

引用格式: 荀威, 王本成, 杨丽娟, 等. 产量不稳定分析在元坝气田的应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 652-658.

XUN Wei, WANG Bencheng, YANG Lijuan, et al. Application of rate-transient analysis in Yuanba Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 652-658.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.023

## 产量不稳定分析在元坝气田的应用

荀威, 王本成, 杨丽娟, 张明迪, 温善志, 高顺华

(中国石化西南油气分公司勘探开发研究院, 四川 成都610041)

**摘要:**元坝气田长兴组生物礁气藏为超深、高含硫、底水气藏,且处于稳产初期。动态监测表明气藏开发水侵风险较大,给气藏动态分析工作带了极大的挑战。结合元坝气田实际地质特征及生产现状,充分利用日常产量和压力数据,开展产量不稳定分析方法(Agarwal-Gardner、Blasingame、NPI等)应用分析。结果表明:可应用产量不稳定分析方法开展元坝长兴组气藏储层动态参数、气井动态产能、动态储量以及水侵识别等分析工作,所获得的结果可靠性高,有助于深化认识气藏的储层地质特征,解决生产中的难题,从而进一步指导气藏动态分析研究。

**关键词:**生物礁底水气藏;产量不稳定分析;Blasingame曲线;动态分析;元坝气田

中图分类号:TE344

文献标识码:A

### Application of rate-transient analysis in Yuanba Gas Field

XUN Wei, WANG Bencheng, YANG Lijuan, ZHANG Mingdi, WEN Shanzhi, GAO Shunhua

(Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

**Abstract:** The reef gas reservoir of Changxing Formation in Yuanba Gas Field is an ultra-deep gas reservoir with bottom water and high sulfur content, and it is in the early stage of stable production. The dynamic monitoring shows that the risk of water invasion in the development of gas reservoir is high, which brings great challenges to the dynamic analysis of gas reservoir. Combined with the actual geological characteristics and production status of Yuanba Gas Field, the daily production and pressure data are fully used to carry out the application analysis of the yield instability analysis method (Agarwal Gardner, Blasingame, NPI, etc.). The results show that this method can be applied to analyze the reservoir dynamic parameters, gas well dynamic productivity, dynamic reserves and water invasion identification of the gas reservoir in Changxing Formation Yuanba Gas Field. The obtained results are highly reliable, which is helpful to deepen the understanding of the geological characteristics of gas reservoirs, solve the production problems, and further guide the dynamic analysis of gas reservoirs.

**Keywords:** rate-transient analysis, yield instability analysis, Blasingame curve, dynamic analysis, Yuanba Gas Field

元坝气田是世界上已发现的埋藏最深的高含硫生物礁大气田,地理位置位于四川省苍溪县东北部及巴中市西部,构造位置位于九龙山背斜与川中低缓构造带的结合部,具有“一超、三高、五复杂”的地质特点,为高含硫、局部存在地层水、受礁滩体控制的构造—岩性气藏<sup>[1]</sup>。气藏具有的非均质性、含硫、

有水等特征给气藏开发带来了严重挑战,如何有效评价气藏储层动态参数、气井产能、动态储量、水侵状况等特征,指导气藏高效开发迫在眉睫。

产量不稳定分析方法是利用油气田多年生产数据分析求取地层参数的一种有效方法。国内外学者针对产量不稳定分析方面开展了大量的研究工作,

收稿日期:2020-11-06。

第一作者简介:荀威(1982—),女,硕士,工程师,主要从事气藏工程及试井解释研究。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号中国石化西南科研基地,邮政编码:610041。Email:29098291@qq.com

基金项目:国家科技重大专项“超深层复杂生物礁底水气藏高效开发技术”(2016ZX05017005)。

建立了不同油气藏类型(砂岩、碳酸盐岩等)、不同井型(直井、水平井等)、不同边界条件(无限大、封闭、断层等)的理论模型,并形成了相应的分析软件,成功应用于众多油气藏。DOU等<sup>[2]</sup>运用 Intercampo 油田实例做了不同产量递减分析方法的解释结果比较研究,比较了各种方法的优缺点。ILK等<sup>[3]</sup>开展了应用实例分析研究,在理论上和应用上论证了 Blasingame 产量递减分析方法的优越性。刘晓华等<sup>[4]</sup>针对产量不稳定分析方法进行了详细的论述,并进行了实例分析。孙贺东等<sup>[5-7]</sup>在矩形气藏、数值模型等多方面对产量不稳定分析方法进行了深化和认识,得到了很多新成果与认识。

