Survey Bulletin, 1908, 357: 79-80.

[6] ARPS J J. Analysis of decline curves[J]. Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, 1945, 160: 228-247.

[7] 童孝华,匡建超.油气藏工程基础[M].北京:石油工业出版社,1996:173-193.  
TONG Xiaohua, KUANG Jianchao. Foundation of oil and gas reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 173-193.

[8] 陈元千.广义的КОПЫТОВ公式及其应用[J].石油勘探与开发,1991,18(1):56-61.  
CHEN Yuanqian. Generalized KOPATOV's Formula and its Application[J]. Petroleum Exploration and Development, 1991, 18(1): 56-61.

[9] FETKOVICH M J. Decline curve analysis using type curves[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(6): 1065-1077.

[10] BLASINGAME T A, JOHNSTON J L, LEE W J. Type-curve analysis using the pressure integral method[C]// Paper SPE-18799-MS presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, USA, April 5-7, 1989.

[11] BLASINGAME T A, MCCRAY T L, LEE W J. Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flowrate systems [C]// Paper SPE-21513-MS presented at the Gas Technology Symposium, Houston, Texas, USA, January 22-24, 1991.

[12] MATTAR L, MCNEIL R. The "flowing" gas material balance[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, 37 (2): 52-55.

[13] AGARWAL R G, GARDNER D C, KLEINSTEIBER S W, et al. Analyzing well production data using combined type curve and decline curve analysis concepts[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1999, 2(5): 478-486.

[14] 刘晓华,邹春梅,姜艳东,等.现代产量递减分析基本原理与应用[J].天然气工业,2010,30(5):50-54.  
LIU Xiaohua, ZOU Chunmei, JIANG Yandong, et al. Theory and application of modern production decline analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(5): 50-54.

[15] 于荣泽,姜巍,张晓伟,等.页岩气藏经验产量递减分析方法研究现状[J].中国石油勘探,2018,23(1):109-116.  
YU Rongze, JIANG Wei, ZHANG Xiaowei, et al. A review of empirical production decline analysis methods for shale gas reservoir[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(1): 109-116.

[16] 郝明强,胡永乐,李凡华.特低渗透油藏压裂水平井产量递

- 减规律[J].石油学报,2012,33(2):269-273.
- HAO Mingqiang, HU Yongle, LI Fanhua. Production decline laws of fractured horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 269-273.
- [17] 陈劲松,曹健志,韩洪宝,等.页岩油气井非常产量预测模型适应性分析[J].非常规油气,2019,6(3):48-57.
- CHEN Jingsong, CAO Jianzhi, HAN Hongbao, et al. Adaptability analysis of commonly used production prediction models for shale oil and gas well[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(3): 48-57.
- [18] ILK D, PEREGO A D, RUSHING J A, et al. Integrating multiple production analysis techniques to assess tight gas sand reserves: Defining a new paradigm for industry best practices [C]// Paper SPE-114947-MS presented at the CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 16-19, 2008.
- [19] 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]// Paper SPE-116731-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 21-24, 2008.
- [20] MATTAR L, MOGHADAM S. Modified power law exponential decline for tight gas[C]// Paper PETSOC-2009-198 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 16-18, 2009.
- [21] VALKO P P. Assigning value to stimulation in the Barnett shale: a simultaneous analysis of 7000 plus production histories and well completion records[C]// Paper SPE-119369-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, January 19-21, 2009.
- [22] DUONG A N. Rate Decline analysis for fracture dominated shale reservoirs: Part2[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(3): 377-387.
- [23] 李海涛,王科,补成中,等.预测页岩气单井产量及最终储量的经验法分析[J].特种油气藏,2019,26(3):74-78.
- LI Haitao, WANG Ke, BU Chengzhong, et al. Empirical Method Analysis of Individual Well Production and EUR Forecast in Shale Gas Reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(3): 74-78.
- [24] DUONG A N. An unconventional rate decline approach for tight and fracture-dominated gas wells[C]// Paper SPE-137748-MS presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, October 19-21, 2010.
- [25] YU S Y, JIANG Z X, LEE W J, et al. Reconciling empirical methods for reliable EUR and production profile forecasts of horizontal wells in tight/shale reservoirs[C]// Paper SPE-189802-MS presented at the SPE Canada Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 13-14, 2018.

(编辑 柳超超)

(上接第910页)

- [11] CLOSMANN P J. Aquifer model for fissured reservoirs[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1975, 10(5): 385-398.
- [12] ABDASSAH D, ERSHAGHI I. Triple-porosity systems for representing naturally fractured reservoirs[J]. SPE Formation Evaluation, 1986, 1(2): 113-127.
- [13] FERNANDO R, VICTOR A O, HEBER C L. Well test characterization of small and large-scale secondary porosity in naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 2004, 18(4): 193-202.
- [14] 张文昌,王海涛.弱底水碳酸盐岩礁相气藏压裂井试井模型研究[J].特种油气藏,2020,27(3):93-98.
- ZHANG Wenchang, WANG Haitao. Fractured Well Test Model of Carbonate Reef Gas Reservoir with Weak Bottom-Aquifer [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 93-98.
- [15] 杜鑫,卢志炜,李冬梅,等.缝洞型油藏波动和流动耦合模型井底压力分析[J].应用数学与力学,2019,40(4):355-374.
- DU Xin, LU Zhiwei, LI Dongmei, et al. Pressure transient analysis of the fractured vuggy reservoir model coupling oil flow and wave propagation[J]. Applied Mathematics and Mechanics, 2019, 40(4): 355-374.
- [16] 马奎前,郜益华,孙召勃.三重介质复合油藏椭圆流试井模型[J].断块油气田,2017,24(1):63-68.
- MA Kuiqian, GAO Yihua, SUN Zhaobo. Well test model of triple media composite reservoir based on elliptic flow[J]. Fault - Block Oil & Gas Field, 2017, 24(1): 63-68.
- [17] 魏聪,张承泽,陈东,等.塔里木盆地克深2气藏断层、裂缝、基质“三重介质”渗流及开发机理[J].天然气地球科学,2019,30(12):1684-1693.
- WEI Cong, ZHANG Chengze, CHEN Dong, et al. Seepage characteristics and development mechanism characterized by faults-fracture-pores "triple medium" in Keshen 2 gas reservoirs, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1684-1693.
- [18] 刘彪,赫文豪,李硕文,等.针对易漏砂岩地层防井漏材料粒径优化设计[J].石油机械,2020,48(7):19-24.
- LIU Biao, HE Wenhao, LI Shuowen, et al. Optimization of particle sizes of plugging materials for sandstone formations[J]. China Petroleum Machinery, 2020, 48(7): 19-24.
- [19] 罗二辉,胡永乐,王磊,等.缝洞型低渗透碳酸盐岩油藏产量递减曲线分析[J].大庆石油学院学报,2012,36(2):86-90.
- LUO Erhui, HU Yongle, WANG Lei, et al. Production decline curve analysis of fracture-cavity carbonate reservoirs with low permeability[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2012, 36(2): 86-90.
- [20] AL-HUSSAINY R, RAMEY H J, CRAWFORD P B. The flow of real gases through porous media[J]. Journal of Petroleum Technology, 1966, 18(5): 624-636.
- [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.
- SUN Hedong. Advanced production decline analysis and application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.

(编辑 常燕)