目前产量不稳定分析方法多用于生产较长的常规油气藏,且仅分析评价油气藏储层动态参数、动态储量状况等,尚未见到针对礁滩相底水气藏的应用分析报道。由于元坝长兴组气藏正处于稳产初期,已稳产4年,气井超深、高含硫,动态监测难度大,所获得的资料有限,结合有限的气井产量、压力等日常生产数据,利用产量不稳分析方法,开展气藏储层动态参数、气井动态产能、动态储量以及水侵识别等评价工作,深化复杂生物礁底水气藏开发规律认识,指导气藏高效开发<sup>[8]</sup>。

## 1 不稳定分析方法

产量不稳定分析方法基于经典的渗流理论,建立新型典型曲线图版,通过长期跟踪气井的生产情况,分析井底流压和产量等常规生产数据,采用图版拟合方法定量地获得油气井的渗流特征,确定储层渗透率、有效裂缝半长以及泄流半径等关键参数,准确预测气井的动态储量,为气田开发动态分析提供了一种新方法。

目前产量不稳定分析方法主要有 Fetkovich、Blasingame、Agarwal-Gardner (A-G)、Normalized Pressure Integral (NPI)、Transient 等方法<sup>[9]</sup>。早期的 Fetkovich 产量递减分析适用于定压生产,不适用于气井变产量和变井底流压的生产情况<sup>[10]</sup>。后期发展起来的 Blasingame、Agarwal and Gardner、Normalized Pressure Integral (NPI) 等方法,提高了拟合结果的准确性<sup>[11]</sup>,适用于气井变产变压的生产方式。重点介绍 Blasingame、Agarwal-Gardner (A-G)、Normalized Pressure Integral (NPI) 三种曲线拟合方法,并将其广

泛应用于元坝长兴组礁滩相气藏气井的生产分析中。

### 1.1 Blasingame 典型曲线拟合方法

Blasingame 典型曲线拟合是产量不稳定分析中最常使用的一种方法。该方法就是将实际压力  $\Delta p$  和时间  $\Delta t$  的关系曲线、实际产量  $\Delta q$  (累积产量  $\Delta Q$ ) 和时间  $\Delta t$  曲线与理论无因次压力  $p_D$  和时间  $t_D$  的关系曲线、理论无因次产量  $q_D$  (累积产量  $Q_D$ ) 和时间  $t_D$  曲线分别匹配<sup>[12]</sup>,与标准图版进行拟合,得到相应的有效的储层参数。它的依据是在确定的模型中实际曲线和理论曲线具有相同的形状<sup>[13]</sup>。其工作的实际过程就是用实际资料绘制  $\Delta p-\Delta t$ 、 $\Delta q-\Delta t$  或  $\Delta Q-\Delta t$  的双对数关系图,并将这个图重叠在适当的理论典型曲线图版上,平行移动进而寻找一个最好的匹配点,利用匹配点的相应数值计算参数,不同的模型有不同的形式<sup>[14]</sup>,计算公式如下。

产量积分曲线:

$$q_i = \frac{1}{t_{ca}} \int_0^{t_{ca}} \frac{q}{\Delta p_p} dt \quad (1)$$

产量积分导数曲线:

$$q_{id} = t_{ca} \frac{dq_i}{dt_{ca}} \quad (2)$$

无因次产量:

$$q_{Dd} = \frac{q}{\Delta p_p} \left[ \frac{1.417e^6 T}{kh} \right] \left[ \ln \left[ \frac{r_e}{r_{wa\_mat\ ch}} \right] - \frac{1}{2} \right] \quad (3)$$

无因次时间:

$$t_{Dd} = \frac{0.006\ 328kt_{ca}}{\frac{1}{2}\phi\mu_c c_u r_{wa}^2 \left[ \frac{r_e}{r_{wa\_mat\ ch}} \right]^2 - 1} \left[ \ln \left[ \frac{r_e}{r_{wa\_mat\ ch}} \right] - \frac{1}{2} \right] \quad (4)$$

### 1.2 Agarwal-Gardner (A-G) 典型曲线拟合方法

AG 分析方法是利用拟压力规整化产量 ( $q/\Delta p_p$ )、物质平衡时间和不稳定试井中的无因次参数关系,建立了产量递减分析典型曲线图版<sup>[15]</sup>。该图版曲线进一步降低了拟合结果的多解性<sup>[16]</sup>。

AGARWAL 等在建立图版时,利用下式确定了  $q/\Delta p_p$  与  $q_D$ 、 $t_{ca}$ 、 $t_D$  的关系:

$$q_D = \frac{1.417 \times 10^6 T}{Kh} \frac{q}{p_{pi} - p_{pwf}} = \frac{1.417 \times 10^6 T}{Kh} \frac{q}{\Delta P_p} \quad (5)$$

$$t_D = \frac{0.006\ 34Kt_{ca}}{\pi\phi\mu_c c_u r_e^2} \quad (6)$$

### 1.3 Normalized Pressure Integral (NPI) 典型曲线拟合方法

NPI方法主要适用于变产量、变压力的复杂生产状况,适用范围和计算功能与Blasingame典型图版相同。该方法通过产量规整化压力的积分形式,来建立一种比较可靠的、不受数据分散影响的分析方法<sup>[17-20]</sup>。它的横坐标是物质平衡拟时间,纵坐标是产量规整化拟压力。为了辅助分析,NPI典型曲线拟合方法还增添了产量规整化拟压力积分

$$\left[ \frac{\Delta p_p}{q} \right]_i = \frac{I}{t_{ca}} \int_0^{t_{ca}} \frac{\Delta p_p}{q} dt$$

和产量规整化拟压力积分求导

$$\left[ \frac{\Delta p_p}{q} \right]_{id} = \frac{t_{ca} d \left[ \frac{\Delta p_p}{q} \right]}{dt_{ca}}$$

两条曲线。综合分析认为,NPI典型曲线拟合方法可应用于元坝长兴组气藏(井)储层参数的评价<sup>[21-22]</sup>。

## 2 实例分析

基于元坝气田所有投产气井产量、压力等生产资料,开展产量不稳定方法应用分析,其中Agarwal-Gardner、Blasingame、NPI三种产量不稳定方法应用效果较好,成功应用于气藏储层动态参数、气井动态产能、动态储量以及水侵识别等评价工作,获得了可靠的评价结果及认识,有效指导了元坝气田高效开发。

元坝X1井是一口水平井,测井解释I+II类水平

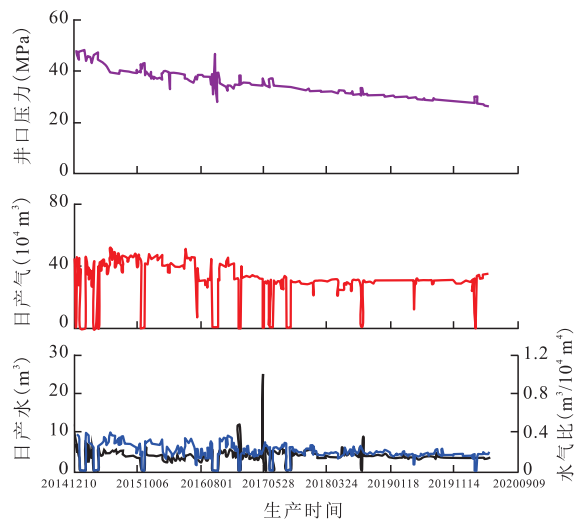


图1 元坝X1井采气曲线

Fig. 1 Production curves of Well-X1 in Yuanba Gas Field

段长650.4 m,结合地质参数(气层厚度60 m、孔隙度4.7%、原始地层压力69.84 MPa、地层温度148.8℃)、流体参数(相对密度0.614、H<sub>2</sub>S含量3.334 mol%),该井于2014年12月投产,初期配产41.74×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,初始井口油压46 MPa。该井于2017年、2018年、2020年进行了三次关井压力恢复测试。

利用元坝X1井产量、压力生产资料(图1),结合地质参数,对该井进行产量分析。首先,建立气井的基础参数表,包括储层性质、流体性质、井筒计算参数、日产数据等。其次,充分考虑井斜角、多变径的管柱模型、井筒温度模型以及多相管流的模型的基础上,开展地层压力与井底流动压力折算。然后,对气井生产数据进行质量审查,删除生产中的异常数据以及双对数曲线中的异常点。最后,采用典型图版拟合法(Blasingame、A-G、NPI方法),将实际数据与模型理论图版进行拟合,求取相关参数,开展生产历史拟合要尽量选择数据相对平稳的阶段,要提取流动段作为初始点,避免数据发生较大跳跃的点,拟合结果见图2、3、4。

### 2.1 储层动态参数

利用井底压力恢复数据进行试井拟合解释,将三次的解释结果对比可知:历年试井拟合双对数曲线形态总体一致(2017年、2018年与2020年),可识别出3个流动阶段:井储表皮反映段、水平井线性流动段、2区复合流动段,选用水平井两区径向复合模型进行解释(图5)。从历年试井解释结果(表1)对比

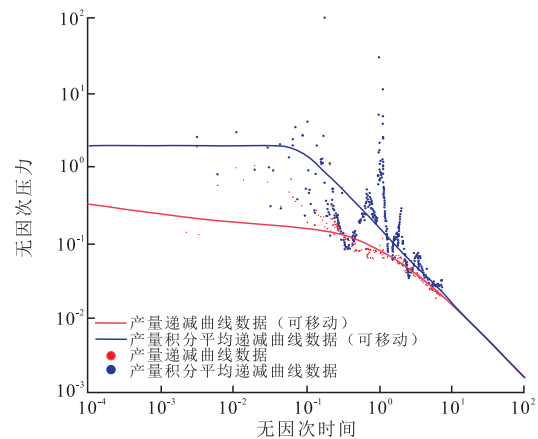


图2 元坝X1井AG模版曲线拟合

Fig. 2 AG template curve fitting of Well-X1 in Yuanba Gas Field

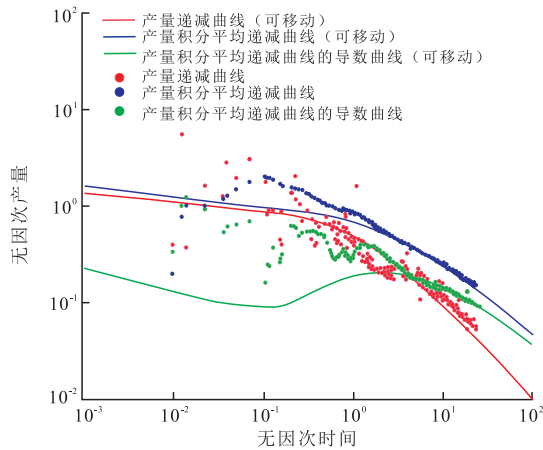


图3 元坝X1井Blasinggame 模版曲线拟合  
Fig. 3 Blasinggame template curve fitting of Well-X1 in Yuanba Gas Field

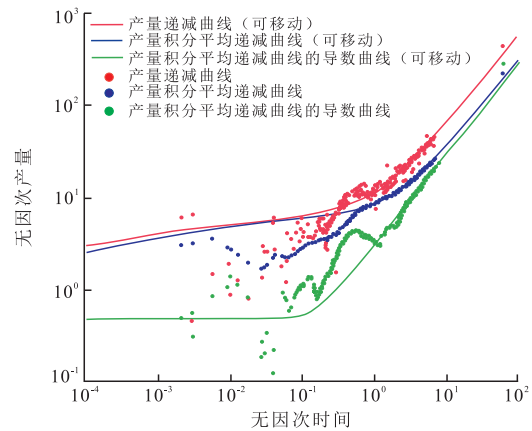


图4 元坝X1井NPI模版曲线拟合  
Fig. 4 NPI template curve fitting of Well-X1 in Yuanba Gas Field

表1 历年试井解释结果对比

Table 1 Comparison of well test interpretation results over the years

测试日期	解释模型	地层压力(MPa)		地层系数 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ )	有效渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	表皮系数	垂向渗透率比 水平渗透率	井筒储存 ( $\text{m}^3/\text{MPa}$ )	复合半径 (m)	两区 流度比
		压力计	产层中部							
2017年7月	变井储+表皮+ 水平井+径向复合	55.05		69.1	1.15	-6.49	0.31	2.77	201	4.47
2018年9月	水平井+径向复合	49.83	50.47	69.9	1.16	-6.54	0.61	2.72	191	1.34
2020年2月	水平井+径向复合	46.31	46.89	78.5	1.31	-6.79	0.58	2.55	212	1.5

表2 元坝X1井不稳定产量分析与试井分析解释结果对比

Table 2 Comparison of unstable production analysis and well test analysis interpretation results of Well-X1 in Yuanba Gas Field

分析方法	测试日期	解释模型	地层压力 (MPa)	地层系数 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ )	有效渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	表皮系数	垂向渗透率比 水平渗透率 ( $K_v/K_h$ )	动态储量 ( $10^8 \text{m}^3$ )
不稳定产量分析	2020年3月	水平井+均质油藏+圆形边界	47.60	72.2	1.20	-2	0.568	27.9
试井分析	2020年2月	水平井+径向复合	46.89	78.5	1.31	-6.79	0.580	

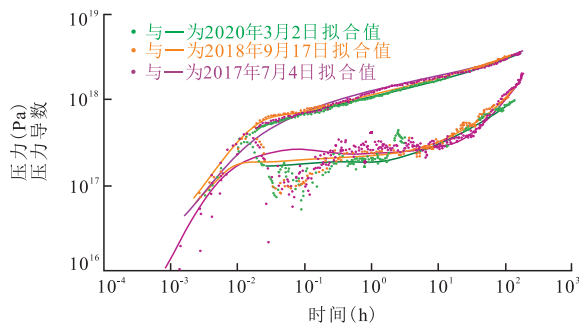


图5 元坝X1井历年试井拟合双对数对比  
Fig. 5 Log comparison of well test fitting of Well-X1 in Yuanba Gas Field over the years

可知,三次解释结果差异不大,2020年解释外推地层压力为46.89 MPa,储层有效渗透率为 $1.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,综合表皮系数-6.79,复合半径为212 m。

将该井的产量不稳定分析结果与试井解释结果进行对比(表2)。从对比结果可知,产量不稳定分析结果与试井解释结果所获得的储层参数基本一致,目前元坝X1井地层压力大约47 MPa左右,储层有效渗透率为 $1.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右。

## 2.2 动态储量评价

动态储量具有时效性,元坝长兴组气藏气井生

产具有“产量调整频繁、气井多次开关井、部分井生产时间较短未达到拟稳定流动”等特征,运用产量不稳定分析方法,对气井生产历史进行拟合,不断利用新增动态资料,采用多次计算、确定气井泄气半径、计算井控动态储量,获得较为可靠的计算结果。元坝X1井利用产量不稳定分析,通过拟合曲线,计算最新动态储量为 $27.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

利用该井3个实测地层压力数据点,采用压降法评价动态储量为 $24.64 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图6)。对比两种方法,认为评价结果整体相近,误差较小,产量不稳定分析方法计算动态储量方法可信。

### 2.3 水侵早期识别

产量不稳定分析方法利用准确的产量、压力数据,通过典型图版拟合分析,可以判别气藏的水侵程度,准确开展水侵识别,尽早采取防水措施<sup>[19-20]</sup>。

总体上可将边底水水侵一出水过程分为:正常生产段、受水体能量补充段、受水锥进而生产变差段、携液生产阶段。这四个阶段在产量不稳定分析典型曲线上表现的特征如图7所示,分别为:

- 1) 正常生产段:规整化产量曲线与某典型曲线吻合、流动物质平衡曲线为初期直线段;
- 2) 受水体能量补充段:规整化产量曲线向右上偏离边界控制流动直线段、流动物质平衡曲线向右上偏离初期直线段;
- 3) 受水锥进而生产变差段:规整化产量曲线向左下偏离边界控制流动直线段,未与理论曲线相交;流动物质平衡曲线向左下偏离初期直线段;
- 4) 携液生产段:规整化产量曲线落到理论曲线下方<sup>[23]</sup>。

元坝X1井前期配产 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,压力下降较快

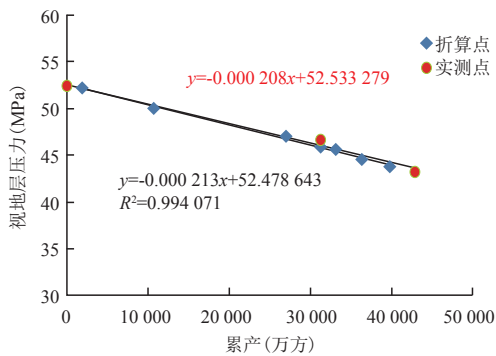


图6 元坝X1井压降法图版

Fig. 6 Pressure drop chart of Well-X1 in Yuanba Gas Field

( $0.05 \text{ MPa/d}$ ),配产 $45 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,生产更稳定,油压下降速度低( $0.001 \text{ MPa/d}$ ),表现为能量充足。结合该井地质特征,分析认为气井的能量补充可能是生产压差增大后引起三类储层动用,三类储层储量的补充,也可能来源于下部水体能量的补充。此时试井解释双对数曲线显示没有发生水侵。通过产量不稳定分析,Blasingame特征曲线发生上翘,分析认为气井发生了水侵(图8)。

### 3 结论

1) 产量不稳定分析方法资料来源广泛、获取成本较低,是对日常生产动态数据的定量分析,且分析范围可以扩展生产过程的整个流动阶段;该方法充分运用了产量数据和井底流压数据,既适用于变产量情况也适用于变井底流压生产情况。

2) 实例分析认为,元坝X1井目前地层压力为 $46.89 \text{ MPa}$ ,储层有效渗透率为 $1.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,无阻流

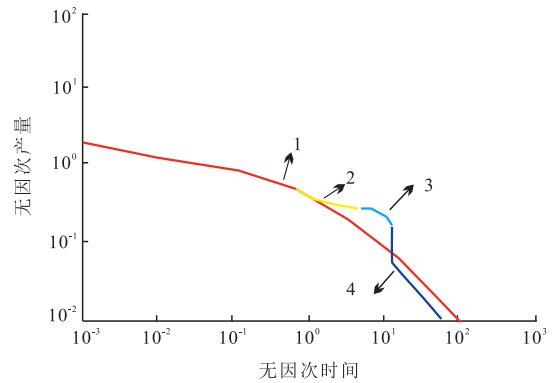


图7 水侵情形Blasingame递减曲线特征

Fig. 7 Characteristics of Blasingame decline curve under water invasion

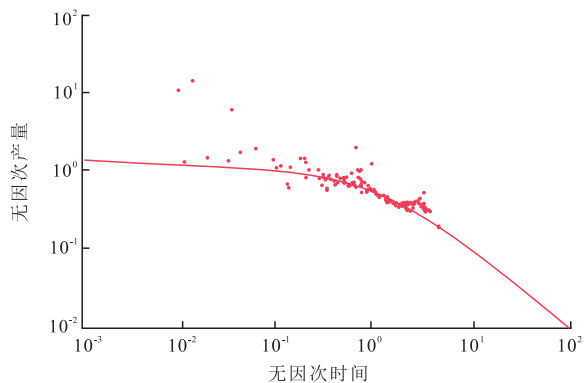


图8 元坝X1井Blasingame递减曲线

Fig. 8 Blasingame decline curve of Well-X1 in Yuanba Gas Field

量为 $140.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,动态储量 $27.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,排除该井有底水,但气井存在产水的可能性。

3) 产量不稳定分析方法与试井解释结果差异不大,评价参数可靠性高。可以广泛应用于元坝长兴组气藏的开发研究中,有助于深化认识气藏的储层地质特征,解决生产中的难题,为后期气藏配产奠定基础,从而进一步指导气藏动态分析。

### 符号说明

$p_0$ 为无因次压力; $t_0$ 为无因次时间; $q_0$ 为无因次产量; $p_p$ 为拟压力, $\text{psi}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ( $1 \text{ psi}=6.89476 \text{ kPa}$ ); $p_i$ 为原始地层压力, $\text{psi}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $p_{wf}$ 为井底流动压力, $\text{psi}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $p_{pi}$ 为以拟压力形式表示的原始地层压力, $\text{psi}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $p_{pwf}$ 为以拟压力形式表示的井底流动压力, $\text{psi}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $K$ 为储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $h$ 为储层有效厚度, $\text{ft}$ ( $1 \text{ ft}=0.3048 \text{ m}$ );  $T$ 为储层温度, $^\circ\text{F}$ , $^\circ\text{C}=59(^\circ\text{F}-32)$ ;  $q_i$ 为初始产量量; $q$ 为任意时刻产量, $\text{MMcf}$ ( $1 \text{ MMcf}=2.8317 \times 10^4 \text{ m}^3$ );  $t$ 为时间, $\text{d}$ ;  $\phi$ 为孔隙度,小数; $\mu_i$ , $\mu$ 分别为对应压力 $p_i$ 和 $p$ 时气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $c_{gi}$ 为对应压力 $p_i$ 时的气体压缩系数, $1/\text{psi}$ ;  $r_w$ 为气井泄流半径, $\text{ft}$ ;  $t_{ca}$ 为物质平衡拟时间, $\text{d}$ 。

### 参考文献

[1] 刘成川,柯光明,李毓.元坝气田超深高含硫生物礁气藏高效开发技术与实践[J].天然气工业,2019,40(5):149-155.  
LIU Chengchuan, KE Guangming, LI Yu. High efficient development technology and Practice of organic reef gas reservoirs with ultra-deep and high sulfur content in Yuanba Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2019, 40(5): 149-155.

[2] DOU H E, CHEN C C, CHANG Y W, et al. Analysis and comparison of decline models: a field case study for the Intercampo Oil Field, Venezuela[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 2(1): 68-78.

[3] Ilk D, Rushing J A, Blasingame T A. Decline-curve analysis for HP/HT gas wells: theory and applications[C]// Paper SPE-125031-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 4-7, 2009.

[4] 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):50-55.  
LIU Xiaohua, ZOU Chunmei, JIANG Yandong, et al. Theory and application of modern production decline analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(5): 50-55.

[5] 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. Modern production decline analysis method and application of oil and gas well[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.

[6] 孙贺东,欧阳伟平,张冕.基于数值模型的气井现代产量递

减分析及动态预测[J].石油学报,2017,38(10):1194-1199.  
SUN Hedong, OUYANG Weiping, ZHANG Mian. Advanced production decline analysis and performance forecasting of gas wells based on numerical model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(10): 1194-1199.

[7] 刘能强.实用现代试井解释方法[M].第5版.北京:石油工业出版社,2008.  
LIU Nengqiang. Practical modern well test interpretation method[M]. 5<sup>th</sup> ed. Petroleum Industry Press, 2008.

[8] 徐小虎.水平井不稳定试井与产量递减分析新方法[J].中国石油石化,2018,27(1):14-20.  
XU Xiaohu. A new method for analysis of horizontal well instability test and production decline[J]. China Petrochem, 2018, 27(1): 14-20.

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

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

[11] AGARWAL R G, GARDNER D C, KLEINSTEIBER S W. Analyzing well production data using combined type curve and decline curve concepts[J]. Journal of Petroleum Technology, 1998, 50(10): 76-77.

[12] BLASINGAME T A, LEE W J. Variable-rate Reservoir Limits Testing[C]// Paper SPE 15028 presented at the Permian Basin Oil&Gas Recovery Conference of the Society of Petroleum Engineers, 13-14 March 1986, Midland, USA.

[13] DOUBL LE, BLASINGAME TA Decline curve analysis using type curves—analysis of oil well production data using material balance: application to field cases[C]// Paper SPE 28688 presented at the International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10-13 October 1994, Veracruz, Mexico.

[14] WAN Y J, LIU Y W, OUYANG W P. Numerical investigation of dual porosity model with transient transfer function based on discrete-fracture model[J]. Applied Mathematics and Mechanics, 2016, 37(5): 611-626.

[15] 曾焱,王本成,聂仁仕.线性复合油藏多级压裂水平井渗流模型[J].石油学报,2017,38(6):687-695.  
ZENG Yan, WANG Bencheng, NIE Renshi. The porous flow model of multi-stage fractured horizontal well in linear composite oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 687-695.

[16] 崔彬,付玉通.煤层气井现代产量递减分析应用研究[J].煤炭科学技术,2017,45(3):101-104.  
CUI Bin, FU Yutong. Application and analysis of modern production decline of coalbed methane Wells[J]. Coal science and Technology, 2017, 45(3): 101-104.

[17] 肖翠.现代产量递减分析法在鄂尔多斯盆地延川南煤层气田中的应用[J].天然气工业,2018,38(s1):102-106.  
XIAO Cui. Application of modern yield decline analysis method in Yanchuan South coalbed methane field, Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(s1): 102-106.

[18] 刘刚.现代产量递减分析技术在放南气井中的应用[J].石油

- 化工应用, 2019, 38(6): 41-44.
- LIU Gang. Application of modern production decline analysis technology in Anan gas well[J]. Petrochemical Applications, 2019, 38(6): 41-44.
- [19] 欧阳伟平. 致密气藏分段压裂水平井的不稳定压力与产量综合分析方法[J]. 油气井测试, 2018, 27(1): 14-21.
- OUYANG Weiping. Comprehensive analysis method for transient pressure and production of multistage fractured horizontal well in tight gas reservoirs[J]. Well Testing, 2018, 27(1): 14-21.
- [20] 王江顺, 张远凯. 基于现代产量递减分析法的煤层气井应用研究[J]. 煤炭技术, 2018, 37(9): 64-66.
- WANG Jiangshun, ZHANG Yuankai. Research on application of CBM wells based on modern production decreasing analysis [J]. Coal Technology, 2018, 37(9): 64-66.
- [21] 刘成川, 王本成. 元坝气田超深层高含硫气井沉积预测研究[J]. 科学技术与工程, 2018, 37(9): 124-131.
- LIU Chengchuan, WANG Bencheng. Research on the prediction of high sulfur gas well deposition in Yuaba Gas Field [J]. Science Technology and Engineering, 2018, 37(9): 124-131.
- [22] 赵金洲, 游先勇, 李勇明, 等. 页岩气藏水平井压后不稳定早期产量预测模型研究与分析[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(6): 70-76.
- ZHAO Jinzhou, YOU Xianyong, LI Yongming, et al. Study and analysis on early production prediction model of horizontal well pressure instability in shale gas reservoirs[J]. Evaluation and development of oil and gas reservoirs, 2018, 8(6): 70-76.
- [23] 张明迪, 王本成, 赵勇, 等. 长兴组生物礁气藏水侵早期识别及调整对策研究[J]. 断块油气藏, 2018, 37(9): 64-66.
- ZHANG Mingdi, WANG Bencheng, ZHAO Yong, et al. Study on early identification of water invasion and adjustment countermeasures of organic reef gas reservoirs in Changxing Formation[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 37(9): 64-66.

(编辑 徐佩)

(上接第 642 页)

- Chemical Industry, 2020, 49(7): 1768-1771.
- [26] 王维波, 汤瑞佳, 江绍静, 等. 延长石油煤化工 CO<sub>2</sub> 捕集、利用与封存 (CCUS) 工程实践[J]. 非常规油气, 2021, 8(2): 1-7.
- WANG Weibo, TANG Ruijia, JIANG Shaojing, et al. The engineering practice of CO<sub>2</sub> capture, utilization and storage (CCUS) in coal chemical industry of Yanchang Petroleum[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(2): 1-7.
- [27] 秦积舜, 李永亮, 吴德斌, 等. CCUS 全球进展与中国对策建议[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 20-28.
- QIN Jishun, LI Yongliang, WU Debin, et al. CCUS global progress and China's policy suggestions[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 20-28.
- [28] 张妍, 池晓彤, 康蓉. 全球 CCS 技术的研究、发展与应用动态[J]. 中外能源, 2020, 25(4): 1-10.
- ZHANG Yan, CHI Xiaotong, KANG Rong. Research, development and application trends of CCS technology worldwide[J]. Sinoglobal Energy, 2020, 25(4): 1-10.
- [29] 计秉玉. 中国 CCUS 的发展、机遇与挑战[C]// 第四届 CCUS 国际论坛, 北京, 2017.
- JI Bingyu. Development, opportunities and challenges of CCUS in China[C]// The 4th CCUS International Forum, April 2017, Beijing, 2017.
- [30] 赵丰年, 辛翠平. 储层 CO<sub>2</sub> 封存能力研究[J]. 非常规油气, 2020, 7(3): 72-76.
- ZHAO Fengnian, XIN Cuiping. Study on CO<sub>2</sub> storage capacity of reservoirs[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(3): 72-76.
- [31] 张冰, 梁凯强, 王维波, 等. 鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO<sub>2</sub> 有效地质封存潜力评价[J]. 非常规油气, 2019, 6(3): 15-20.
- ZHANG Bing, LIANG Kaiqiang, WANG Weibo, et al. Evaluation of effective CO<sub>2</sub> geological sequestration potential of deep saline aquifer in Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(3): 15-20.
- [32] 李丰辉, 乐平, 王聚锋, 等. 强底水油藏剩余油分布特征及驱替开采可行性研究[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(6): 47-52.
- LI Fenghui, LE Ping, WANG Jufeng, et al. Study on the distribution characteristics of remaining oil in strong bottom water reservoir and the feasibility of displacement production [J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(6): 47-52.
- [33] 张炜, 粟鹏, 刘启聪, 等. 物联网技术在天然气分离计量集成装置改进中的应用[J]. 石油与天然气化工, 2020, 49(5): 92-97.
- ZHANG Wei, SU Peng, LIU Qicong, et al. Practical application of Internet of Things technology in the improvement of natural gas separation and metering integrated skid-mounted equipment[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2020, 49(5): 92-97.
- [34] 段礼祥, 李涛, 唐瑜, 等. 基于多源异构信息融合的机械故障诊断方法[J]. 石油机械, 2021, 49(2): 60-67, 80.
- DUAN Lixiang, LI Tao, TANG Yu, et al. Mechanical fault diagnosis method based on multi-source heterogeneous information fusion[J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49(2): 60-67, 80.
- [35] 谢军. “互联网+”时代智慧油气田建设的思考与实践[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 137-145.
- XIE Jun. Construction of smart oil and gas fields in the “Internet Plus” era[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 137-145.
- [36] 彭章保, 王绍平, 张远东, 等. 油田开发与数字化信息化融合的实践与认识[J]. 中国管理信息化, 2020, 23(21): 62-63.
- PENG Zhangbao, WANG Shaoping, ZHANG Yuandong, et al. Practice and understanding of the integration of oilfield development and digital Informaionization[J]. China Management Informaionization, 2020, 23(21): 62-63.

(编辑 徐佩)